

NR 5  
2003

1 września 2003

BIULETYN  
URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

w numerze m.in.:

- **Odnawialne źródła energii**
- **Potrzeby energetyczne odbiorców**
- **Jakość energii elektrycznej**
- **BHP w energetyce**

## **Urząd Regulacji Energetyki**

00-872 Warszawa, ul. Chłodna 64

<b>Prezes</b>	tel. 66-16-302 fax 66-16-300
<b>Wiceprezes</b>	tel. 66-16-202 fax 66-16-200
<b>Dyrektor Generalny</b>	tel. 66-16-102 fax 66-16-106
<b>Gabinet Prezesa</b>	tel. 66-16-302 fax 66-16-300
<b>Departament Przedsiębiorstw Energetycznych</b>	tel. 66-16-238 fax 66-16-319
<b>Departament Taryf</b>	tel. 66-16-210 fax 66-16-219
<b>Departament Promowania Konkurencji</b>	tel. 66-16-232 fax 66-16-225
<b>Departament Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych</b>	tel. 66-16-314 fax 66-16-321
<b>Biuro Prawne</b>	tel. 66-16-130 fax 66-16-134
<b>Rzecznik Odbiorców Paliw i Energii</b>	tel. 66-16-305 fax 66-16-200
<b>Biuro Obsługi Urzędu</b>	tel. 66-16-155 fax 66-16-177
<b>Kancelaria Ogólna – informacje</b>	tel. 66-16-107 fax 66-16-152

**Urząd Regulacji Energetyki**

e-mail: [ure@ure.gov.pl](mailto:ure@ure.gov.pl)

adres internetowy: [www.ure.gov.pl](http://www.ure.gov.pl)

## Szanowni Czytelnicy!

Jednym z dosyć często występujących problemów na styku dostawca – odbiorca paliw lub energii, jest nielegalny pobór nośników energii. Uproszczone zasady dochodzenia przez przedsiębiorstwa energetyczne należności z tytułu nielegalnie pobranych paliw lub energii zawarte są w art. 57 Prawa energetycznego. Jednak praktyka stosowania tego przepisu ukazuje wiele rozbieżności z uregulowaniami zapisanymi w innych ustawach. Na temat prawnych możliwości dochodzenia opłat przez przedsiębiorstwa energetyczne pisze w swoim artykule Małgorzata Szczepańska.

Na początku br. do wszystkich spółek obrotu skierowano prośbę o przesłanie informacji dotyczącej realizacji obowiązku zakupu „zielonej” energii elektrycznej w 2002 r. Wyniki i analizę przeprowadzonej ankiety publikujemy w sprawozdaniu opracowanym przez Departament Przedsiębiorstw Energetycznych. Znajdą tam Państwo również informacje nt. nadzoru przez Prezesa URE realizacji obowiązku zakupu przez przedsiębiorstwa obrotu energii ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych.

Problem rozwoju i regulacji rynku energii odnawialnej w Polsce został także poruszony na kolejnym seminarium z cyklu „Warsztaty Regulatora”. Tematykę Warsztatów przedstawia na łamach Biuletynu Roman Szramka.

26 czerwca br. przez Parlament Europejski i Radę Unii Europejskiej zostały uchwalone dwie dyrektywy w sprawie wspólnych zasad funkcjonowania wewnętrznego rynku energii elektrycznej i gazu ziemnego w krajach Unii Europejskiej. O głównych celach dyrektyw, implikacjach dla krajowego rynku energii i paliw, które powinny zostać uwzględnione w procesie wdrażania prawa unijnego oraz korelacjach pomiędzy „starymi” a „nowymi” dyrektywami piszą w swoich artykułach: Mirosław Duda oraz Małgorzata Kozak i Piotr Seklecki.

W bieżącym numerze Biuletynu zachęcamy także Państwa do lektury tekstów: Witolda Cherubina pt. „Lokalne rynki i plany zaopatrzenia w energię”, w którym autor przybliży pojęcie rynku w odniesieniu do nośników energii, oraz „Bezpieczeństwo i higiena pracy w sektorze energetycznym” Marka Rozya, przedstawiającego stan funkcjonowania tej sfery w przedsiębiorstwach energetycznych. Zagadnienie BHP nie jest domeną regulatora, warto jednak zwrócić uwagę na tworzenie i funkcjonowanie bezpiecznych miejsc pracy. Dlatego też łamy Biuletynu otwieramy do dyskusji na ten temat.

Ponadto publikujemy informację kierowaną głównie do uprawniających podmiotów chcących wystąpić do Prezesa URE z wnioskiem o powołanie komisji kwalifikacyjnych ds. stwierdzania wymagań kwalifikacyjnych osób zajmujących się dozorem i eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci energetycznych. Informacja zawiera zasady i wskazówki przydatne do prawidłowego sformułowania i przedstawienia ww. wniosku.

Redakcja

## SPIS TREŚCI

Prawo energetyczne – rozporządzenie	2
Rozstrzygnięcie sporów przez Prezesa URE w I i II kwartale 2003 r.	5
Prawne możliwości dochodzenia opłat za nielegalny pobór paliw lub energii	9
Odbiorca ma bezwzględne prawo udziału w postępowaniu przed Sądem Ochrony Konkurencji i Konsumentów	12
Usługi informatyczne w elektroenergetyce (outsourcing)	15
Energia elektryczna ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych w zakupach spółek obrotu w 2002 r.	19
Rozwój i regulacja rynku energii odnawialnej w Polsce	25
Implikacje Dyrektywy 2003/54/EC dla krajowego rynku energii elektrycznej	29
Harmonizacja systemu podatku VAT a jednolity rynek energii	32
Nowe dyrektywy – podstawy prawne funkcjonowania wewnętrznego rynku energii elektrycznej i gazu ziemnego w krajach UE	35
Jakość energii w warunkach rynku energii	40
Lokalne rynki i plany zaopatrzenia w energię	50
Bezpieczeństwo i higiena pracy w sektorze energetycznym	62
Informacje i komunikaty	66

### BIULETYN URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

Wydawca: Urząd Regulacji Energetyki

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

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

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

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

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

www.ure.gov.pl

# ROZPORZĄDZENIE MINISTRA GOSPODARKI, PRACY I POLITYKI SPOŁECZNEJ<sup>1)</sup>

z dnia 30 maja 2003 r.

w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku zakupu energii elektrycznej i ciepła z odnawialnych źródeł energii oraz energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła

(Dz. U. Nr 104, poz. 971)

Na podstawie art. 9a ust. 4 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 54, poz. 348, z późn. zm.<sup>2)</sup>) zarządza się, co następuje:

## Rozdział 1 Przepisy ogólne

§ 1. Rozporządzenie określa:

- 1) zakres obowiązku zakupu energii elektrycznej i ciepła z odnawialnych źródeł energii oraz energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła;
- 2) rodzaje, parametry techniczne i technologiczne źródeł odnawialnych wytwarzających energię elektryczną lub ciepło;
- 3) parametry techniczne i technologiczne źródeł energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła;
- 4) wielkość udziału energii, o których mowa w pkt 1, których zakup przez przedsiębiorstwa energetyczne jest obowiązkowy, w sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom;
- 5) sposób uwzględniania w taryfach kosztów energii elektrycznej i ciepła objętych obowiązkiem zakupu.

§ 2. Użyte w rozporządzeniu określenia oznaczają:

- 1) „ustawa” – ustawę z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne;
- 2) „biomasa” – substancje pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego, które ulegają biodegradacji, pochodzące z produktów, odpadów i pozostałości z produkcji rolnej oraz leśnej, a także przemysłu przetwarzającego ich produkty, a także inne części odpadów, które ulegają biodegradacji;
- 3) „biogaz” – gaz pozyskany z biomasy, w szczególności z instalacji przeróbki odpadów zwierzęcych lub roślinnych, oczyszczalni ścieków i składowisk odpadów;
- 4) „jednostka wytwórcza” – wyodrębniony zespół urządzeń, służący do wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła, opisany za pomocą danych handlowych i technicznych;
- 5) „wspólna sieć” – sieć elektroenergetyczną na terytorium

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

Rzeczypospolitej Polskiej albo połączone i współpracujące ze sobą sieci ciepłownicze na obszarze kraju.

§ 3. 1. Odnawialne i skojarzone źródła energii powinny posiadać parametry techniczne i technologiczne umożliwiające współpracę z siecią, zgodnie z parametrami technicznymi energii elektrycznej lub nośnika ciepła przesyłanymi w tej sieci.

2. Przez skojarzone źródło energii rozumie się jednostkę wytwórczą wytwarzającą energię elektryczną i ciepło ze sprawnością przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną i ciepło łącznie co najmniej 70% obliczoną jako średnioroczna w roku kalendarzowym poprzedzającym rok wprowadzenia do stosowania taryfy dla energii elektrycznej wytwarzanej w tej jednostce, z zastrzeżeniem § 9 ust. 3 i 4.

## Rozdział 2 Odnawialne źródła energii

§ 4. 1. Do energii wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii zalicza się, niezależnie od parametrów technicznych źródła, energię elektryczną lub ciepło pochodzące ze źródeł odnawialnych, w szczególności:

- 1) z elektrowni wodnych;
- 2) z elektrowni wiatrowych;
- 3) ze źródeł wytwarzających energię z biomasy;
- 4) ze źródeł wytwarzających energię z biogazu;
- 5) ze słonecznych ogniw fotowoltaicznych;
- 6) ze słonecznych kolektorów do produkcji ciepła;
- 7) ze źródeł geotermicznych.

2. W przypadku wspólnego, w tej samej jednostce wytwórczej, spalania biomasy lub biogazu z innymi paliwami służącymi do wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła, do energii wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii zalicza się także część energii odpowiadającą procentowemu udziałowi energii chemicznej biomasy lub biogazu w całości energii chemicznej zużywanego paliwa do produkcji energii elektrycznej lub ciepła, obliczanej na podstawie rzeczywistych wartości opalowych tych paliw, według wzoru:

$$E_o = \frac{\sum_{i=1}^n M_{bi} \times W_{bi}}{\sum_{i=1}^n M_{bi} \times W_{bi} + \sum_{i=1}^m M_{ki} \times W_{ki}} \times E,$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- $E_o$  – ilość energii elektrycznej lub ciepła zaliczonych do energii wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii [w MWh lub GJ];
- $E$  – ilość energii elektrycznej lub ciepła wytworzonych w jednostce wytwórczej, w której jest spalana biomasa lub biogaz wspólnie z innymi paliwami [w MWh lub GJ];
- $M_{bi}$  – masę spalanej w jednostce wytwórczej biomasy lub biogazu [w Mg];

- $M_{ki}$  – masę spalonych w jednostce wytwórczej innych rodzajów paliw [w Mg];
- $W_{bi}$  – wartości opałowe biomasy lub biogazu spalonych w jednostce wytwórczej, obliczone w sposób określony w Polskich Normach [w MJ/Mg];
- $W_{ki}$  – wartości opałowe innych niż określone w symbolu  $W_{bi}$  paliw spalonych w jednostce wytwórczej, obliczone w sposób określony w Polskich Normach [w MJ/Mg];
- $n$  – liczbę rodzajów biomasy lub biogazu spalonych w jednostce wytwórczej;
- $m$  – liczbę rodzajów innych paliw spalonych w jednostce wytwórczej.

3. Obliczania i rozliczania ilości energii wytwarzanej z biomasy lub biogazu w przypadku, o którym mowa w ust. 2, dokonuje się na podstawie wskazań urządzeń i przyrządów pomiarowych, w rozumieniu przepisów o miarach.

§ 5. Obowiązki, o których mowa w art. 9a ust. 1 i 3 ustawy, nie dotyczą:

- 1) energii elektrycznej wytworzonej w elektrowniach wodnych szczytowo-pompowych z użyciem wody przepompowanej;
- 2) ciepła, jeżeli uzasadniony planowany koszt jego zakupu z odnawialnych źródeł energii spowoduje w przedsiębiorstwie energetycznym, w danym roku, wzrost cen lub stawek opłat za ciepło dostarczane dla odbiorców, o więcej niż wartość średniorocznego wskaźnika cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem w poprzednim roku kalendarzowym, określonego w komunikacie Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego, ogłoszonym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski”;
- 3) energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w wyniku termicznego przekształcania odpadów drewna mogących zawierać organiczne związki chlorowcopochodne, metale ciężkie lub związki tych metali powstałe w wyniku obróbki drewna z użyciem środków do konserwacji lub powlekania oraz odpadów drewna pochodzących z prac budowlanych lub rozbiórkowych.

§ 6. Obowiązek, o którym mowa w art. 9a ust. 1 ustawy, uznaje się za spełniony, jeżeli udział ilościowy zakupionej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii lub wytworzonej we własnych odnawialnych źródłach energii i sprzedanej odbiorcom dokonującym zakupu energii elektrycznej na własne potrzeby, w wykonanej całkowitej rocznej sprzedaży energii elektrycznej przez dane przedsiębiorstwo energetyczne tym odbiorcom, wynosi nie mniej niż:

- 1) 2,65% w 2003 r.;
- 2) 2,85% w 2004 r.;
- 3) 3,1% w 2005 r.;
- 4) 3,6% w 2006 r.;
- 5) 4,2% w 2007 r.;
- 6) 5,0% w 2008 r.;
- 7) 6,0% w 2009 r.;
- 8) 7,5% w 2010 r.

§ 7. 1. Obowiązek, o którym mowa w art. 9a ust. 3 ustawy, uznaje się za spełniony, jeżeli oferowane do sprzedaży ciepło, wytworzone z odnawialnego źródła energii, zakupiono w ilości:

- 1) w jakiej je oferowano lub
- 2) równej łącznej ilości sprzedanego ciepła odbiorcom, którzy kupują od danego przedsiębiorstwa energetycznego ciepło

przesyłane daną siecią ciepłowniczą, do której jest przyłączone odnawialne źródło energii.

2. W przypadku gdy więcej niż jedno przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w art. 9a ust. 3 ustawy, prowadzi sprzedaż lub obrót ciepłem przesyłanym wspólną siecią, obowiązek zakupu dotyczy ciepła z odnawialnych źródeł energii zakupionego w ilości proporcjonalnej do udziału każdego z tych przedsiębiorstw w łącznej sprzedaży ciepła przez wszystkie przedsiębiorstwa energetyczne dostarczające ciepło do odbiorców przyłączonych do tej sieci.

§ 8. 1. Koszty uzasadnione zakupu energii elektrycznej i ciepła, ponoszone w związku z realizacją obowiązków, o których mowa w art. 9a ust. 1 i 3 ustawy, uwzględnia się w kalkulacji cen i stawek opłat ustalanych w taryfie przedsiębiorstwa energetycznego realizującego te obowiązki, przyjmując, że każda jednostka energii elektrycznej lub ciepła sprzedawana przez dane przedsiębiorstwo energetyczne wszystkim odbiorcom jest w tej samej wysokości obciążona tymi kosztami.

2. Kosztami, o których mowa w ust. 1, energii elektrycznej i ciepła wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii, uwzględnionymi w taryfach, są koszty zakupu:

- 1) energii elektrycznej na giełdzie towarowej w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych (Dz. U. Nr 103, poz. 1099, z 2002 r. Nr 200, poz. 1686 oraz z 2003 r. Nr 50, poz. 424 i Nr 84, poz. 774);
- 2) energii elektrycznej na uznanym za konkurencyjny pozagiełdowym, ogólnodostępnym rynku tej energii;
- 3) energii elektrycznej lub ciepła bezpośrednio od wytwarzającego tę energię lub ciepło na podstawie ceny ustalonej odpowiednio w zatwierdzonej taryfie wytwarzającego, w wyniku przetargu albo negocjacji.

3. Jako koszty energii elektrycznej i ciepła, ponoszone w związku z realizacją obowiązków, o których mowa w art. 9a ust. 1 i 3 ustawy, uznaje się także koszty uzasadnione wytwarzania energii we własnych źródłach odnawialnych.

4. W przypadku wystąpienia, w okresie obowiązywania taryfy, różnicy między przyjętymi do kalkulacji a rzeczywiście poniesionymi kosztami uzasadnionymi, różnicę tę uwzględnia się w kalkulacji cen i stawek opłat ustalanych w taryfie wprowadzonej do stosowania w roku następującym po roku, w którym różnica ta wystąpiła.

### Rozdział 3 Skojarzone źródła energii

§ 9. 1. Do energii elektrycznej podlegającej obowiązkowi zakupu zalicza się energię elektryczną wytworzoną w skojarzonym źródle energii.

2. Sprawność przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną i ciepło łącznie, o której mowa w § 3 ust. 2, dla jednostki wytwórczej oblicza się według wzoru:

$$\eta_{sk} = [(3,6 E_{el} + Q_c) : Q_p] \times 100,$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$\eta_{sk}$  – sprawność przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną i ciepło [w %];

$E_{el}$  – ilość energii elektrycznej, wytworzonej w roku kalendarzowym poprzedzającym rok wprowadzenia do stosowania taryfy lub planowanej do wytworzenia dla nowo budo-

wanej jednostki wytwórczej, mierzonej na zaciskach generatora lub ogniwa paliwowego [w NWh];

$Q_c$  – ilość ciepła, wytworzonego w roku kalendarzowym poprzedzającym rok wprowadzenia do stosowania taryfy lub planowanego do wytworzenia dla nowo budowanej jednostki wytwórczej, mierzonego na wyjściach z jednostki wytwórczej [w GJ] i przeznaczonego:

- 1) do ogrzewania budynków i przygotowania ciepłej wody użytkowej;
- 2) do przemysłowych procesów technologicznych;
- 3) dla obiektów wykorzystywanych do produkcji rolnej, roślinnej lub zwierzęcej, w celu zapewnienia odpowiedniej temperatury i wilgotności w tych obiektach;
- 4) do wtórnego wytwarzania chłodu w przypadkach wymienionych w pkt 1-3;

$Q_p$  – ilość energii chemicznej paliwa brutto zużytego w roku kalendarzowym poprzedzającym rok wprowadzenia do stosowania taryfy lub planowanej do zużycia dla nowo budowanej jednostki wytwórczej [w GJ].

3. W przypadku gdy 2002 r. jest rokiem kalendarzowym poprzedzającym rok wprowadzenia do stosowania taryfy, do energii wytworzonej w skojarzonych źródłach energii zalicza się energię elektryczną wytworzoną w jednostce wytwórczej, ze sprawnością przemiany chemicznej paliwa w energię elektryczną i ciepło łącznie co najmniej 65%.

4. W przypadku nowo budowanych jednostek wytwórczych sprawność przemiany, o której mowa w ust. 2, dla pierwszego roku obowiązywania taryfy dla tych jednostek wytwórczych oblicza się na podstawie wielkości planowanych.

§ 10. 1. Obowiązek, o którym mowa w art. 9a ust. 2 ustawy, uznaje się za spełniony w okresie od dnia 1 lipca 2003 r. do dnia 31 grudnia 2003 r., jeżeli udział ilościowy zakupionej energii elektrycznej ze skojarzonych źródeł energii, przyłączonych do wspólnej sieci, lub wytworzonej we własnych skojarzonych źródłach energii i zużytej na własne potrzeby lub dostarczonej odbiorcom, z wyłączeniem odbiorców będących operatorami systemu dystrybucyjnego lub przesyłowego elektroenergetycznego, w dostarczonej w tym okresie ilości energii elektrycznej przez dane przedsiębiorstwo energetyczne tym odbiorcom wynosi nie mniej niż 12,4%.

2. Obowiązek, o którym mowa w art. 9a ust. 2 ustawy, uznaje się za spełniony, jeżeli udział ilościowy zakupionej energii elektrycznej ze skojarzonych źródeł energii, przyłączonych do wspólnej sieci, lub wytworzonej we własnych skojarzonych źródłach energii i zużytej na własne potrzeby lub dostarczonej odbiorcom, z wyłączeniem odbiorców będących operatorami systemu dystrybucyjnego lub przesyłowego elektroenergetycznego, w dostarczonej rocznej ilości energii elektrycznej przez dane przedsiębiorstwo energetyczne tym odbiorcom wynosi nie mniej niż:

- 1) 12,4% w 2004 r.;
- 2) 15,0% w 2005 r.;
- 3) 15,2% w 2006 r.;
- 4) 15,4% w 2007 r.;
- 5) 15,6% w 2008 r.;
- 6) 15,8% w 2009 r.;
- 7) 16,0% w 2010 r.

§ 11. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w art. 9a ust. 2 ustawy, jest obowiązane do zakupu oferowanej do sprzedaży energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzonych

źródłach energii, przyłączonych do sieci, znajdujących się na terenie działania tego przedsiębiorstwa, w ilości nie mniejszej niż określona w § 10.

2. Wytwarzający energię elektryczną w skojarzonych źródłach energii przekazują przedsiębiorstwu energetycznemu, o którym mowa w art. 9a ust. 2 ustawy, dane o ilości oferowanej do sprzedaży energii elektrycznej do końca drugiego dnia poprzedzającego dzień wytworzenia tej energii, w formie zestawień godzinowo-dobowych.

3. W przypadku wystąpienia różnicy między ilością ustaloną do końca drugiego dnia poprzedzającego dzień wytworzenia energii, o której mowa w ust. 1, a ilością tej energii faktycznie dostarczoną, dodatkowe koszty powstałe w wyniku tej różnicy rozlicza się w umowach zawartych pomiędzy przedsiębiorstwem energetycznym, o którym mowa w art. 9a ust. 2 ustawy, a wytwarzającym energię elektryczną w skojarzonym źródle energii, przyłączonym do sieci, znajdującym się na terenie działania tego przedsiębiorstwa.

§ 12. W przypadku gdy w przedsiębiorstwie energetycznym, o którym mowa w art. 9a ust. 2 ustawy, udział ilościowy energii elektrycznej ze skojarzonych źródeł energii, o których mowa w § 11 ust. 1, jest niższy niż wartość tego udziału określona w § 10, dane przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane zakupić energię elektryczną oferowaną ze skojarzonych źródeł energii przyłączonych do wspólnej sieci w ilościach zapewniających osiągnięcie udziału określonego w § 10.

§ 13. 1. Koszty uzasadnione zakupu energii elektrycznej ponoszone w związku z realizacją obowiązku, o którym mowa w art. 9a ust. 2 ustawy, uwzględnia się w kalkulacji cen i stawek opłat ustalanych w taryfie przedsiębiorstwa energetycznego realizującego ten obowiązek, przyjmując, że każda jednostka energii elektrycznej sprzedawana przez dane przedsiębiorstwo energetyczne wszystkim odbiorcom jest w tej samej wysokości obciążona tymi kosztami.

2. W przypadku wystąpienia, w okresie obowiązywania taryfy, różnicy między przyjętymi do kalkulacji a rzeczywistością poniesionymi kosztami uzasadnionymi, różnicę tę uwzględnia się w kalkulacji cen i stawek opłat ustalanych w taryfie wprowadzonej do stosowania w roku następującym po roku, w którym różnica ta wystąpiła.

3. Koszty wynikające z różnicy ceny zakupu energii elektrycznej ze skojarzonych źródeł energii i ceny sprzedaży tej energii na rynku konkurencyjnym mogą być uwzględnione w stawce opłaty za świadczenie usług, o których mowa w art. 9c ust. 1 pkt 8 ustawy.

## Rozdział 4 Przepisy końcowe

§ 14. Traci moc rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 15 grudnia 2000 r. w sprawie obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, a także ciepła ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz zakresu tego obowiązku (Dz. U. Nr 122, poz. 1336).

§ 15. Rozporządzenie wchodzi w życie z dniem 1 lipca 2003 r., z wyjątkiem § 4 ust. 2 i 3, które wchodzi w życie z dniem 1 lipca 2004 r.

# ROZSTRZYGANIE SPORÓW PRZEZ PREZESA URE W I i II KWARTALE 2003 R.

Renata Trypens, Alicja Tutak

W okresie od 1 stycznia 2003 r. do 30 czerwca 2003 r. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki (Prezes URE) wydał 73 decyzje rozstrzygające spory określone w art. 8 ust. 1 ustawy z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne.<sup>1)</sup> Spośród tych decyzji 18 dotyczyło odmowy przyłączenia do sieci, 25 – odmowy zawarcia umowy-sprzedaży paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła, 20 – nieuzasadnionego wstrzymania ich dostaw oraz 10 – ustalenia warunków świadczenia usług przesyłowych. Rozstrzygnięcie co do istoty sprawy zawierało 47 decyzji, a w 26 przypadkach postępowanie administracyjne zostało umorzone.

Poniżej zostaną omówione wybrane przykłady podjętych przez Prezesa URE rozstrzygnięć.

## 1. Odmowa zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej

W omawianej sprawie, przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą m.in. na obrocie energią elektryczną (zwane dalej „Wnioskodawcą”), zawarło z Odbiorcą – przedsiębiorstwem prowadzącym działalność handlową w punktach sprzedaży zlokalizowanych na terenie całego kraju – umowę dzierżawy „urządzeń elektroenergetycznych” oraz umowę tzw. outsourcingu.

Przedmiotem drugiej z wymienionych umów było świadczenie usług polegających na optymalizacji kosztów związanych z dostarczaniem energii elektrycznej, w tym monitoringu zużycia tej energii, jak również sprzedaż energii elektrycznej Odbiorcy oraz innym podmiotom, zajmującym na podstawie umów cywilnoprawnych część powierzchni w jego obiektach (m.in. na podstawie umów najmu, dzierżawy itp.). Aby sprzedawać energię elektryczną Wnioskodawca musiał najpierw zawrzeć stosowne umowy z właściwymi przedsiębiorstwami dystrybucyjnymi.

W przypadku jednego z obiektów Odbiorcy, miejscowe przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się

przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej (zwane dalej „Zakładem”) odmówiło zawarcia z Wnioskodawcą umowy sprzedaży energii elektrycznej. W uzasadnieniu swego stanowiska Zakład podnosił m.in., iż dzierżawa instalacji elektrycznej nie jest równoznaczna z posiadaniem przez Wnioskodawcę tytułu prawnego do przedmiotowego obiektu. Wobec powyższego Wnioskodawca wystąpił do Prezesa URE z wnioskiem o rozstrzygnięcie sporu dotyczącego odmowy zawarcia przez Zakład umowy sprzedaży energii elektrycznej.

Rozstrzygając przedmiotowy spór należało mieć na względzie przepisy art. 7 ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne. Zgodnie z powołanymi przepisami, przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej są zobowiązane do zawarcia umowy o przyłączenie, umowy sprzedaży energii lub umowy o świadczenie usług przesyłowych z odbiorcami albo podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie do sieci, na zasadzie równoprawnego traktowania, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki dostarczania, a żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru (art. 7 ust. 1). Aby zaistniał powyższy obowiązek, ubiegający się o zawarcie umowy musi **posiadać tytuł prawny do korzystania z obiektu**, do którego energia elektryczna ma być dostarczana (art. 7 ust. 2). Tytułem prawnym była w tym przypadku zawarta przez Wnioskodawcę z Odbiorcą umowa dzierżawy. Nie ulega wątpliwości, że pod pojęciem „tytuł prawny” należy rozumieć każde uprawnienie do władania obiektem (np.: własność, użytkowanie oraz prawa o charakterze obligacyjnym jak najem czy **dzierżawa**). Jednakże w omawianej sprawie przedmiotem umowy dzierżawy była wewnętrzna instalacja odbiorcza, tj. wewnętrzna linia zasilająca i wewnętrzna instalacja odbiorcza w lokalach Odbiorcy. Natomiast pozostałe urządzenia tj. złącze kablowe, sieć elektroenergetyczna, stacja transformatorowa i układ pomiarowo-rozliczeniowy stanowiły własność Zakładu. Ponadto w budynku, poza lokalami Odbiorcy, znajdowały się również lokale należące do innych podmiotów, którym Zakład dostarczał energię elektryczną.

Rozstrzygnąć należało, czy dzierżawiona przez Wnioskodawcę wewnętrzna instalacja odbiorcza może być uznana za obiekt w rozumieniu art. 7 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne. W ocenie Prezesa URE pojęcie „obiekt”, w rozumieniu powołanego wyżej przepisu, ma szerszy zakres niż np. pojęcie „obiekt budowlany” zdefi-

1) Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 1997 r. Nr 54, poz. 348 i Nr 158, poz. 1042, z 1998 r. Nr 94, poz. 594, Nr 106, poz. 668 i Nr 162, poz. 1126, z 1999 r. Nr 88, poz. 980, Nr 91, poz. 1042 i Nr 110, poz. 1255, z 2000 r. Nr 43, poz. 489, Nr 48, poz. 555 i Nr 103, poz. 1099, z 2001 r. Nr 154, poz. 1800 i 1802, z 2002 r. Nr 74, poz. 676, Nr 113, poz. 984 i Nr 135, poz. 1144 oraz z 2003 r. Nr 50, poz. 424 i Nr 80, poz. 718).

niowane w przepisach ustawy z 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane<sup>2)</sup> oraz pojęcie „obiekt” zdefiniowane na użytek rozporządzeń Ministra Gospodarki: z 11 sierpnia 2000 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci ciepłowniczych, obrotu ciepłem, świadczenia usług przesyłowych, ruchu sieciowego i eksploatacji sieci oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców (Dz. U. z 2000 r. Nr 72, poz. 845) i z 12 października 2000 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie ciepłem (Dz. U. z 2000 r. Nr 96, poz. 1059).

Pogląd ten wydaje się uzasadniony na tle art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, w myśl którego obowiązek zawarcia umowy o przyłączenie czy też umowy sprzedaży powstaje, jeżeli przyłączany jest obiekt, który umożliwia spełnienie warunków odbioru energii, a więc co najmniej zmierzenia ilości pobranej energii elektrycznej.

W pojęciu tym mieszczą się zatem wszelkie obiekty, w tym także urządzenia nie związane trwale z gruntem, które mogą być przyłączone do sieci elektroenergetycznej. Jednakże obiekty te muszą stanowić zorganizowaną całość, która mogłaby zostać samodzielnie przyłączona do sieci elektroenergetycznej, a w konsekwencji do której mogłaby być dostarczana energia elektryczna. Wobec powyższego za obiekt, w rozumieniu art. 7 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, może być uznany np. lokal lub budynek, nie zaś instalacja wewnętrzna w tym lokalu czy też budynku.

Mając powyższe na uwadze, w decyzji rozstrzygającej przedmiotowy spór Prezes URE uznał, iż na Zakładzie nie ciąży obowiązek zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej z Wnioskodawcą.

Omawiana decyzja stała się prawomocna.

## 2. Odmowa przyłączenia do sieci elektroenergetycznej

W omawianym przypadku z wnioskiem do Prezesa URE o rozstrzygnięcie sporu dotyczącego odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej wystąpiło małżeństwo będące właścicielem nieruchomości rolnej (zwane dalej „Wnioskodawcami”).

Z dokonanych w toku postępowania administracyjnego ustaleń wynikało, że pomimo przeznaczenia działki Wnioskodawców w miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego pod uprawy rolne, plan ten nie zakazywał budowy na gruncie rolnym budynków mieszkalnych i gospodarczych. Wobec powyższego Wnioskodawcom wydana została decyzja o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu dla inwestycji polegającej na budowie domu mieszkalnego oraz

budynku gospodarczego z garażem. W decyzji tej zawarty był zapis mówiący o tym, iż inwestor (tj. Wnioskodawcy) uzbroi działkę we własnym zakresie. Następnie decyzją właściwego starosty udzielono Wnioskodawcom pozwolenia na budowę wspomnianych wyżej budynków oraz przyłączy: wodnego, kanalizacyjnego i energetycznego. Jak ustalono w prowadzonym przed Prezesem URE postępowaniu, Wnioskodawcy dwukrotnie podejmowali negocjacje z miejscowym przedsiębiorstwem energetycznym (zwanym dalej „Zakładem”) w sprawie przyłączenia ich nieruchomości do sieci elektroenergetycznej, które nie zostały sfinalizowane. W kolejnym przedstawionym Wnioskodawcom projekcie umowy o przyłączenie Zakład ustalił wysokość opłaty przyłączeniowej na podstawie ryczałtowych stawek wynikających z obowiązującej taryfy. Równocześnie Wnioskodawcy zostali zobowiązani do przedstawienia dokumentu potwierdzającego, że budowa przyłącza i budowa lub rozbudowa sieci elektroenergetycznej są ujęte w miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego. Ponieważ Wnioskodawcy nie przedstawili wspomnianych dokumentów Zakład, poprzez korespondencję z właściwą gminą, dokonał w tym zakresie samodzielnych ustaleń. Po uzyskaniu informacji, że nieruchomość Wnioskodawców przeznaczona jest pod uprawy polowe, Zakład przedstawił im nowy projekt umowy o przyłączenie, w którym wysokość opłaty przyłączeniowej określona była na podstawie rzeczywistych kosztów wykonania przyłącza. Na taki sposób określenia opłaty przyłączeniowej nie zgodzili się z kolei Wnioskodawcy.

Rozstrzygając przedmiotowy spór należało wziąć pod uwagę treść art. 7 ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne. Zgodnie z powołanym przepisem, przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej są zobowiązane zapewnić realizację i finansowanie budowy i rozbudowy sieci, w tym na potrzeby przyłączy podmiotów ubiegających się o przyłączenie, na warunkach, które są określone w aktach wykonawczych wydanych przez Ministra Gospodarki<sup>3)</sup> oraz w założeniach do planu zaopatrzenia gminy w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, które zobowiązana jest uchwalić rada gminy. Za przyłączenie do sieci przewidzianej we wspomnianych założeniach przedsiębiorstwo energetyczne pobiera opłatę, określoną na podstawie ustalonych w taryfie stawek opłat za przyłączenie do sieci.

3) Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 25 września 2000 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci elektroenergetycznych, obrotu energią elektryczną, świadczenia usług przesyłowych, ruchu sieciowego i eksploatacji sieci oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców (Dz. U. z 2000 r. Nr 85, poz. 957) oraz rozporządzenie Ministra Gospodarki z 14 grudnia 2000 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz. U. z 2001 r. Nr 1, poz. 7).

2) Ustawa z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane (Dz. U. z 2000 r. Nr 106, poz. 1126, Nr 109, poz. 1157 i Nr 120, poz. 1268, z 2001 r. Nr 5, poz. 42, Nr 100, poz. 1085, Nr 110, poz. 1190, Nr 115, poz. 1229, Nr 129, poz. 1439 i Nr 154, poz. 1800, z 2002 r. Nr 74, poz. 676 oraz z 2003 r. Nr 80, poz. 718).



Stawki opłat z kolei kalkulowane są na podstawie jednej czwartej średniorocznych nakładów inwestycyjnych na budowę odcinków sieci służących do przyłączenia podmiotów ubiegających się o przyłączenie, określonych w planie rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną (opracowanym przez przedsiębiorstwo energetyczne). Zatem, za przyłączenie do sieci nieruchomości przewidzianej w założeniach do planu zaopatrzenia gminy w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, podmiot ubiegający się o przyłączenie ponosi opłatę „zryczałtowaną”, ustaloną przez przedsiębiorstwo energetyczne w taryfie. W pozostałych przypadkach opłatę za przyłączenie do sieci strony ustalają umownie.

Gmina, w której położona była nieruchomość Wnioskodawców, założeń takich nie opracowała, a miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego nie przewidywał dla tej nieruchomości zabudowy mieszkaniowej (jedynie nie zakazywał budowy), a zatem nie przewidywał również budowy tam sieci elektroenergetycznej. Wobec powyższego Prezes URE uznał, iż na Zakładzie **nie ciąży** obowiązek przyłączenia Wnioskodawców do sieci przy zastosowaniu stawek wynikających z taryfy Zakładu. W istniejącym stanie faktycznym i prawnym Zakład nie miał podstaw do uwzględnienia budowy sieci w celu przyłączenia nieruchomości Wnioskodawców w swoim planie rozwoju, zawierającym wykaz zadań, których koszty realizacji mogą być ujęte przy kalkulacji cen i stawek opłat w taryfie. W tej sytuacji Zakład nie ma innego sposobu zrekompensowania sobie poniesionych na budowę przyłącza nakładów, jak tylko przez pobranie od Wnioskodawców opłaty ustalonej na podstawie rzeczywistych kosztów przyłączenia, zawierając stosowną umowę.

Zaprezentowana decyzja nie jest prawomocna, ponieważ Wnioskodawcy skorzystali z przysługującego im prawa wniesienia odwołania do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

### 3. Nieuzasadnione wstrzymanie dostaw

W opisanym niżej przypadku przedsiębiorstwo energetyczne (zwane dalej „Zakładem”) wstrzymało dostawy energii elektrycznej do lokalu mieszkalnego odbiorcy (zwanego dalej „Wnioskodawcą”). Powodem wstrzymania dostaw były – zdaniem Zakładu – zaległości w opłatach za dostarczaną energię elektryczną. Uzasadniając swoje działanie Zakład wskazywał, że wstrzymanie dostaw nastąpiło z uwagi na brak uregulowania pełnej należności za energię elektryczną (nieuiszczenie należnych odsetek za opóźnienie). W trakcie postępowania ustalono, iż Wnioskodawca nie uiszczył w wyznaczonym terminie należności z tytułu dostaw energii elektrycznej. Zwłoka Wnioskodawcy polegała na nie opłaceniu dwóch rachunków prognozowanych.

Wnioskodawca natomiast – kwestionując zasadność wstrzymania dostaw – wyjaśniał, że od dłuższego czasu

pozostaje w sporze z Zakładem w kwestii wysokości należności za dostarczaną energię elektryczną. Spór ten zaistniał w związku z wymianą układu pomiarowo-rozliczeniowego. Zdaniem Wnioskodawcy, zdemontowany układ pomiarowo-rozliczeniowy zawyżał wskazania ilości dostarczanej energii elektrycznej i był pozbawiony ważnych cech legalizacyjnych. W związku z powyższym wystąpił do Zakładu z reklamacją, domagając się zwrotu połowy nienależnie pobranych (w jego opinii) opłat z tytułu dostawy energii elektrycznej w okresie przypadającym pomiędzy utratą ważności legalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego a jego wymianą. Z uwagi na nieuznanie przez Zakład jego roszczenia, Wnioskodawca przyjął, że jest uprawniony do dokonania potrącenia kwoty wynikającej z dwóch spornych rachunków z sumy nienależnie pobranych opłat we wskazanym wyżej okresie.

Strony prowadziły obszerną korespondencję dotyczącą opisaną wyżej kwestii. W trakcie jej trwania Wnioskodawca wstrzymywał się ze spełnieniem świadczenia, chociaż w międzyczasie Zakład trzykrotnie wzywał go do uregulowania zadłużenia, informując jednocześnie o możliwości wstrzymania dostaw energii. W związku z zaistniałą sytuacją, której konsekwencją mogło być wstrzymanie dostaw, Wnioskodawca dokonał stosownej wpłaty. Z dokonanych w toku postępowania ustaleń wynikało, że w dniu wstrzymania dostaw należności za dostarczaną energię były uiszczone.

Uzasadniając swoje stanowisko Zakład wyjaśnił, że stosownie do art. 451 § 1 Kodeksu cywilnego, dokonana przez Wnioskodawcę wpłatę zaliczył w pierwszej kolejności na poczet wymagalnych odsetek, a w pozostałej części na poczet należności głównej. Zdaniem Zakładu, w dniu wstrzymania dostaw energii elektrycznej Wnioskodawca nadal zalegał z zapłatą części należności głównej.

Ponadto jako podstawę wstrzymania dostaw Zakład wskazywał przepisy Prawa energetycznego, postanowienia łączącej strony umowy, jak również (nieobowiązujące w dacie wstrzymania dostaw) zarządzenie Ministra Energetyki i Energii Atomowej z 3 maja 1978 r. w sprawie warunków dostarczania energii elektrycznej<sup>4)</sup>, pod rządami którego została zawarta umowa.

Rozstrzygając niniejszy spór należało ocenić, czy w dacie wstrzymania dostaw energii elektrycznej do mieszkania Wnioskodawcy istniały do tego podstawy wynikające z obowiązujących przepisów lub postanowień łączącej strony umowy. Natomiast pozostałe kwestie, podnoszone przez strony w toku postępowania, a dotyczące nienależytego wykonywania

4) Zarządzenie Ministra Energetyki i Energii Atomowej z 3 maja 1978 r. w sprawie warunków dostarczania energii elektrycznej (M. P. z 1978 r. Nr 16, poz. 55 z późn. zm.) utraciło moc na podstawie art. 70 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne z dniem 6 czerwca 1998 r.

umowy sprzedaży energii elektrycznej mają w istocie charakter roszczeń cywilnoprawnych i jako takie podlegają jurysdykcji sądu powszechnego. Nie mogły zatem stanowić przedmiotu rozważań Prezesa URE, z uwagi na brak kompetencji tego organu do rozstrzygania tych kwestii.

Zarówno wstrzymanie dostaw energii elektrycznej, jak i wszczęcie postępowania przed Prezesem URE miało miejsce przed zmianą ustawy – Prawo energetyczne, dokonaną nowelą z 24 lipca 2002 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne<sup>5)</sup>. W związku z tym, stosownie do postanowień art. 6 tej ustawy, Prezes URE – rozstrzygając spór – winien ocenić zebrany w trakcie postępowania materiał dowodowy na podstawie przepisów Prawa energetycznego w brzmieniu obowiązującym przed dniem 1 stycznia 2003 r.

Zgodnie z art. 6 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne, wstrzymanie dostaw może nastąpić, jeśli w wyniku kontroli, przeprowadzonej na podstawie art. 6 ust. 1 i 2 tej ustawy oraz przy zachowaniu procedury określonej w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z 11 sierpnia 2000 r. w sprawie przeprowadzania kontroli przez przedsiębiorstwa energetyczne<sup>6)</sup> stwierdzono, że instalacja znajdująca się u odbiorcy stwarza bezpośrednie zagrożenie dla życia, zdrowia albo środowiska (art. 6 ust. 3 pkt 1), lub nastąpił nielegalny pobór paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła (art. 6 ust. 3 pkt 2).

Wprawdzie § 34 ust. 3 rozporządzenia Ministra Gospodarki z 25 września 2000 r.<sup>7)</sup> dopuszczał możliwość wstrzymania dostaw energii elektrycznej w przypadku zwłoki w regulowaniu należności z tytułu jej dostarczenia, jednakże mogło ono nastąpić jedynie w sytuacji nieuzasadnionej odmowy odbiorcy na zainstalowanie przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego i pokrycia kosztów jego instalacji.

Z uwagi na fakt, że dostarczanie energii odbywa się na podstawie umowy o charakterze cywilnoprawnym (umowy sprzedaży), podstawę wstrzymania dostaw może stanowić również zapis łączącej strony umowy. W omawianym przypadku nie było jednak możliwe skuteczne powołanie się Zakładu na konkretne postanowienie umowy, ponieważ żadna ze stron nie dysponowała jej formą pisemną. W konsekwencji, w ocenie Prezesa URE, niemożność wylegitymowania się przez Zakład łączącą strony umową sprzedaży energii elektrycznej, oznaczała niemożność udowodnienia pozostawania przez Wnioskodawcę w zwłoce ze spełnieniem świadczenia.

Rozpatrując sprawę należało mieć na względzie, że ani przepisy ustawy – Prawo energetyczne (w brzmieniu obowiązującym w dniu wstrzymania dostaw, jak i wszczęcia sporu), ani przepisy wydanych na jej podstawie rozporządzeń, nie odnosiły się do kwestii wstrzymania dostaw energii elektrycznej jako sankcji za nieregulowanie przez odbiorcę należności z tytułu jej dostarczenia. Wprawdzie § 16 pkt 3 rozporządzenia Ministra Gospodarki z 25 września 2000 r.<sup>8)</sup> nakłada na odbiorcę obowiązek terminowego regulowania należności za energię elektryczną, brak jest jednakże przepisów regulujących kwestię odpowiedzialności za uchylenie się od tego obowiązku.

Rozstrzygając spór Prezes URE wziął również pod uwagę orzecznictwo Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, dotyczące zasadności wstrzymania dostaw energii w przypadku nieuiszczenia przez odbiorcę należności z tego tytułu. Zgodnie ze stanowiskiem Sądu zawartym m.in. w wyroku z 5 sierpnia 2002 r., sygn. akt XVII Ame 76/01 oraz z 16 września 2002 r., sygn. akt XVII Ame 46/01<sup>9)</sup>, wstrzymanie dostaw odpowiednio energii elektrycznej bądź paliwa gazowego w sytuacji zwłoki odbiorcy w spełnieniu świadczenia pieniężnego za jego dostawę, nie znajdowało uzasadnienia w świetle przepisów ustawy – Prawo energetyczne, w brzmieniu obowiązującym do 31 grudnia 2002 r.

W świetle powyższego Prezes URE uznał, że w omawianej sprawie nie zaistniały przesłanki uprawniające Zakład do wstrzymania dostaw energii elektrycznej do lokalu mieszkalnego Wnioskodawcy i orzekł, że wstrzymanie dostaw nie było uzasadnione.

Omawiana decyzja stała się prawomocna.



Renata Trypens



Alicja Tutak

Autorki są pracownikami Biura Prawnego URE

5) Ustawa z 24 lipca 2002 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2002 r. Nr 135, poz. 1144) weszła w życie (z wyjątkiem art. 1 pkt 28) z dniem 1 stycznia 2003 r.

6) Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 11 sierpnia 2000 r. w sprawie przeprowadzania kontroli przez przedsiębiorstwa energetyczne (Dz. U. z 2000 r. Nr 75, poz. 866).

7) Patrz przypis 3.

8) Patrz przypis 3.

9) Powołane wyroki Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów (poprzednio Sądu Antymonopolowego) zostały wydane w dacie obowiązywania przepisów ustawy – Prawo energetyczne w brzmieniu przed dniem 1 stycznia 2003 r.

# PRAWNE MOŻLIWOŚCI DOCHODZENIA OPŁAT ZA NIELEGALNY POBÓR PALIW LUB ENERGII

Małgorzata Szczepańska

1. Praktyka w zakresie regulacji rynku energii skłania do refleksji, iż w niektórych przypadkach realizacja przepisów Prawa energetycznego<sup>1)</sup> napotyka na istotne trudności spowodowane uregulowaniami zawartymi w innych ustawach. Jednym z przykładów obrazującym taki stan rzeczy, może być stosowanie przepisów art. 57 Prawa energetycznego. Otóż przepisy te przewidują, że „W razie nielegalnego pobierania paliw lub energii z sieci przedsiębiorstwo energetyczne pobiera opłaty za nielegalnie pobrane paliwo lub energię w wysokości określonej w taryfach, lub dochodzi odszkodowania na zasadach ogólnych” (ust. 1) oraz, że „Opłaty, o których mowa w ust. 1, zatwierdzone w taryfach podlegają ściąganiu w trybie przepisów o postępowaniu egzekucyjnym w administracji” (ust. 2).

Nielegalnym pobieraniem paliw lub energii jest pobieranie ich niezgodnie z umową lub bez zawarcia umowy (art. 3 pkt 18 Prawa energetycznego). Niewątpliwie zobowiązaniem do uiszczenia opłaty za nielegalny pobór paliw lub energii jest zobowiązaniem o charakterze cywilnoprawnym. Różne jednak mogą być podstawy dochodzenia roszczenia wynikającego z tego zobowiązania. W przypadku, gdy między stronami obowiązuje umowa sprzedaży, podstawa prawna takiego roszczenia wynika z postanowień tej umowy. W sytuacji nielegalnego pobierania paliw lub energii bez zawarcia umowy podstawę dochodzenia roszczeń mogą stanowić przepisy o odpowiedzialności deliktowej, zawarte w Kodeksie cywilnym.

Podobnie, jak każde roszczenie wynikające z umowy, także i roszczenie o zapłatę należności za nielegalnie pobrane paliwo lub energię powinno być dochodzone na drodze postępowania cywilnego. Jednakże ustawodawca przewidział w art. 57 Prawa energetycznego również uproszczone zasady dochodzenia należności z tytułu nielegalnie pobranych paliw lub energii, dając przedsiębiorstwu energetycznemu możliwość naliczenia opłaty w wysokości określonej w taryfie, która to opłata miałaby stanowić substytut odszkodowania. Należy tu zauważyć, że przepisy wykonawcze do Prawa energetycznego przewidują, iż ustalane w taryfie opłaty za nielegalny pobór paliw lub energii stanowią wielokrotność cen i stawek opłat zatwierdzonych w taryfach (pięciokrotność – w przypadku pobierania paliw lub energii bez zawarcia umowy oraz dwukrotność – w przypadku ich pobierania niezgodnie z warunkami określonymi w umowie)<sup>2)</sup>. Przepisy tych rozporządzeń określają również sposób szacowania wielkości poboru mocy i zużycia paliw lub energii w okresie, w którym nastąpił nielegalny pobór.

2. Brzmienie przytoczonego wyżej art. 57 ust. 1 może rodzić wątpliwości, czy przedsiębiorstwa energetyczne, niezależnie od uiszczonej opłaty „taryfowej” za nielegalny pobór paliwa lub energii, mogą dochodzić należności z tytułu nielegalnie pobranego paliwa lub energii (na drodze powództwa cywilnego), dążąc do ustalenia rzeczywistej wysokości szkody.

Na problem ten zwrócił uwagę Sąd Najwyższy w uzasadnieniu postanowienia z 15 listopada 2002 r., sygn. akt IV KKN 570/99, w którym stwierdził, że „Trzeba (...) odnotować, że w tym samym przepisie [art. 57 Prawa energetycznego – przyp. M. S.] wprowadzono **alternatywny** [podkreśl. M. S.] tryb postępowania po stwierdzeniu nielegalnego pobierania energii z sieci. Przedsiębiorstwo energetyczne może bowiem, rezygnując z wymierzenia opłat za nielegalne pozyskanie energii, podlegających ściąganiu w trybie przepisów o postępowaniu w administracji, dochodzić odszkodowania na zasadach ogólnych.”

Skoro więc regulację zawartą w art. 57 ust. 1 należy rozumieć jako przyznanie przedsiębiorstwu energetycznemu uprawnienia do uproszczonego trybu dochodzenia odszkodowania, to zasadniczo należałoby się zgodzić z poglądem, iż dochodzenie odszkodowania na zasadach ogólnych prawa cywilnego nie może mieć

1) Ustawa z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 1997 r. Nr 54, poz. 348 i Nr 158, poz. 1042, z 1998 r. Nr 94, poz. 594, Nr 106, poz. 668 i Nr 162, poz. 1126, z 1999 r. Nr 88, poz. 980, Nr 91, poz. 1042 i Nr 110, poz. 1255, z 2000 r. Nr 43, poz. 489, Nr 48, poz. 555 i Nr 103, poz. 1099, z 2001 r. Nr 154, poz. 1800 i 1802, z 2002 r. Nr 74, poz. 676, Nr 113, poz. 984 i Nr 135, poz. 1144 oraz z 2003 r. Nr 50, poz. 424 i Nr 80, poz. 718).

2) Por. § 46 ust. 1 i 2 rozporządzenia Ministra Gospodarki z 14 grudnia 2000 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz. U. z 2001 r. Nr 1, poz. 7), § 41 rozporządzenia Ministra Gospodarki z 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 z późn. zm.) a także § 45 rozporządzenia Ministra Gospodarki z 12 października 2000 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie ciepłem (Dz. U. z 2000 r. Nr 96, poz. 1053).

miejsca w sytuacji pobrania opłaty „taryfowej” za nielegalny pobór paliwa lub energii, która to opłata ma również charakter odszkodowawczy. Idąc dalej tym tokiem rozumowania należy zauważyć, że wybór przez przedsiębiorstwo energetyczne „uproszczonego” trybu dochodzenia należności za nielegalny pobór paliw lub energii będzie oznaczać rezygnację z dochodzenia odszkodowania na zasadach ogólnych – nawet jeśli szkoda przewyższa wartość opłat taryfowych.

**3.** Uproszczonemu trybowi dochodzenia opłat za nielegalny pobór służyć ma regulacja zawarta w ust. 2 artykułu 57. Przepis ten jest kontynuacją rozwiązania przyjętego wcześniej w art. 44 ustawy z 6 kwietnia 1984 r. o gospodarce energetycznej<sup>3)</sup> i należy zauważyć, że – przynajmniej teoretycznie – stawia on przedsiębiorstwa energetyczne w uprzywilejowanej pozycji w dochodzeniu opłat. Zgodnie bowiem z art. 29 § 1 ustawy o postępowaniu egzekucyjnym w administracji<sup>4)</sup>, organy egzekucyjne nie są uprawnione do badania zasadności i wymagalności obowiązku objętego tytułem wykonawczym. Tak więc, poddanie roszczenia o zapłatę do egzekucji administracyjnej utrudnia odbiorcy obronę, a w szczególności podnoszenie w tym postępowaniu zarzutu, że fakt nielegalnego poboru nie nastąpił, więc naliczenie opłaty było niezasadne.

Otóż omawiany art. 57 ust. 2 Prawa energetycznego nie w pełni koresponduje z przepisami o postępowaniu egzekucyjnym w administracji. Wprawdzie art. 2 § 1 pkt 1 d ustawy o postępowaniu egzekucyjnym w administracji stanowi, że egzekucji administracyjnej podlegają również należności pieniężne przekazane do egzekucji administracyjnej na podstawie innych ustaw (w tym przypadku – na podstawie art. 57 ust. 2 Prawa energetycznego), jednak zgodnie z art. 3 § 1 egzekucję tę stosuje się do obowiązków określonych w art. 2 jedynie wtedy, gdy wynikają one z **decyzji lub postanowień właściwych organów**, albo – w zakresie administracji rządowej i jednostek samorządu terytorialnego – bezpośrednio z przepisu prawa (chyba że przepis szczególny zastrzega dla tych obowiązków tryb egzekucji sądowej). Tak więc, aby możliwa była egzekucja administracyjna opłat za nielegalny pobór paliw lub energii niezbędne jest, aby obowiązek zapłaty tych opłat wynikał z decyzji administracyjnej.

Natomiast zgodnie z utrwalonym orzecznictwem sądowym, sprawy o ustalenie istnienia lub nieistnienia nielegalnego poboru paliw lub energii są sprawami

cywilnymi i jako takie podlegają rozstrzygnięciu przez sąd powszechny (por. postanowienie NSA z 6 grudnia 2000 r., sygn. akt II SAB 174/00). Nadto, żaden z przepisów Prawa energetycznego nie upoważnia Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (Prezesa URE) do wydawania decyzji administracyjnych stwierdzających fakt nielegalnego poboru paliw lub energii (oraz ich ilości), z których wynikałby obowiązek uiszczenia opłaty „taryfowej”. W tym miejscu należy przypomnieć, że w myśl art. 7 Konstytucji RP „organy władzy publicznej działają na podstawie i w granicach prawa”, więc ich kompetencji nie można domniemywać.

Konsekwentnie też Naczelny Sąd Administracyjny w uzasadnieniu wyroku z 23 lipca 2003 r., sygn. akt III SA 1034/02 wyraził pogląd, który w praktyce wyłącza stosowanie postępowania egzekucyjnego w administracji w zakresie egzekucji należności wynikających z nielegalnego poboru energii. W uzasadnieniu tego wyroku Sąd stwierdził m.in., iż „dostarczanie energii odbywa się na podstawie umowy, za uprawnione należy uznać stanowisko organów egzekucyjnych, iż roszczenia z tytułu nielegalnego poboru energii mają charakter cywilnoprawny, a nie administracyjny i w stosunku do konkretnej osoby obowiązek wniesienia tych opłat powinien wynikać z orzeczenia sądu. *Uzupełnienie przez Skarżącego [przedsiębiorstwo energetyczne – przyp. M. S.] tytułów wykonawczych przez powołanie jako podstawy prawnej decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki zatwierdzającej taryfę dla energii elektrycznej nie stanowi o spełnieniu tego ustawowego wymogu [wskazania podstawy prawnej obowiązku dokonania zapłaty – przyp. M. S.] i nie uzasadnia podjęcia postępowania egzekucyjnego.*”

Prezentowany pogląd wydaje się być słusznym. Decyzja Prezesa URE zatwierdzająca taryfę, w tym wysokość ustalonych w taryfie opłat za nielegalny pobór paliw lub energii, nie może być w żaden sposób uznana za decyzję, z której wynika obowiązek konkretnego odbiorcy dokonania określonej zapłaty. Obowiązek ten wynika bowiem z faktu nielegalnego poboru paliw lub energii, który to fakt musi być jednak udowodniony w sposób określony prawem, co podkreśla cytowany wyżej art. 3 § 1 ustawy o postępowaniu egzekucyjnym w administracji.

W konsekwencji powyższego, odmowa uiszczenia przez odbiorcę opłaty z tytułu nielegalnego poboru paliw lub energii będzie wiązać się z koniecznością wystąpienia przez przedsiębiorstwo energetyczne na drogę powództwa cywilnego i ustalenia rzeczywistej szkody, której wielkość może być niższa lub może przewyższać kwotę wynikającą z opłaty „taryfowej”. Natomiast tak ustalona kwota odszkodowania – w braku dobrowolnej zapłaty – będzie podlegać ściąganiu w trybie cywilnego postępowania egzekucyjnego.

**4.** Opisana powyżej rozbieżność pomiędzy przepisami art. 57 Prawa energetycznego a ustawą o postępowaniu egzekucyjnym w administracji nie jest

3) Dz. U. z 1984 r. Nr 21, poz. 96, z 1987 r. Nr 33 poz. 180 z 1988 r. Nr 19, poz. 132 z 1989 r. Nr 35, poz. 192 oraz z 1990 r. Nr 14, poz. 89 i Nr 34, poz. 198.

4) Ustawa z 17 czerwca 1966 r. o postępowaniu egzekucyjnym w administracji (Dz. U. z 2002 r. Nr 110, poz. 968, Nr 113, poz. 984, Nr 127 poz.1090, Nr 141 poz. 1178, Nr 169 poz. 1387, Nr 199 poz.1672, Nr 200 poz.1679 i Nr 216 poz.1824 oraz z 2003 r. Nr 80, poz. 718, Nr 135, poz. 1268 i Nr 137, poz. 1302).

jedyną stwarzającą problemy praktyczne. Kolejnym problemem jest przedstawienie przez przedsiębiorstwa energetyczne (wierzycieli) prawidłowo wystawionego tytułu wykonawczego. Dla wszczęcia postępowania egzekucyjnego w administracji konieczne jest złożenie przez wierzyciela stosownego wniosku i wystawienie tytułu wykonawczego. Tytuł wykonawczy sporządza się według ustalonego wzoru (art. 26 § 1 ustawy o postępowaniu egzekucyjnym w administracji). Jednym z elementów tytułu egzekucyjnego jest „pieczęć urzędowa” (art. 27 § 1 pkt 7 powołanej ustawy). Powstaje pytanie, czy w świetle obowiązujących przepisów podmioty takie jak przedsiębiorstwa energetyczne (a więc np. spółki prawa handlowego, ale także osoby fizyczne) uprawnione są do używania pieczęci urzędowych. Wprawdzie art. 27b ustawy o postępowaniu egzekucyjnym w administracji (dodany w 2001 r.) stanowi, że „wierzyciele, którzy na mocy odrębnych przepisów nie zostali upoważnieni do korzystania z pieczęci urzędowej, mogą jej używać do oznaczania tytułów wykonawczych oraz zarządzeń zabezpieczenia”, nie rozwiązuje to jednak wspomnianego problemu. Odpowiedzi należy więc poszukiwać w przepisach regulujących kwestie używania pieczęci urzędowych. Przepisy art. 11 ust. 3 w związku z art. 7 dekretu z 7 grudnia 1955 r. o godle i barwach *Polskiej Rzeczypospolitej Ludowej* oraz o pieczęciach państwowych<sup>5)</sup> określają elementy składowe pieczęci urzędowych, a także – które podmioty mogą używać tych pieczęci. Do kręgu uprawnionych podmiotów przepisy te nie zaliczyły spółek prawa handlowego a tym bardziej osób fizycznych<sup>6)</sup>.

W konsekwencji więc przedsiębiorstwa energetyczne nie mogą prawidłowo wystawić tytułu wykonawczego. W takim zaś przypadku zastosowanie znajduje art. 29 § 2 ustawy o postępowaniu egzekucyjnym w administracji, zgodnie z którym organ egzekucyjny nie przystępuje do egzekucji i zwraca tytuł wierzycielowi, jeżeli tytuł wykonawczy nie spełnia wymogów określonych w art. 27 § 1 i 2.

5. Przedstawiony stan rzeczy skłania do wniosku, że brak spójności pomiędzy przepisami Prawa energetycznego i ustawy o postępowaniu egzekucyjnym w administracji praktycznie uniemożliwia realizację przepisu art. 57 ust. 2 Prawa energetycznego. Z kolei próba jego realizacji przez administracyjne organy egzekucyjne mogłaby być interpretowana jako naruszenie zasady równorzędności stron stosunku cywilnoprawnego (w tym przypadku: umowy sprzedaży). Warto więc zastanowić się nad wprowadzeniem takich regulacji prawnych, które z jednej strony uprościłyby egzekucję opłat za nielegalny pobór (co w dużej mierze uzasadnione jest skalą tego zjawiska), z drugiej jednak sankcjonowałyby zasadę równorzędności stron umowy.



*Autorka jest pracownikiem  
Biura Prawnego URE*

5) Dz. U. z 1955 r. Nr 47, poz. 314, z 1956 r. Nr 7, poz. 43, z 1957 r. Nr 10, poz. 42, z 1985 r. Nr 23, poz. 100, z 1989 r. Nr 34, poz. 178, z 1990 r. Nr 34, poz. 199 oraz z 1998 r. Nr 162, poz. 1126.

6) Byłoby to – formalnie rzecz biorąc – możliwe, gdyby uczynił to przepis szczególny. Jednakże trudno byłoby sobie wyobrazić „pieczęć urzędową”, z godłem Rzeczypospolitej Polskiej w środku i z napisem w otoku o takiej np. treści: „Przedsiębiorstwo energetyczne – Jan Kowalski – Warszawa”.

**Zapraszamy na stronę internetową URE:**

**[www.ure.gov.pl](http://www.ure.gov.pl)**

**oraz podajemy adres e-mail:**

**[ure@ure.gov.pl](mailto:ure@ure.gov.pl)**

# ODBIORCA MA BEZWZGLĘDNE PRAWO UDZIAŁU W POSTĘPOWANIU PRZED SĄDEM OCHRONY KONKURENCJI I KONSUMENTÓW

Marek Zawiska

Sąd Najwyższy uchylił wyrok Sądu Antymonopolowego (obecnie: Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów), ponieważ postępowanie przed tym Sądem toczyło się bez udziału zainteresowanego podmiotu – odbiorcy energii elektrycznej.

1. Jedną z podstawowych zasad zawartych w Konstytucji Rzeczypospolitej Polskiej, jest zasada dostępu obywatela do sądu, wynikająca z art. 45 ust. 1, który to przepis stanowi, że każdy ma prawo do sprawiedliwego i jawnego rozpatrzenia sprawy bez nieuzasadnionej zwłoki przez właściwy, niezależny, bezstronny i niezawisły sąd. Równie istotna jest wynikająca z art. 32 ust. 1 zasada równego traktowania obywateli przez władze publiczne. Zasady te zostały rozwinięte i uszczegółowione w przepisach ustaw zwykłych. I tak np. w myśl art. 379 pkt 5 Kodeksu postępowania cywilnego (Kpc), pozbawienie strony możliwości obrony jej praw, jest jedną z przyczyn nieważności postępowania sądowego w sprawach cywilnych.

Nieważność postępowania spowodowana tą przyczyną była wielokrotnie przedmiotem rozważań Sądu Najwyższego. I tak w wyroku z 10 maja 1974 r. (sygn. akt II CR 155/74) Sąd Najwyższy wyraził pogląd, zgodnie z którym „*pozbawienie możliwości obrony swych praw przez stronę (...) polega na tym, że strona na skutek wadliwości procesowych sądu lub strony przeciwnej nie mogła brać udziału i nie brała udziału w postępowaniu lub w jego istotnej części, jeżeli skutki tych wadliwości nie mogły być usunięte na następnych rozprawach przed wydaniem w danej instancji wyroku.*”. Z kolei w wyroku z 10 lipca 1974 r. (sygn. akt II CR 331/74) Sąd Najwyższy stwierdził, iż „*(...) nieważność postępowania z powodu pozbawienia strony możliwości obrony jej praw (...) zachodzi wówczas, gdy ze względu na uchybienia formalne – np. niezawiadomienie strony o rozprawie poprzedzającej wydanie wyroku (...) – strona została pozbawiona możliwości brania udziału w sprawie oraz zgłaszania twierdzeń faktycznych i wniosków dowodowych.*”. Natomiast zgodnie z treścią wyroku Sądu Najwyższego z 10 stycznia 2001 r. (sygn. akt I CKN 999/98) „*(...) według utrwalonego poglądu orzecznictwa i piśmiennictwa, pozbawienie strony możliwości obrony swych praw polega na uniemożliwieniu uczestniczenia w postępo-*

*waniu rozpoznawczym wbrew jej woli. Najczęściej zachodzi to poprzez niezawiadomienie o terminie posiedzeń, pozbawienie możliwości składania pism procesowych czy wniosków dowodowych.*”.

Mogłoby się wydawać, że zagadnienie to nie powinno już rodzić żadnych wątpliwości, szczególnie pod rządami Konstytucji RP, jednakże tak nie jest, na co wskazuje choćby poniższy przykład.

2. Omawiane zagadnienie stało się również przedmiotem analizy Sądu Najwyższego podczas rozpatrywania kasacji odbiorcy energii elektrycznej (zainteresowanego w sprawie), od wyroku Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Antymonopolowego (obecnie: Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów) z 9 października 2000 r. (sygn. akt XVII Arne 16/00). Uwzględniając kasację Sąd Najwyższy, wyrokiem z 10 czerwca 2003 r. (sygn. akt I CKN 395/01), uchylił zaskarżony wyrok i przekazał sprawę do ponownego rozpatrzenia przez Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

Zaskarżony kasacją wyrok został wydany w następstwie wniesienia przez przedsiębiorstwo energetyczne odwołania od decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (Prezesa URE), wydanej na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne<sup>1)</sup>. Decyzją tą Prezes URE rozstrzygnął spór pomiędzy przedsiębiorstwem energetycznym a odbiorcą energii elektrycznej, wprowadzając zmiany do łączącej strony umowy sprzedaży energii. Po rozpoznaniu odwołania Sąd Antymonopolowy zmienił decyzję Prezesa URE, uchylając jeden z punktów decyzji, nadający brzmienie spornemu zapisowi umowy. Istotny dla omawianej sprawy jest fakt, iż Sąd nie poinformował zainteresowanego (czyli odbiorcy energii) o terminie rozprawy, jak również nie doręczył mu odpisu odwołania oraz odpowiedzi Prezesa URE na odwołanie,

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, z 2002 r. Nr 74, poz. 676, Nr 113, poz. 984 i Nr 135, poz. 1144 oraz z 2003 r. Nr 50, poz. 424 i Nr 80, poz. 718).

co spowodowało, że zainteresowany nie mógł bronić swoich praw w toczącym się przed tym Sądem postępowaniu.

Zaskarżając powyższy wyrok kasacją, zainteresowany (odbiorca energii), jako podstawę kasacyjną wskazał, oprócz naruszenia przepisów prawa materialnego, także naruszenie przepisów postępowania, a wśród nich cytowany wyżej art. 379 pkt 5 Kpc. Wskazując na powyższe, zainteresowany wniósł o zmianę wyroku przez oddalenie odwołania przedsiębiorstwa energetycznego od decyzji Prezesa URE, albo o jej uchylenie i przekazanie sprawy Sądowi Ochrony Konkurencji i Konsumentów do ponownego rozpoznania.

Sąd Najwyższy, jak wskazano powyżej, przychylił się do wniosku zainteresowanego, uznając, że w omawianej sprawie doszło do naruszenia przepisu art. 379 pkt 5 Kpc, co skutkowało nieważnością postępowania przed Sądem Antymonopolowym. Jednocześnie Sąd Najwyższy odniósł się do wątpliwości związanych z treścią art. 479<sup>31</sup> Kpc w brzmieniu obowiązującym do dnia 31 marca 2001 r.<sup>2)</sup>, dotyczących statusu procesowego zainteresowanego w postępowaniu sądowym. Z wyroku Sądu Najwyższego wynika, że interpretacja przepisu ustawy nie może powodować – jak w omawianym przypadku – naruszenia wyrażonej w art. 32 ust. 1 Konstytucji RP zasady równego traktowania obywateli przez władze publiczne i zawartej w art. 45 ust. 1 zasady dostępu obywatela do sądu. Uzasadniając swoje rozstrzygnięcie Sąd Najwyższy stwierdził, że: „Zarzut naruszenia art. 379 pkt 5 k.p.c. jest najdalej idący [kasacja zawierała kilka zarzutów – przyp. M. Z.], gdyż uznanie go za uzasadniony skutkuje nieważnością postępowania. Zgodnie bowiem z tym przepisem nieważność postępowania zachodzi, jeżeli strona została pozbawiona możliwości obrony swych praw. W kasacji zarzut ten wiąże się z naruszeniem art. 479<sup>31</sup> § 2 k.p.c., który w brzmieniu obowiązującym dn. 31.03.2001 r. (obecnie identyczną treść ma art. 479<sup>50</sup> k.p.c.) stanowił, że „zainteresowanym jest ten, czyje prawo lub obowiązki zależą od rozstrzygnięcia procesu; jeżeli zainteresowany nie został wezwany do udziału w sprawie, sąd wezwie go na wniosek strony albo z urzędu”. Jednocześnie § 1 art. 479<sup>31</sup> k.p.c. stanowił, że w sprawach z zakresu przeciwdziałania praktykom monopolistycznym oraz w sprawach z zakresu regulacji energetyki stronami są także Prezes i zainteresowany. Treść art. 479<sup>31</sup> k.p.c. (podobnie jak [obecnie – M. Z.] art. 479<sup>50</sup> k.p.c.) budzi

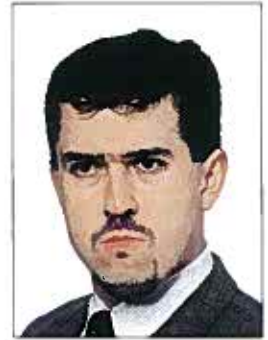
wątpliwości, co do statusu procesowego zainteresowanego w postępowaniu sądowym. Nie ulega wątpliwości, iż w sprawach z zakresu regulacji energetyki pozwanym może być wyłącznie prezes Urzędu Regulacji Energetyki, zaś powodem – podmiot wnoszący odwołanie (w niniejszej sprawie Zakład Energetyczny). Niejasna jest natomiast sytuacja procesowa zainteresowanego (...), któremu nie doręczono odwołania Zakładu Energetycznego od decyzji prezesa Urzędu, jak też nie uczestniczył on w postępowaniu sądowym, gdyż nie został wezwany do udziału w sprawie ani na wniosek strony, ani z urzędu. Sąd Okręgowy – Sąd Antymonopolowy na wniosek zainteresowanego (...) doręczył mu dopiero odpis wyroku z uzasadnieniem (...). Zainteresowany zaskarżył wyrok kasacją, która jest przedmiotem rozpoznania w niniejszej sprawie. Jeżeli zatem zainteresowanemu przyznać status strony, to nie może ulegać wątpliwości, że pominięcie go w postępowaniu sądowym, czyni uzasadnionym zarzut pozbawienia go możliwości obrony swych praw w tym postępowaniu.

Jak to wyżej wskazano status procesowy zainteresowanego nie jest ujmowany jednolicie. Przyznaje mu się bądź rolę odrębnej, samodzielnej strony procesu, bądź szczególnego interwenienta ubocznego albo też stwierdza się, że interes prawny zainteresowanego spełnia funkcję legitymacji procesowej do wszczęcia postępowania lub udziału w nim. Dotychczasowa praktyka sądu antymonopolowego polegała na tym, że po wpłynięciu odwołania i odpowiedzi prezesa Urzędu, sąd z urzędu przysyłał te pisma procesowe zainteresowanemu, który występował w postępowaniu administracyjnym i nie wniósł odwołania. Zainteresowany mógł wstąpić do procesu z racji bycia stroną, do której stosowano odpowiednio przepisy o interwencji samoistnej bądź też ustosunkował się na piśmie do przesłanych mu pism procesowych. Tak czy inaczej, stworzenie zainteresowanemu – który występował w postępowaniu administracyjnym i nie wniósł odwołania – możliwości udziału w postępowaniu sądowym i obrony swych praw, nie budzi wątpliwości. W niniejszej sprawie Sąd Okręgowy – Sąd Antymonopolowy postąpił inaczej, gdyż zainteresowanemu doręczono dopiero wyrok z uzasadnieniem. W konsekwencji został on zupełnie pominięty w postępowaniu sądowym, a co ważniejsze nie stworzono mu możliwości udziału w tym postępowaniu, nie doręczając mu odpisu odwołania i zawiadomienia o rozprawie. Jest zatem poza sporem, że taka praktyka Sądu Okręgowego narusza konstytucyjne prawo obywatela do sądu (art. 45 ust. 1 Konstytucji), jak też konstytucyjną zasadę równego traktowania obywateli przez władze publiczne (art. 32 ust. 1) [podkreślenie – M. Z.]. Nie może też być uzasadnionych wątpliwości, że w ten sposób pozbawiono zainteresowanego możliwości obrony swych praw w postępowaniu sądowym (art. 379 pkt 5 k.p.c.), co skutkuje nieważnością postępowania, skoro w świetle art. 479<sup>31</sup> k.p.c. (w brzmieniu sprzed 1.04.2001 r.) zainteresowany jest stroną tego postępowania.”

2) Obecnie status zainteresowanego w postępowaniu w sprawach z zakresu regulacji energetyki analogicznie reguluje art. 479<sup>50</sup> Kpc. Zgodnie z § 1 tego artykułu, „W sprawach z zakresu regulacji energetyki stronami są także Prezes Urzędu i zainteresowany”, natomiast w myśl § 2 tegoż artykułu „Zainteresowanym jest ten, czyje prawa lub obowiązki zależą od rozstrzygnięcia procesu. Jeżeli zainteresowany nie został wezwany do udziału w sprawie, sąd ochrony konkurencji i konsumentów wezwie go na wniosek strony albo z urzędu.”

3. Omawiany przypadek jest kolejnym przykładem ukazującym niedoskonałość przepisów Kodeksu postępowania cywilnego dotyczących postępowania przed Sądem Ochrony Konkurencji i Konsumentów<sup>3)</sup> (i ich interpretacji) w odniesieniu do wynikających z Konstytucji RP zasad dotyczących praw obywateli w postępowaniu administracyjnym i sądowym oraz kolejnym argumentem przemawiającym za jak najszybszym wprowadzeniem do tego kodeksu uregulowań zgod-

nych z art. 78 i art. 176 Konstytucji RP<sup>4)</sup>, umożliwiających kontrolę orzeczeń wydanych przez Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów.



*Autor jest pracownikiem  
Biura Prawnego URE*

3) Problematyka wpływu rozwiązań zawartych w tych przepisach na sytuację obywatela w postępowaniu przed Sądem Ochrony Konkurencji i Konsumentów, w szczególności w odniesieniu do zasad zawartych w Konstytucji RP, była przedmiotem rozważań zawartych w artykule G. Dylewskiej i R. Taradejny pt. „Sądowa kontrola decyzji Prezesa URE – dylematy prawno-ustrojowe”, Biuletyn URE nr 4/2003.

4) Powyższe zagadnienie było również przedmiotem rozważań Trybunału Konstytucyjnego (wyrok z 12 czerwca 2002 r. sygn. akt P. 13/01, ogłoszony w Dz. U. z 2002 r. Nr 84, pod poz. 764).



*Hala maszyn Elektrociepłowni Zabrze SA*



# USŁUGI INFORMATYCZNE W ELEKTROENERGETYCE (OUTSOURCING)

Krzysztof Wiśniewski

W związku ze zmianami w energetyce, stale rosnącymi wymaganiami odbiorców oraz perspektywą wejścia do Unii Europejskiej coraz większe znaczenie ma szczegółowa analiza i bieżące monitorowanie rynku oraz zachowania się konkurencji. Przedsiębiorstwa stają przed koniecznością weryfikacji strategii biznesowej, z uwzględnieniem takich celów jak: poprawa jakości obsługi klientów, redukcja kosztów czy też właściwe zaplanowanie nowych inwestycji.

Specyfika branży powoduje, iż bardzo istotną rolę w budowaniu przewagi konkurencyjnej na rynku odgrywa niedoceniana do tej pory dziedzina, jaką jest informatyka. Wymagania w zakresie ewidencji księgowej, zapisane w Prawie energetycznym, a także złożoność procesów rozliczeń i prognozowania kosztów (taryfikacja) zmuszają przedsiębiorstwa do głębszej analizy tego obszaru działalności. Tym bardziej, iż sprawnie działający system generowania, przetwarzania i dostarczania danych, częstokroć z wielu źródeł i w różnych przekrojach staje się obecnie podstawą budowania dobrych relacji z odbiorcami oraz dostawcami. Przedsiębiorstwa energetyczne zaczynają zauważać, że kompleksowa informatyzacja może być jednym z kluczowych czynników utrzymania się na rynku.

Nie ulega wątpliwości, że rynek elektroenergetyczny w Polsce jest jednym z najbardziej dynamicznie się rozwijających pod względem informatyki sektorów przemysłu. Konieczność restrukturyzacji i prywatyzacji, wchodzenie polskich przedsiębiorstw energetycznych w struktury wielkich koncernów międzynarodowych czy też konsolidacja w ramach przedsiębiorstw multienergetycznych są głównymi czynnikami zwiększającymi zainteresowanie informatyzacją w tym sektorze. Jest ona prowadzona w zasadzie trzema podstawowymi drogami poprzez:

- zakup nowoczesnych, zintegrowanych systemów,
- wydzielenie struktur informatycznych w odrębny podmiot prawny, zależny całkowicie bądź częściowo (przy zachowaniu pakietu większościowego) od przedsiębiorstwa macierzystego,
- przekazanie części/całej obsługi informatycznej wyspecjalizowanej firmie zewnętrznej.

Pierwszy z powyższych sposobów wymaga bardzo dużych nakładów finansowych, którymi zainteresowane przedsiębiorstwa często nie dysponują. Na rynku są dostępne różnorodne nowoczesne systemy, dostosowane do indywidualnych wymagań klienta, jednak ich koszt jest znaczący. Dlatego też dwa pozostałe rozwiązania – będące rodzajami outsourcingu – zyskują coraz

większe uznanie wśród uczestników rynku elektroenergetycznego.

Określenie outsourcing pochodzi od angielskiego zwrotu „*outside resources using*” bądź też „*out sources using*”, które można przetłumaczyć jako korzystanie z zasobów/źródeł zewnętrznych. Metoda ta polega na wyodrębnieniu tych funkcji przedsiębiorstwa, które mogą być efektywniej realizowane przez wyspecjalizowane firmy zewnętrzne. Jedną z definicji mówi, iż outsourcing pozwala na koncentrację przedsiębiorstwa wyłącznie na jego kluczowych obszarach działania (z ang. *core competency*) w celu zwiększenia swojej konkurencyjności.<sup>1)</sup>

Outsourcing może być traktowany jako forma rozwoju danej firmy i może dotyczyć w zasadzie każdego obszaru działalności przedsiębiorstwa. Najbardziej dynamicznie rozwija się właśnie outsourcing informatyczny, czego efekty można już zauważyć również na rynku elektroenergetycznym. Wśród podstawowych zalet tej formy prowadzenia działalności należy wyróżnić przede wszystkim wspomnianą wcześniej możliwość podniesienia własnej konkurencyjności oraz:

- redukcję kosztów w długim horyzoncie czasowym,
- poprawę efektywności firmy,
- dostęp do najnowocześniejszych zasobów i technologii informatycznych,
- możliwość szybszego i bardziej elastycznego dostosowania do rosnących wymagań klientów.

Po zastosowaniu outsourcingu, zwiększenie zysków przedsiębiorstw w dłuższym horyzoncie czasowym, może wynieść nawet 10-20%<sup>2)</sup>, co obrazowo pokazuje rys. 1 (na str. 16). Nie jest to oczywiście efekt natychmiastowy, ale metoda ta musi być rozpatrywana w kategoriach strategicznych, tak jak każda długoterminowa inwestycja.

Wydzielanie na zewnątrz funkcji informatycznych może dotyczyć takich dziedzin jak: przetwarzanie i archiwizacja dużych zbiorów danych, zakładanie i utrzymanie sieci, obsługa Help-Desk'u<sup>3)</sup> czy też prowadzenie strony internetowej. Outsourcing może obejmować nawet cały obszar informatyki – wówczas jest to tzw. outsourcing kompleksowy. Zarówno w jednym, jak i drugim przypadku, wydzielane funkcje IT<sup>4)</sup> – tak jak już wcześniej

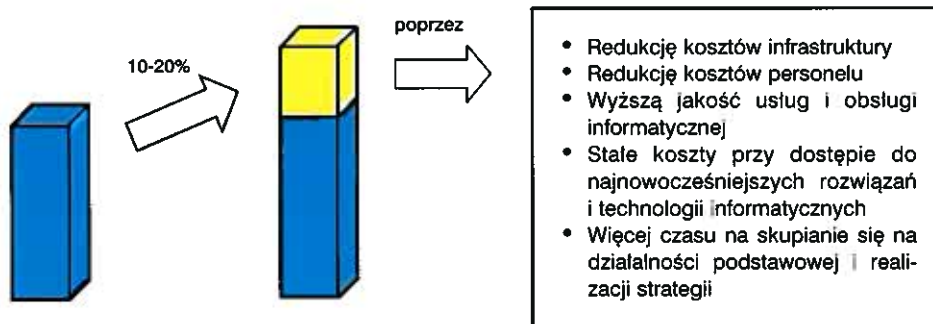
1) J. Maciejewicz: *Outsourcing w kontekście uwarunkowań strategicznych i organizacyjnych przedsiębiorstwa*, A. T. Kearney Sp. z o.o., Materiały z Konferencji Institute for International Research, Warszawa, wrzesień 1999 r.

2) Tamże.

3) Z ang. *Help Desk* – zespół wykwalifikowanej kadry informatycznej, służący pomocą użytkownikom systemu.

4) Z ang. *IT* – Information Technology, informatyka.

Rysunek 1. Przeciętna poprawa zyskowności przedsiębiorstwa po zastosowaniu outsourcingu



Źródło: Opracowanie własne na podstawie: J. Maciejewicz, *Outsourcing w kontekście uwarunkowań strategicznych i organizacyjnych przedsiębiorstwa*, A. T. Kearney Sp. z o.o., Materiały z Konferencji Institute for International Research, Warszawa, wrzesień 1999 r.

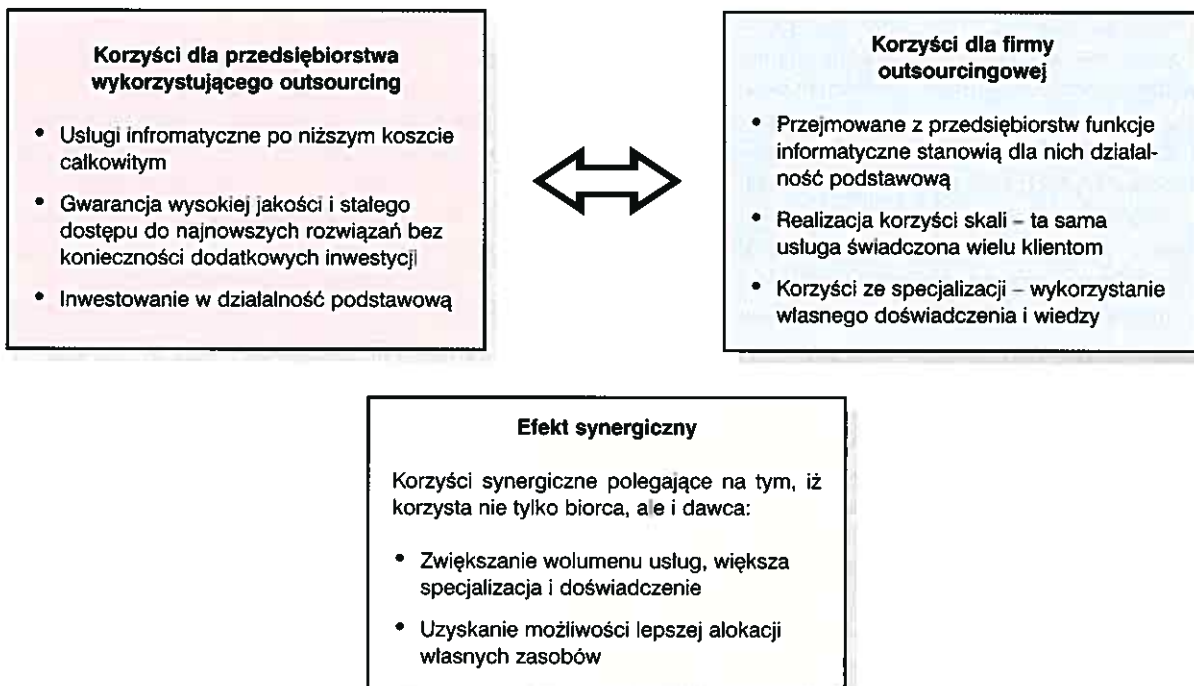
wspomniano – mogą być przekazane albo nowo stworzonemu podmiotowi w ramach danej grupy kapitałowej albo specjalistycznej firmie zewnętrznej.

Pierwsze z wymienionych rozwiązań jest pewną modyfikacją outsourcingu kompleksowego. Powstaje odrębny podmiot prawny, zależny od macierzystego przedsiębiorstwa. Mamy wówczas do czynienia ze spółką-córką, świadczącą usługi informatyczne na rzecz pierwotnych struktur, z których się wywodzi. Bardzo często jednak, w celu zachowania konkurencyjnych cen, podniesienia jakości oraz częściowego uniezależnienia

kontraktowego, spółki-córki zaczynają obsługiwać również innych klientów, którzy nie należą do macierzystej grupy.

Z kolei drugie z wymienionych rozwiązań, czyli przekazanie obsługi informatycznej wyspecjalizowanej firmie zewnętrznej, jest bardziej radykalne, jednakże również warte polecenia. Należy tu podkreślić fakt, iż zastosowanie każdego z wymienionych rodzajów outsourcingu informatycznego może przynieść wymierne korzyści obydwu stronom kontraktu, co szczegółowo prezentuje rysunek 2.

Rysunek 2. Korzyści wynikające z podjęcia współpracy outsourcingowej



Źródło: Opracowanie własne na podstawie: J. Maciejewicz, *Outsourcing w kontekście uwarunkowań strategicznych i organizacyjnych przedsiębiorstwa*, A. T. Kearney Sp. z o.o., Materiały z Konferencji Institute for International Research, Warszawa, wrzesień 1999 r.

Jak widać, zyskuje zarówno przedsiębiorstwo, które ma zapewnione sprawne działanie funkcji informatycznych objętych outsourcingiem, jak również firma obsługująca, która realizuje korzyści wynikające ze swojej specjalizacji, jak i efektu skali. Należy również zwrócić uwagę na efekt synergiczny – dzięki podjętej współpracy outsourcing przynosi większe korzyści obydwu zaangażowanym stronom kontraktu.

Jako praktyczne przykłady zastosowania outsourcingu informatycznego wśród przedsiębiorstw energetycznych można podać rozwiązania wdrożone z sukcesem przez warszawski STOEN SA, koncern ABB w Polsce, Elektrociepłownię Warszawskie SA czy też Zielonogórskie Zakłady Energetyczne SA.

W przypadku STOEN SA obsługą informatyczną zajmuje się na zasadach outsourcingu STOEN INFO, spółka-córka, utworzona z pracowników Działu Informatyki.<sup>5)</sup> Przyczynami podjęcia takich działań była tutaj chęć ograniczenia i racjonalizacji kosztów. Już rok po nawiązaniu współpracy przeprowadzono badania wśród użytkowników systemu, którzy stwierdzili odczuwalny wzrost poziomu obsługi informatycznej.

Z kolei międzynarodowy koncern ABB wyodrębnił ze swoich struktur ABB InfoSupport, przekazując nowej spółce nie tylko świadczenie usług informatycznych (usługi operacyjne, telekomunikacyjne i wdrożeniowe), lecz również obsługę spraw kadrowo-płacowych i finansowo-księgowych.<sup>6)</sup> Outsourcing wymienionych funkcji ma dotyczyć wszystkich spółek koncernu w Polsce, niezależnie od ich terytorialnej lokalizacji.

Elektrociepłownia Warszawskie SA także skorzystała z możliwości przekazania obsługi obszaru IT spółce Infonet, czyli spółce-córce grupy Vattenfall w Polsce, obsługującej również Górnośląski Zakład Energetyczny. Niewykluczone jest, iż specjaliści z Polski zajmą się również wdrażaniem systemów w przedsiębiorstwach z grupy, działających poza granicami naszego kraju.<sup>7)</sup>

Ostatnie z wymienionych przykładów – Zielonogórskie Zakłady Energetyczne SA, stworzyły Zakład Usług Teleinformatycznych ITSerwis, ze swoim 100-procentowym udziałem w kapitale. Outsourcing informatyczny pozwolił na uzyskanie korzyści przez obie strony umowy.<sup>8)</sup> ITSerwis zaczął świadczyć usługi również dla innych klientów i stopniowo stał się liderem firm informatycznych regionu lubuskiego. Zielonogórskie Zakłady Energetyczne zyskały wysoką jakościowo obsługę po konkurencyjnych cenach, renegowanych co roku w ramach kontraktu długoterminowego.

Branża elektroenergetyczna wymaga większych nakładów na informatykę ze strony zakładów i przedsiębiorstw energetycznych. Rynek wymusza również wzrost poziomu informatyzacji po stronie odbiorców. Na szczególną uwagę zasługują tu uregulowania wiążące się z rynkiem bilansującym. Uczestnictwo w nim wymaga wyspecjalizowanych systemów, które pozwolą efektywnie prognozować zapotrzebowanie energii tak, by osiągnąć wymaganą dokładność określoną w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej i Rozdzielczej na 1 MWh. Dokładność ta wpływa z kolei na możliwość minimalizacji bardzo wysokich kosztów ewentualnych odchyłeń od złożonych zamówień vs. rzeczywiste zużycie. Indywidualne bilansowanie się pojedynczych odbiorców, którzy uzyskują prawo dostępu do sieci TPA, bez odpowiednich inwestycji w informatykę bądź też bez pomocy ze strony firm zewnętrznych staje się prawie niemożliwe.

Jednym ze skutecznych rozwiązań dla takich firm jest właśnie skorzystanie z usług outsourcingowych. Dotyczy to wydzielania już nie tylko funkcji informatycznych, lecz również pozostałych działań niezbędnych do prawidłowego bilansowania. Tworzenie centrów obsługiwanych przez firmę outsourcingową da bowiem w bardzo niedalekiej przyszłości możliwość zagregowanego bilansowania odbiorców uprawnionych TPA. Należy zwrócić uwagę na fakt, iż nie będzie tu miało znaczenia położenie geograficzne danego odbiorcy, a firma obsługująca skorzysta tu przede wszystkim z efektu skali i swojej specjalizacji. Równocześnie, ze względu na przeniesienie na firmę outsourcingową części ryzyka uczestnictwa w rynku bilansującym, dotyczącego odchyłeń od planowanego zużycia czy awarii systemów informatycznych, metoda ta ma szansę znacznego rozwoju w tym obszarze działalności przedsiębiorstw.

Jedna z firm działających na rynku informatycznym oferuje swoim klientom szeroko rozumiany outsourcing energetyczny, obejmujący zarówno obszar informatyki (np. systemy bilingowe), jak i możliwość pełnienia funkcji OH/OHT czy też tworzenie grup bilansujących. Oprócz tego świadczy usługi optymalizacji gospodarki elektroenergetycznej w szerokim zakresie (np.: analiza zużycia energii w strefach doby, dobór mocy zamówionych, dobór grup taryfowych, kompensacja mocy biernej czy instalowanie ograniczników mocy i sumatorów). W swojej ofercie firma przedstawia też możliwość rozliczeń faktur z zakładem energetycznym czy windykację należności od pododbiorców energii elektrycznej<sup>9)</sup>.

Zaprezentowane przykłady pokazują, iż outsourcing jest jednym ze skutecznych sposobów rozwoju systemów IT w przedsiębiorstwach energetycznych.

5) A. Bielewicz: *Znieść wewnętrzne hamulce*, „Computerworld” nr 29, 13 sierpnia 2001 r.

6) I. D. Bartczak: *Dział samodzielny*, „Computerworld” nr 35, 27 września 1999 r.

7) A. Bielewicz: *Z energią do zmian*, „Computerworld” nr 28, 29 lipca 2002 r.

8) I. D. Bartczak: *Informatyka na różne sposoby*, „Raport Computerworld” nr 8, 21 lutego 2000 r.

9) W. Fiedorowicz: *Rola i miejsce odbiorcy na Rynku Energii*, materiały z Konferencji Outsourcing gospodarki energetycznej szansą na udział w rynku, Warszawa, czerwiec 2003 r.

Obecnie najczęściej wykorzystywaną formą jest wyodrębnianie spółek zależnych, które z czasem zaczynają obsługiwać informatycznie nie tylko grupę macierzystą, lecz również innych pozyskanych klientów. Konieczność dorównania konkurencji nie tylko na rynku polskim, ale i w niedalekiej przyszłości także europejskim, wymusi zastosowanie odpowiednich rozwiązań informatycznych na wszystkich jego uczestnikach. Uwzględniając ogólne tendencje rozwoju usług outsourcingowych, a co się z tym wiąże również rosnącą ilość dostawców, można stwierdzić, iż jakość i efektywność outsourcingu informatycznego będzie stała się coraz wyższa.

Stan informatyzacji sektora jest w chwili obecnej bardzo zróżnicowany. Zachodzące w branży procesy prywatyzacyjne oraz łączenie się przedsiębiorstw energetycznych w ramach tych samych struktur własnościowych powodują, że inwestycje kapitałowe

w ten obszar działalności są niezbędne, biorąc pod uwagę nie tylko rosnące wymagania rynkowe, lecz również przyszłe zmiany, takie jak np. integracja z Unią Europejską.



*Autor jest pracownikiem Departamentu Promowania Konkurencji URE*



*Elektrownia Opole SA, widok ogólny*

# ENERGIA ELEKTRYCZNA ZE ŹRÓDEŁ NIEKONWENCJONALNYCH I ODNAWIALNYCH W ZAKUPACH SPÓŁEK OBROTU W 2002 R.

## Regulacyjna rola Prezesa URE

Możliwości promocji OZE przez Prezesa URE związane są z art. 9 ust. 3 (od 1 stycznia 2003 r. art. 9a) i art. 56 ustawy – Prawo energetyczne, na podstawie których nałożono na przedsiębiorstwa obrotu energią elektryczną obowiązek zakupu tej energii, a Prezesowi URE powierzono nadzór nad jego realizacją. Jednak pod rządami wydanego na podstawie ww. art. 9 ust. 3, rozporządzenia Ministra Gospodarki z 15 grudnia 2000 r. *w sprawie obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, a także ciepła ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz zakresu tego obowiązku* (Dz. U. z 2000 r., Nr 122, poz. 1336), nie ma możliwości egzekwowania „na bieżąco” obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, gdyż rozporządzenie to odnosi obowiązek (§ 2 pkt 1) do „... wykonanej, całkowitej rocznej, sprzedaży energii elektrycznej przez dane przedsiębiorstwo energetyczne ...”, w związku z czym ewentualne naruszenie przepisów rozporządzenia może być stwierdzone dopiero po zakończeniu danego roku kalendarzowego. Dopiero wówczas Prezes URE może zastosować sankcje wynikające z art. 56 ustawy – Prawo energetyczne, a więc możliwości nałożenia kary pieniężnej w wysokości do 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy i do 300% miesięcznego wynagrodzenia kierownika przedsiębiorstwa energetycznego.

Korzystając z powyższych uprawnień Prezes URE ukarał następujące przedsiębiorstwa za rażące niewypełnienie w 2001 r. spoczywającego na nich obowiązku zakupu przynajmniej 2,4% energii ze źródeł odnawialnych: Zakład Energetyczny Tarnów SA, Zakład Energetyczny Częstochowa SA, Przedsiębiorstwo „Biuro Handlowe Piotr Hałasik”, „PSE – ELECTRA” Sp. z o.o., E.ON Polska Sp. z o.o., Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa Sp. z o.o.

W 2002 r., na podstawie § 2 pkt 1 lit. b) powołanego rozporządzenia obowiązek uznawano za spełniony, jeżeli udział ilości energii elektrycznej wytworzonej w źródłach niekonwencjonalnych i odnawialnych w wykonanej, całkowitej rocznej, sprzedaży energii elektrycznej przez dane przedsiębiorstwo energetyczne wynosił nie mniej niż 2,5%. Przy czym zgodnie z inter-

pretacją zapisów rozporządzenia dokonaną przez Prezesa URE, do kalkulacji ww. udziału przyjmuje się tylko tę część „zielonej” energii, która została zakupiona bezpośrednio od wytwórców, zaś nie uznaje się energii kupowanej od innych przedsiębiorstw obrotu.

Prezes URE ma także możliwości pośredniej regulacji cen energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii. Dokonuje tego w drodze określenia maksymalnych wydatków ponoszonych przez spółki dystrybucyjne na zakup energii elektrycznej z OZE poprzez zdefiniowanie zasad kształtowania przychodu regulowanego spółek dystrybucyjnych na okres obowiązywania taryfy, które uwzględniają projekcję kosztów uzasadnionych także dla zakupu energii „zielonej”.

Tak więc Prezes URE z jednej strony ma możliwości wywierania presji na spółki dystrybucyjne, celem zwiększenia przez nie zakupów energii elektrycznej z OZE, z drugiej zaś strony może zapobiegać niekontrolowanemu wzrostowi cen energii elektrycznej dla odbiorcy finalnego, co miałyby miejsce w przypadku chaotycznego rozwoju źródeł odnawialnych, jaki zachodziłby w warunkach akceptacji dowolnie wysokich kosztów wytwarzania energii w tych źródłach. Dzięki tym możliwościom regulacyjnym rozwój odnawialnych źródeł energii przebiega w warunkach uwzględniających interesy wszystkich uczestników rynku energii i ma charakter racjonalny.

## Podaż energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w 2002 r.

Podaż „zielonej” energii na rynku jest w dużym stopniu uzależniona od produkcji dużych elektrowni wodnych (EW). Do tej grupy wytwórców energii zalicza się instalacje o mocach większych niż 5 MW. Do największych należą elektrownie wodne Włocławek – 160,2 MW, Solina – docelowo 200 MW, Czorsztyn-Sromowce – 92,8 MW. Dwie ostatnie, to jednostki przepływowo-pompowe, w których turbiny wodne są okresowo wykorzystywane do produkcji energii także z wody wcześniej pompowanej. Jednak rozdzielanie mocy na generowaną z wody przepływowej lub pompowanej nie jest możliwe. Istnieje natomiast możliwość wyspecyfikowania „zielonej” energii elektrycznej pochodzącej z wody przepływowej. Szczegółowe dane o łącznych mocach zainstalowanych oraz produkcji energii

Tabela 1. Moc i produkcja energii w instalacjach OZE

Typ OZE	Moc zainstalowana [MW]	Energia wprowadzona do sieci [MWh]
biogazowe	21,33	59 745
biomasowe <sup>1)</sup>	0,45	10 053
el. wodne	705,29	1 626 431
MEW	167,06	623 293
wiatrowe	27,99	58 994
inne	0,58	64
Razem	922,70	2 378 580

1) Uwzględniono produkcję ZEL Ostrolęka SA, nie uwzględniono mocy elektrowni.

Źródło: URE.

w dużych elektrowniach wodnych, a także innych źródłach odnawialnych zawarto w tabeli 1.

Same tylko małe elektrownie wodne (poniżej 5 MW) o sumarycznych mocach zainstalowanych 167,06 MW w 2002 r. wprowadziły do sieci 623 293 MWh. Z elektrowni wiatrowych, w ubiegłym roku, pochodziło 58 994 MWh, a z turbin biogazowych – 59 745 MWh. Łączna moc zainstalowana w odnawialnych źródłach wyniosła 922,70 MW, a wytworzona w 2002 r. energia elektryczna – 2 378 580 MWh.

Podaż „zielonej” energii jest ściśle uzależniona od mocy instalacji wytwórczych. Nie jest to zależność liniowa, bowiem przyrosty mocy w różnych rodzajach energetyki odnawialnej skutkują różnymi ilościami wytwarzanej energii. Stabilne wytwarzanie energii gwarantują źródła wykorzystujące biomasę i biogaz. Elektrownie wodne są uzależnione w znacznym stopniu od warunków pogodowych, bowiem poziom wody w ciekach i dynamika jej przepływu decyduje o ilości wytwarzanej energii. Najmniej stabilne dostawy energii elektrycznej oferują turbiny wiatrowe, których funkcjonowanie zależy od zmiennych warunków atmosferycznych. Zazwyczaj czas ich pracy ocenia się na 20-30% ogólnego czasu w ciągu roku.

Realny wpływ na ilość „zielonej” energii na rynku mają prowadzone remonty instalacji energetycznych, a także prace modernizacyjne na różnych obiektach. Powoduje to okresowe wahania w produkcji energii. Najbardziej obiecujące zmiany następują w elektrowni wodnej przepływowo-pompowej w Solinie, która w wyniku trwającego remontu i modernizacji dokonała wymiany starych turbin na nowe, odtwarzając najpierw dotychczas posiadaną moc 136 MW, a w końcu ubiegłego roku osiągnęła już łączną moc zainstalowaną 178,6 MW. Natomiast w połowie 2003 r. osiągnie ostatecznie 200 MW. Produkcja energii elektrycznej z dotychczasowych 137 000 MWh wzrośnie, po zakończeniu wymiany turbozespołów, do 230 000 MWh rocznie, z czego około 150 000 MWh będzie wytwarzane z wody przepływowej.

W 2002 r., wg danych URE, w krajowych elektrowniach wodnych (wraz z MEW) było zainstalowanych 872 MW. Wytworzyły one i wprowadziły do sieci 2 249 724 MWh. Natomiast wg danych ARE, w 2001 r. moc zainstalowana elektrowni wodnych należących do przedsiębiorstw wytwórczych i dystrybucyjnych (pomińjąc elektrownie szczytowo-pompowe Porąbka Żar, Żarnowiec i Żydowo) oraz MEW (także prywatnych) wynosiła łącznie 878 MW. Źródła te wyprodukowały łącznie 2 322 000 MWh (w 2000 r. było to 2 102 000 MWh). Tak więc widoczne jest odwrócenie trendu wzrostowego występującego w latach 2000-2001 i spadek produkcji o ok. 72 000 MWh w 2002 r., co należy wiązać z gorszymi stosunkami wodnymi polskich rzek. Ze względu na brak informacji na temat produkcji energii w 2002 r. w źródłach szczytowo-pompowych z dopływu naturalnego nie można tego zjawiska potwierdzić na podstawie publikacji ARE SA. Jednostka ta podała, że w przypadku elektrowni wodnych przepływowych (do tej grupy nie zalicza się produkcji w jednostkach szczytowo-pompowych z dopływu naturalnego) produkcja spadła o 28 000 MWh, a w MEW wzrosła o 93 000 MWh, z 229 000 MWh do 322 000 MWh<sup>1)</sup>.

W przypadku pozostałych rodzajów odnawialnych źródeł energii, sytuacja przedstawia się następująco: małe elektrownie oparte na biogazie lub biomasie wyprodukowały w 2000 r. 30 800 MWh, w 2001 – 41 500 MWh i w 2002 – 59 998 MWh, a elektrownie wiatrowe, odpowiednio: w 2000 r. – 5 400 MWh, w 2001 – 13 600 MWh i w 2002 – 59 000 MWh.

Docierające do URE sygnały o stanie zaawansowania niektórych inwestycji pozwalają przypuszczać, że w 2003 r. będą instalowane nowe moce w elektrowniach wiatrowych. Zakłady energetyczne informują także o uzyskanych przez inwestorów warunkach przyłączeniowych i zawartych umowach wstępnych na odbiór

1) „Informacja statystyczna o energii elektrycznej. Biuletyn Miesięczny”, grudzień 2002, ARE SA.

energii. Przyznane warunki przyłączeniowe dotyczą inwestycji energetycznych o ogólnej mocy 1 000 MW. Stanowi to wiarygodną przesłankę, że w ciągu kilku najbliższych lat nastąpi dalszy przyrost mocy instalowanych w turbinach wiatrowych.

Poza dynamicznym rozwojem energetyki wiatrowej spodziewany jest także przyrost mocy nominalnych w innych źródłach energii odnawialnej. Wydane zostały lub są w fazie przygotowania warunki przyłączeniowe dla instalacji biogazowych o mocy ok. 28 MW i dla małych turbin wodnych o sumarycznej mocy ok. 35 MW. Dodatkowym argumentem na realność tych planów jest opinia Polskich Sieci Elektroenergetycznych SA, które oceniają, że dzisiaj istnieją jeszcze rezerwy w Krajowym Systemie Przesyłowym dla przyłączenia ok. 2000-2500 MW zainstalowanych w odnawialnych źródłach energii. Dalsze kosztowne inwestycje w tym obszarze będą niezbędne przy intensywniejszym rozwoju OZE.

Z zebranych informacji za 2002 r. wynika także, iż zakłady energetyczne przyjęły wnioski o wydanie warunków przyłączeniowych na nominalne moce w wysokości około 8 000 MW. Moce te dotyczą prawie wyłącznie energetyki wiatrowej.

Dla porównania, w 2001 r. stan ilościowy wydanych warunków przyłączeniowych przez zakłady energetyczne wyniósł 714 MW, z czego na elektrownie wiatrowe przypadło 665 MW. W tym okresie do zakładów energetycznych wpłynęły dodatkowo wnioski i zapytania o możliwość uzyskania warunków przyłączeniowych na ogólną moc zainstalowaną 3 920 MW, w tym 3 887 MW przypadło na elektrownie wiatrowe.

Nowym zjawiskiem w polskich realiach są projekty lokowania instalacji wiatrowych na morzu. Są one planowane na morskich wodach wewnętrznych, na morzu terytorialnym i w polskiej wyłącznej strefie ekonomicznej. Wiarygodne informacje o inwestycjach uzyskano z Ministerstwa Infrastruktury oraz od Urzędów Morskich w Szczecinie, Słupsku i Gdyni. Pozyskane dane dotyczą planowanych mocy nominalnych ok. 4 500 MW. Trudno jednak dzisiaj ocenić prawdopodobieństwo rzeczywistego zrealizowania tych zamierzeń. Zważywszy jednak, że inwestorzy zachodni planujący budowę instalacji wiatrowych, chcą na tej drodze ograniczyć emisje do atmosfery i wypełnić ciężące na ich krajach zobowiązania wynikające z Protokołu z Kioto, regulator powinien traktować ich zamierzenia bardzo poważnie.

### **Wypełnienie obowiązku zakupu energii z OZE przez spółki obrotu**

W styczniu 2003 r. zwrócono się do wszystkich spółek obrotu z prośbą o informację dotyczącą realizacji obowiązku zakupu „zielonej” energii elektrycznej w roku 2002. W przesłanej przedsiębiorstwom ankiecie poproszono o następujące informacje: wykonana całkowita, roczna sprzedaż energii elektrycznej; sprzedaż „zielonej” energii innym przedsiębiorstwom obrotu; sprzedaż „zielonej” energii odbiorcom

końcowym. Dane szczegółowe za rok 2002 dotyczyły nazwy wytwórcy, lokalizacji obiektu, rodzaju i typu OZE, mocy zainstalowanej, ilości energii zakupionej z OZE oraz ilości energii „zielonej” wprowadzonej do sieci spółki dystrybucyjnej.

W piśmie przewodnim do ankiety przypomniano spółkom obrotu, że jedynie zakup energii bezpośrednio od wytwórcy może być uznany za realizację obowiązku nałożonego rozporządzeniem Ministra Gospodarki.

W odróżnieniu od wcześniej stosowanej metodologii sprawozdawczej, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki zażądał udokumentowania kopiami faktur, poświadczonymi przez osoby upoważnione do reprezentowania spółki, dokonanych zakupów, a także sprzedaży „zielonej” energii innym przedsiębiorstwom obrotu.

Na podstawie uzyskanych informacji Urząd Regulacji Energetyki dokonał analizy realizacji obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w roku 2002. Badaniem objęto przedsiębiorstwa posiadające koncesję Urzędu Regulacji Energetyki na obrót energią elektryczną. W pierwszej kolejności dokonano analizy informacji zawartych w ankietach nadesłanych przez 33 zakłady energetyczne oraz Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA, a także 13 przedsiębiorstw obrotu, które mają największy udział w rynku energii elektrycznej. Zgromadzono także informacje o pozostałych 190 spółkach obrotu (25 nie odpowiedziało na badania ankietowe – zostaną wobec nich przeprowadzone działania wyjaśniające, czy przedsiębiorstwa te w ogóle istnieją).

W trakcie weryfikacji danych zwrócono szczególną uwagę na kierunki zakupu energii. Dzięki nadesłaniu przez przedsiębiorstwa kopii faktur możliwe było precyzyjne zidentyfikowanie wszystkich sprzedających i wyeliminowanie zjawiska zawyżania wskaźnika udziału energii z OZE poprzez wielokrotną odsprzedaż tej samej energii.

Szczegółowe wyniki analiz przedstawiono w tabeli 2 (str. 22). Z danych wynika, że realizacja obowiązku zakupu, zgodnie z rozporządzeniem Ministra Gospodarki, nie przedstawia się korzystnie, bowiem tylko 7 spółek: Beskidzka Energetyka, ZE Bydgoszcz, ZE Jelenia Góra, ZE Kraków, ZE Słupsk, ZE Toruń i ZE Wrocław osiągnęło lub przekroczyło próg 2,5%.

Średni poziom zakupów we wszystkich spółkach dystrybucyjnych wyniósł aż 1,52%. Warto też zauważyć, że 5 spółek nie przekroczyło nawet wskaźnika na poziomie 0,5%, kolejne 4 nie uzyskały 1,0%, zaś następne 14 nie osiągnęło 2,0%. Powyższe dane odnoszą się do „zielonej” energii zaliczonej do wypełnienia obowiązku. Przy ocenie ogromne znaczenie odgrywa fakt, iż krajowa produkcja energii odnawialnej nie była wystarczająca do wypełnienia limitu. Stosunek energii wytworzonej w OZE do sprzedaży energii wyłącznie przez spółki dystrybucyjne wyniósł 2,46%. To znaczy, że nie był wystarczający do wypełnienia obowiązku przez każdą z nich, a należy pamiętać, że energia odnawialna powinna być również naby-

Tabela 2. Zakup i sprzedaż energii elektrycznej z OZE przez spółki dystrybucyjne w roku 2002

Lp	Przedsiębiorstwo	Pozyskanie „zielonej” energii				Sprzedaż „zielonej” energii			„Zielona” energia zalicz. do wypełnienia obowiązku		Wykonana całkowita sprzedaż energii elektrycznej		Udział „zielonej” energii w całkowitej sprzedaży	
		Przedś. obrotu	Bezp. dostawcy	Produk- cja wła- cna	Razem	Przedś. obrotu	Odbiorcom finalnym	Razem	MWh	MWh	MWh	Ogółem	%	Zgodnie z rozporz.
1	Beskidzka Energetyka SA	7 175	69 709	0	76 884	10 500	66 384	76 884	69 709	2 579 194	2 98	2,70		
2	Będziński Zakład Elektroenergetyczny SA	64 617	49 970	0	114 587	2 700	111 887	114 587	49 970	4 462 465	2,57	1,12		
3	Elbląskie Zakłady Energetyczne SA	20 953	2 379	10 515	33 847	0	33 847	33 847	12 894	1 356 453	2,50	0,95		
4	ENERGA - Gdańska Kompania Energetyczna SA	33 698	14 492	44 535	92 725	3 500	89 225	92 725	59 027	3 532 558	2,62	1,67		
5	Energetyka Kaliska SA	64 120	14 114	0	78 234	5 903	72 331	78 234	14 114	2 864 873	2,73	0,49		
6	Energetyka Poznańska SA	58 182	63 780	0	141 962	0	141 962	141 962	83 780	5 674 140	2,50	1,48		
7	Energetyka Szczecińska SA	25 476	25 723	12 272	63 471	0	63 471	63 471	37 995	2 495 492	2,54	1,52		
8	Górnśląski Zakład Elektroenergetyczny SA	144 171	102 084	0	246 255	7 176	239 079	246 255	102 084	9 765 429	2,52	1,05		
9	Lubelskie Zakłady Energetyczne SA	59 919	854	0	60 773	0	60 773	60 773	854	2 691 607	2,26	0,03		
10	Łódzki Zakład Energetyczny SA	36 409	30 293	0	66 702	3 500	63 202	66 702	30 293	2 528 813	2,64	1,20		
11	Rzeszowski Zakład Energetyczny SA	47 902	39 330	0	87 232	0	87 232	87 232	39 330	3 345 559	2,61	1,18		
12	STOEN SA	56 315	81 817	0	138 132	0	138 132	138 132	81 817	5 518 172	2,50	1,48		
13	Zakład Energetyczny Białyсток SA	10 282	52 390	0	62 672	0	62 672	62 672	52 390	2 513 389	2,49	2,08		
14	Zakład Energetyczny Bydgoszcz SA	0	22 713	123 539	146 252	61 597	84 657	146 254	84 655	3 076 554	4,75	2,75		
15	Zakład Energetyczny Częstochowa SA	0	5 408	0	5 408	0	5 408	5 408	5 408	2 056 939	0,26	0,26		
16	Zakład Energetyczny Gorzów SA	7 666	11 309	10 340	29 315	0	29 315	29 315	21 649	1 169 095	2,51	1,85		
17	Zakład Energetyczny Jelenia Góra SA	23 590	89 556	113 146	80 950	32 182	113 132	113 132	32 196	1 262 033	8,97	2,55		
18	Zakład Energetyczny Koszalin SA	11 666	27 761	0	39 427	12 914	26 514	39 428	27 761	1 324 668	2,98	2,10		
19	Zakład Energetyczny Kraków SA	17 214	122 324	207 059	346 597	222 395	124 193	346 588	124 193	4 910 697	7,06	2,53		
20	Zakład Energetyczny Legnica SA	22 152	56 080	0	78 232	0	78 232	78 232	56 080	3 101 111	2,52	1,81		
21	Zakład Energetyczny Łódź - Teren SA	36 257	47 783	19 134	103 174	0	103 174	103 174	66 917	4 129 097	2,50	1,62		
22	Zakład Energetyczny Opole SA	15 573	11 023	35 442	62 038	4 000	58 038	62 038	46 465	2 314 851	2,68	2,01		
23	Zakład Energetyczny Płock SA	38 567	8 452	0	47 019	0	47 019	47 019	8 452	1 837 045	2,56	0,46		
24	Zakład Energetyczny SA w Olsztynie	17 998	13 375	11 521	42 894	4 302	38 592	42 894	24 896	1 542 150	2,78	1,61		
25	Zakład Energetyczny Słupsk SA	0	19 983	513	20 496	0	20 496	20 496	20 496	819 760	2,50	2,50		
26	Zakład Energetyczny Tomów SA	25 022	13 358	0	38 380	0	38 380	38 380	13 358	1 515 777	2,53	0,88		
27	Zakład Energetyczny Toruń SA	0	8 101	783 491	791 592	690 995	100 597	791 592	100 597	2 974 785	26,61	3,38		
28	Zakład Energetyczny Wąbrzych SA	25 152	3 013	6 264	34 429	450	33 979	34 429	9 277	1 355 975	2,54	0,68		
29	Zakład Energetyczny Warszawa - Teren SA	8 244	3 626	79 885	91 755	0	91 755	91 755	83 511	4 525 106	2,03	1,85		
30	Zakład Energetyczny Wrocław SA	0	3 380	79 234	82 614	18 770	63 844	82 614	63 844	2 533 657	3,26	2,52		
31	Zamojska Korporacja Energetyczna SA	29 485	10 504	1 122	41 111	0	41 111	41 111	11 826	1 634 175	2,52	0,71		
32	ZEORK SA	46 437	16 654	0	63 091	0	63 091	63 091	16 654	3 678 946	1,71	0,45		
33	Zielonogórskie Zakłady Energetyczne SA	22 180	19 104	0	41 284	0	41 281	41 281	19 104	1 648 622	2,50	1,16		
	<b>Ogółem spółki dystrybucyjne</b>	<b>952 831</b>	<b>1 014 475</b>	<b>1 514 422</b>	<b>3 481 728</b>	<b>1 129 652</b>	<b>2 352 054</b>	<b>3 481 706</b>	<b>1 471 395</b>	<b>96 739 187</b>	<b>3,60</b>	<b>1,52</b>		
	Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA	0	157 146	0	157 146	157 146	0	157 146	157 146	4 758 648	3,30	3,30		

Źródło: URE.



wana przez pozostałe spółki obrotu w celu wypełnienia własnych limitów.

Badaniem szczegółowym objęto również PSE SA oraz 13 najbardziej aktywnych na rynku, w roku 2002, spółek obrotu. Z przedstawionych w tabeli 3 danych wynika, że 3 spółki dokonywały zakupu „zielonej” energii bezpośrednio od producentów i wypełniły limity określone w rozporządzeniu MG. Dalsze dwie spółki uzyskały wskaźniki powyżej 2,4%, zaś kolejne udokumentowały jedynie „śladowe” zakupy „zielonej” energii od bezpośrednich dostawców. Zaopatrywały się bowiem prawie wyłącznie u innych przedsiębiorstw obrotu. Natomiast PKP Energetyka w ogóle nie nabywała energii odnawialnej.

Ponadto ankiety rozesłane były do pozostałych, mniejszych przedsiębiorstw posiadających koncesje na obrót energią elektryczną. Z otrzymanych informacji wynika, że: 6 spółek wypełniło obowiązek, 146 firm – nie wypełniło, 38 firm nie prowadziło obrotu energią elektryczną.

Spółki dystrybucyjne wykazywały wprawdzie zwiększone zainteresowanie „zieloną” energią elektryczną, jednak zdecydowanie większa część spośród nich nie uwzględniła interpretacji Prezesa URE, że wyłącznie zakupy „zielonej” energii od producenta mogą zostać uwzględnione jako realizujące obowiązek. Spółki te zakupiły poważną część energii „zielonej” od pośredników handlujących głównie energią elektryczną z elektrowni wodnej we Włocławku. Jest to zjawisko niekorzystne zarówno dla wytwórców „zielonej” energii, zwłaszcza niewielkich, jak i dla odbiorcy końcowego. Ukarane przez Prezesa URE za działalność w 2001 r. spółki dystrybucyjne nie wykazały niestety zdecydowanej inicjatywy na rzecz wywiązania się z obowiązku zakupu energii z OZE. ZE Tarnów osiągnął 2,53% udział energii elektrycznej z OZE, ale tylko 0,88% stanowiły zakupy bezpośrednie. W przypadku ZE Częstochowa udział ten wyniósł jeszcze mniej, bo 0,26% (stwierdzono tylko zakupy bezpośrednie). W przypadku ukaranych przez Prezesa URE w roku ubiegłym spółek obrotu występuje analogiczna tendencja. Najbardziej charakterystyczna

Tabela 3. Zakup i sprzedaż energii elektrycznej z OZE przez inne przedsiębiorstwa obrotu w roku 2002

Lp	Przedsiębiorstwo	Pozyskanie „zielonej” energii				Sprzedaż „zielonej” energii			„Zielona” energia zalicz. do wypełnienia obowiązku	Wykonana całkowita sprzedaż energii elektrycznej	Udział zakupionej „zielonej” energii w całkowitej sprzedaży	
		Przed. obrotu	Bezp. dostawcy	Produkcja własna	Razem	Przed. obrotu	Odbiorcom finalnym	Razem			Ogółem	%
		MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	%	%
1	APT Austrian Power Trading Polska Sp. z o.o.	18 337	16 800	0	35 137	35 137	0	35 137	16 800	390 705	8,99	4,30
2	Biuro Handlowe Piotr Hałasik	123 329	21 668	0	144 997	144 997	0	144 997	21 668	890 054	16,29	2,43
3	E.ON Polska Sp. z o.o.	0	18 300	0	18 300	18 300	0	18 300	18 300	738 732	2,48	2,48
4	Eof-EnBW Polska Sp. z o.o.	5 209	0	0	5 209	0	5 209	5 209	0	214 770	2,43	0,00
5	EGL Polska Sp. z o.o.	10 390	3 060	0	13 450	13 449	0	13 449	3 060	551 092	2,44	0,56
6	Elektrim-Volt SA	0	389 463	0	389 463	389 463	0	389 463	389 463	12 568 665	3,10	3,10
7	Elektrownia Bełchatów II Sp. z o.o.	3 500	12 400	0	15 900	15 900	0	15 900	12 400	924 439	1,72	1,34
8	ELNORD SA	396 280	303 864	0	700 144	700 144	0	700 144	303 864	2 612 586	26,80	11,63
9	EM&CA SA	3 240	2 000	0	5 240	5 240	0	5 240	2 000	401 190	1,31	0,50
10	Petro Carbo Chem SA	500	0	0	500	500	0	500	0	223 469	0,22	0,00
11	PKP Energetyka	0	0	0	0	0	0	0	0	3 742 424	0,00	0,00
12	Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa Sp. z o.o.	121 206	1 290	0	122 496	102 793	19 703	122 496	1 290	4 909 159	2,50	0,03
13	PSE-Electra Sp. z o.o.	157 146	7 993	0	165 139	165 139	0	165 139	7 993	2 446 102	6,75	0,33
	<b>Ogółem przedsiębiorstwa obrotu</b>	<b>839 137</b>	<b>776 837</b>	<b>0</b>	<b>1 615 974</b>	<b>1 591 062</b>	<b>24 912</b>	<b>1 615 974</b>	<b>776 837</b>	<b>30 613 387</b>	<b>5,28</b>	<b>2,54</b>

Źródło: URE.

jest tu sytuacja spółki Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa Sp. z o.o., która osiągnęła 2,50% udział energii elektrycznej z OZE, ale tylko 0,03% stanowiły zakupy bezpośrednie.

Porównując koszty pozyskania energii odnawialnej przez spółki dystrybucyjne, jak i inne przedsiębiorstwa obrotu widoczne jest wyrównywanie się cen z poszczególnych rodzajów OZE. Drogie dotychczas instalacje wiatrowe czy biomasowe lub biogazowe obniżają stawki, natomiast rośnie jednostkowy koszt pozyskania energii ze źródeł wodnych. I tak: energia z wiatru w przeciągu roku potaniała o ok. 2,36% do 230,81 zł/MWh, z biomasy i biogazu – o 3,34% do 207,89 zł/MWh, zaś z elektrowni wodnych podrożała o 59,77% do 151,27 zł/MWh, przy czym ceny zakupu z jednostek nie należących do spółek dystrybucyjnych wzrosły o 13,36% do 210,92 zł/MWh. Podstawową przyczyną wzrostu średniej ceny sprzedaży energii z EW był znaczący wzrost sprzedaży energii z elektrowni Włocławek do przedsiębiorstw obrotu sięgający blisko 100% z jednoczesnym wzrostem ceny o 106,31%. Informacje na temat kosztów zakupu energii przez spółki dystrybucyjne i pozostałe przedsiębiorstwa obrotu przedstawiono w tabeli 4.

Podobnie jak w roku poprzednim obserwuje się zjawisko pośrednictwa w obrocie energią odnawialną. Jednak w 2002 r. działania te odbywały się na

znacznie większą skalę, przy jednoczesnym wzroście liczby podmiotów uczestniczących w transakcjach. W skrajnych przypadkach energia, zanim dotarła do spółki sprzedającej odbiorcy końcowemu, przechodziła przez 5 czy 6 przedsiębiorstw obrotu, a wzrost ceny sięgał nawet 50 zł/MWh. Należy jednak stwierdzić, że znacząco spadły marże stosowane przez pojedyncze przedsiębiorstwo obrotu – obecnie nie przekraczają one zazwyczaj 10-12 zł/MWh, kiedy w 2001 r. przewyższały nawet 80 zł/MWh. Jest to głównie efekt podniesienia cen przez ZE Toruń, co wymusiło zmianę zachowania firm obrotu. Zjawisko umiarkowanych marż zaobserwować można porównując dane przedstawione w tabeli 4 – średnia cena zakupu energii bezpośrednio od wytwórców nie będących własnością spółki wyniosła 211,36 zł/MWh, zaś cena zakupu od firm obrotu 216,85 zł/MWh, tzn. była wyższa o 2,60%.

#### Wnioski i rekomendacje

**W roku 2002 ilość energii elektrycznej wytworzonej w polskich źródłach OZE była zbyt niska, co doprowadziło do nie wypełnienia przez większość ze spółek obrotu obowiązku określonego rozporządzeniem Ministra Gospodarki.**

W myśl zapisów rozporządzenia jednoznaczna ocena realizacji obowiązku zakupu energii z OZE w skali

Tabela 4. Przeciętne ceny pozyskania energii odnawialnej w 2002 r.

Źródło zakupu	Rodzaj OZE	Ilość	Wartość	Cena
		MWh	tys. zł	zł/MWh
Biogaz	O	59 591	13 106	219,93
Biomasa	O	10 053	1 372	136,45
Elektrownie wodne zawodowe	O	1 543 819	334 967	216,97
	WŁ	1 257 797	81 950	65,15
	Razem	2 801 616	416 917	148,81
MEW	O	277 473	59 115	213,05
	WŁ	256 568	28 565	111,34
	Razem	534 041	87 680	164,18
Wiatr	O	57 459	13 250	230,61
	WŁ	57	25	438,60
	Razem	57 516	13 275	230,81
inne	O	64	6	96,87
Ogółem – bezpośredni dostawcy	O	1 948 459	421 816	216,49
	WŁ	1 514 422	110 540	72,99
	Razem	3 462 881	532 356	153,73
Przedsiębiorstwa obrotu		1 791 968	388 583	216,85
<b>Łącznie</b>		<b>5 254 849</b>	<b>920 940</b>	<b>175,26</b>

Źródło: URE, dane od 33 spółek dystrybucyjnych i 14 spółek obrotu.

O – źródła obce, nie będące własnością spółek

WŁ – źródła będące własnością spółek

całego kraju nie jest możliwa. Warto jednak zwrócić uwagę, że stosunek energii wytworzonej w OZE do sprzedaży energii wyłącznie przez spółki dystrybucyjne wyniósł zaledwie 2,46%. Oznacza to, że nie był wystarczający do wypełnienia obowiązku przez każdą z nich, a należy pamiętać, że energia odnawialna powinna być również nabywana przez pozostałe spółki obrotu w celu wypełnienia własnych limitów. Po uwzględnieniu spółek dystrybucyjnych, PSE SA i 13 największych spółek obrotu przeciętny udział „zielonej” energii w całości sprzedaży wyniósł 1,82%.

Kolejnym aspektem wartym podkreślenia jest fakt, iż przeciętny wskaźnik udziału energii z OZE w spółkach dystrybucyjnych wyniósł tylko 1,52%. Spółki te pozyskały zaledwie 2/3 wyprodukowanej „zielonej” energii, natomiast reszta energii została nabyta przez inne spółki obrotu. Wskazuje to na dość pasywne postępowanie spółek dystrybucyjnych, a czasami wręcz budzące podejrzenia, np. 6 spółek z grupy G-8 będących współwłaścicielami spółki obrotu ELNORD SA pozwoliło na transferowanie za pomocą tej firmy energii z elektrowni Włocławek pomimo, iż same nie miały wypełnionych limitów.

W roku 2002 nałożony przez Ministra Gospodarki obowiązek zakupu energii elektrycznej z OZE wyko-

nało 7 zakładów energetycznych, PSE SA oraz 3 spółki obrotu. Natomiast pozostałe 26 spółek dystrybucyjnych i 10 istotnych spółek obrotu tego obowiązku nie wypełniło w wymaganym stopniu. Przy czym 2 spółkom obrotu do wymaganego minimum zabrakło mniej niż 0,1 pkt proc. Należy też zauważyć, że część spośród nich mogła natrafić na obiektywne przeszkody uniemożliwiające pełne wywiązanie się z ww. obowiązku, np. w związku z niedostateczną podażą energii z OZE. Jednak świadomy zakup energii wytworzonej wprawdzie w OZE, ale dostarczonej przez pośrednika po zawyżonych cenach i tym samym narażenie własnego przedsiębiorstwa na nieuzasadnione koszty, które następnie były przerzucane na odbiorcę finalnego, nie powinien automatycznie zwalniać z odpowiedzialności.

W związku z powyższym wszczęto postępowania administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej za niewypełnienie obowiązku zakupu energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii wobec wszystkich spółek, które nie wypełniły obowiązku – łącznie 179 podmiotów.

Opracowano w Departamencie  
Przedsiębiorstw Energetycznych URE

## ROZWÓJ I REGULACJA RYNKU ENERGII ODNAWIALNEJ W POLSCE

Roman Szramka

W dniu 14 lipca 2003 r. odbyło się w Warszawie kolejne seminarium organizowane pod patronatem Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z cyklu *Warsztaty Regulatora* na temat „Rozwój i regulacja rynku energii odnawialnej w Polsce”. Prelegentami byli: Grzegorz Wiśniewski – dyrektor Europejskiego Centrum Energii Odnawialnej (EC BREC), Robert Burzyński – pracownik EC BREC oraz pracownicy Urzędu Regulacji Energetyki – dr Andrzej Różycki i Krzysztof Giemek. Obrady prowadził dyrektor Departamentu Przedsiębiorstw Energetycznych dr Witold Włodarczyk.

Tematyka Warsztatów obejmowała m.in. stan obecny i perspektywy wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych, finansowe i instytucjonalne formy wsparcia OZE, zielone certyfikaty, obowiązek zakupu energii ze źródeł odnawialnych i komplikacje związane z realizacją tego obowiązku.

Przedstawiciele EC BREC zaprezentowali szereg danych dotyczących rozwoju wykorzystania energii odnawialnej w świecie. W 1998 r. (dane UNDP/WEC) udział odnawialnych źródeł energii w bilansie energii

pierwotnej świata wyniósł 13,9%. W Dokumencie Programowym ONZ, dotyczącym energii i energetyki odnawialnej, przygotowanym na Szczyt Ziemi w Johannesburgu w 2002 r., zaproponowano, aby udział energii odnawialnej w bilansie energetycznym świata do 2010 r. wzrastał każdego roku o 2 punkty procentowe, przy czym największy przyrost planowano w energetyce wiatrowej. Unia Europejska zaproponowała, aby ogólnym światowym celem ilościowym było osiągnięcie w 2010 r. poziomu 15%, ale z uwzględnieniem dużych elektrowni wodnych i tradycyjnego zużycia biomasy. Ostatecznym zapisem na zakończenie Szczytu było wezwanie skierowane do rządów państw członkowskich ONZ, aby podjęto działania mające na celu m.in. rozwijanie technologii odnawialnych źródeł energii, dywersyfikowanie źródeł zasilania poprzez rozwój czystych technologii (w tym OZE) i odejście od subsydiów w energetyce konwencjonalnej.

Zdaniem referentów z EC BREC w Polsce energetyka odnawialna uzyska wkrótce nowe bodźce rozwoju. W latach 2003-2006 zaistnieje możliwość wykorzystania

nawet 200 mln EURO rocznie na rozwój OZE z takich środków, jak: program pomocowy PHARE, program przedakcesyjny SAPARD, program energetyczny UE „Intelligent Energy for Europe”, VI Program Ramowy Badań i Rozwoju UE, fundusze strukturalne i spójności UE, Fundusz Globalny Środowiska GEF, mechanizmy elastyczności Protokołu z Kioto, środki ekokonwersji polskiego długu i fundusze bilateralne.

Do najważniejszych bieżących i krótkookresowych działań rządu w zakresie prawnego wspierania rozwoju energetyki odnawialnej w Polsce, zdaniem przedstawicieli EC BREC należy:

- powołanie przez Ministra Środowiska Międzyresortowej Grupy ds. Wdrażania Strategii Rozwoju Energetyki Odnawialnej,
- przygotowanie przez Ministerstwo Środowiska projektu Rządowego Programu Rozwoju Energetyki Wiatrowej,
- znowelizowanie przez Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej rozporządzenia o obowiązku zakupu „zielonej” energii i rozpoczęcie prac nad certyfikacją zielonej energii,
- rozpoczęcie przez Ministerstwo Środowiska prac nad opracowaniem kompleksowego programu wykonawczego do Strategii rozwoju energetyki odnawialnej,
- uznanie przez Ministra Środowiska energii odnawialnej za jeden z dziesięciu priorytetów resortu i rozpoczęcie przez Ministerstwo Środowiska prac nad projektem ustawy o rozwoju energetyki odnawialnej.

Promowaniu energii ze źródeł odnawialnych towarzyszą jednak następujące dylematy:

- gdzie jest miejsce dla energii z OZE, jeśli produkcja i dostawa energii elektrycznej odbywają się na warunkach rynkowych?
- kto ma ponosić dodatkowe koszty rozwoju energetyki odnawialnej?
- jak rozwiązać problemy techniczne i organizacyjne w elektroenergetyce związane z przyłączaniem do sieci i jej rozwojem, rezerwowaniem mocy oraz weryfikacją „zielonej” energii produkowanej np. ze współspalania?

Przedstawiciele EC BREC uważają, że istnieją dwa podstawowe systemy finansowania energii elektrycznej z OZE:

- gwarantowany zakup z minimalną ceną – wygodny dla producentów energii z OZE, jednak obciążający w wysokim stopniu spółki dystrybucyjne, które przyłączają więcej producentów OZE (lub kupują więcej zielonej energii), zaś system nie gwarantuje minimalnego wzrostu produkcji zielonej energii,
- zielone certyfikaty, które podlegają obrotowi na specjalnym rynku. Dochód producentów „zielonej” energii jest sumą dochodów ze sprzedaży energii elektrycznej i certyfikatów. Za samą energią produ-

cent otrzymuje cenę rynkową. Potencjalne wady ZC to ich stosunkowo wysoka cena, system preferuje dużych producentów zielonej energii, a w przypadku jasno określonych kar (lub możliwości wykupu certyfikatów) system nie gwarantuje stabilnych warunków inwestycyjnych. Odbiorcy mogą dobrowolnie zdecydować się na płacenie wyższej ceny za „zieloną” energię, jednak system ten charakteryzuje się niewielką skutecznością w krajach o niskich dochodach i niskiej świadomości ekologicznej.

Polski system wspierania OZE jest oparty o subwencje z funduszy ekologicznych i rozporządzenie MGPIPS, nakazujące zakup energii elektrycznej z OZE. Jest to system mieszany, któremu brakuje spójności i wiąże się z dużym ryzykiem dla inwestorów. Brak jest minimalnej ceny energii z OZE, a jedynie w projekcjach taryf spółek dystrybucyjnych Prezes URE pośrednio określa maksymalną średnią cenę zakupu takiej energii.

Przedstawiciele EC BREC uznali, że z punktu widzenia Regulatora rynku energii istnieją następujące prawne problemy w realizacji obowiązku zakupu energii elektrycznej z OZE:

- brak pewności, że sprzedawana energia rzeczywiście pochodzi z OZE,
- spekulacyjne działania spółek obrotu, które sztucznie zawyżają koszty energii z dużych elektrowni wodnych,
- wielokrotny obrót tą samą „zieloną” energią,
- skomplikowana i pracochłonna procedura weryfikacji wypełnienia obowiązku.

Jednocześnie do najważniejszych prawnych problemów w realizacji obowiązku należy m.in.:

- nakładanie wysokich kar (za nierealizowanie obowiązku) mogące powodować poważne problemy finansowe w niektórych spółkach (zwłaszcza małych), zobligowanych do zakupu energii z OZE,
- opcja zakupu w ramach TPA, która powoduje omijanie zobowiązań ilościowych (aktualnie jest to niewielki problem, ale potencjalnie może być zagrożeniem dla właścicieli OZE),
- konieczność opracowywania wyższych taryf za energię elektryczną, które uwzględniają wyższe koszty zakupu energii z OZE,
- brak opracowanych systemów i procedur kontroli energii wytwarzanej z OZE w procesie współspalania.

Zdaniem w/w referentów z EC BREC poważnym problemem OZE, szczególnie elektrowni wiatrowych, jest kwestia bilansowania energii, a zwłaszcza procedura przedkładania grafików produkcji na rynku bilansującym. EC BREC jest zdania, że potencjalnie problem bilansowania energii z elektrowni wiatrowych może być rozwiązany poprzez rozbudowę szybko dostępnych rezerw mocy w postaci np. elektrowni gazowych, czy tworzenie grup bilansujących z takimi

systemami oraz tworzenie układów magazynowania energii przy wykorzystaniu ogniw paliwowych (w przyszłości). Możliwe jest także stworzenie korzystniejszych reguł rynku bilansującego w zakresie terminu składania grafików produkcji energii elektrycznej, a w dużym stopniu problem może rozwiązać rozwój infrastruktury sieciowej.

W dalszej części warsztatów przedstawiono raport „Energia elektryczna ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych w zakupach koncesjonowanych przedsiębiorstw obrotu w roku 2002”. Omówiono również ewolucję mechanizmów wspierania odnawialnych źródeł energii.

Jednym z założeń ustawy – Prawo energetyczne jest wspieranie rozwiązań proekologicznych, w tym rozwój energetyki odnawialnej. Zadanie to realizowane jest przez nałożenie obowiązku zakupu energii produkowanej przez odnawialne źródła energii (OZE). Szczegółowy charakter tego obowiązku regulowany był i nadal jest stosownymi rozporządzeniami wykonawczymi do ustawy.

Pierwszym z nich było rozporządzenie Ministra Gospodarki z 2 lutego 1999 r. w sprawie obowiązku zakupu energii elektrycznej i ciepła ze źródeł niekonwencjonalnych oraz zakresu tego obowiązku (Dz. U. z 1999 r. Nr 13, poz. 119). Na jego podstawie spółki dystrybucyjne miały obowiązek zakupu całkowitej produkcji ze wszystkich źródeł odnawialnych przyłączonych do ich sieci po najwyższej cenie energii elektrycznej zawartej w taryfie danej spółki. Taryfy te były w znacznym stopniu obciążone negatywnymi zjawiskami istniejącymi przed rokiem 1999 – m.in. zróżnicowaniem stawek ze względu na czynniki społeczne, a nie ekonomiczne, a także znacznym zróżnicowaniem regionalnym. Ponadto spółki dystrybucyjne dopiero „uczyły się” właściwej alokacji kosztów pomiędzy dystrybucją i obrót. Następstwem tego stanu rzeczy było istotne zróżnicowanie cen, po jakich nabywana była „zielona” energia pomiędzy poszczególnymi zakładami energetycznymi.

Mechanizm ten miał też istotną wadę: nie nakłaniał spółek do przyłączania nowych źródeł odnawialnych, a wręcz przeciwnie – wywoływał ich niechęć wobec wszelakich inwestycji w OZE. Każde nowe źródło generowało wzrost kosztów zakupu energii, co dla spółek przygotowujących się do konkurencji o klienta (wtedy wyłącznie dużego) było poważnym problemem.

W dniu 1 stycznia 2001 r. weszło w życie rozporządzenie Ministra Gospodarki z 15 grudnia 2000 r. w sprawie obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, a także ciepła ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz zakresu tego obowiązku (Dz. U. z 2000 r. Nr 122, poz. 1336). Na jego mocy obowiązek zakupu energii odnawialnej został nałożony na wszystkie przedsiębiorstwa zajmujące się obrotem energią elektryczną, obligując je do zapewnienia w wolumenie sprzedaży energii elektrycznej odpowiedniego udziału energii z OZE. W 2001 r.

udział ten wynosił 2,4% i docelowo miał wzrosnąć do 7,5% w roku 2010. Rozporządzenie w ogóle nie odnosiło się do cen „zielonej” energii, pozwalając na ich kształtowanie się w oparciu o mechanizmy „rynkowe”.

Zapisy rozporządzenia wzbudziły jednak znaczne kontrowersje interpretacyjne. Głównie to sposób traktowania tzw. przemysłówki, czyli przedsiębiorstw, dla których działalność energetyczna jest działalnością uboczną, zaopatrujących zazwyczaj nielicznych odbiorców przyłączonych do wewnętrznej sieci tego przedsiębiorstwa przemysłowego, a także kwestia wielokrotnego obrotu energią odnawialną.

W pierwszym przypadku przedsiębiorstwa często nie miały szansy na realizację spoczywającego na nich obowiązku, gdyż do ich sieci nie były podłączone żadne OZE, same nie posiadały odpowiednich możliwości do zakupu energii ze źródeł zewnętrznych, a całość energii elektrycznej nabywały od lokalnych spółek dystrybucyjnych. W praktyce Prezes URE nie wyciągał wobec tego typu przedsiębiorstw żadnych konsekwencji z tytułu niepełnienia obowiązku.

Odrębnym problemem była kwestia dopuszczenia wielokrotnego obrotu energią odnawialną. Dopuszczenie tego typu zachowań umożliwiałoby wywiązanie się z obowiązku przy wykorzystaniu zaledwie niewielkiej ilości faktycznie wyprodukowanej „zielonej” energii. Znany jest przypadek, kiedy dwie spółki zawarły transakcję sprzedaży energii z OZE, a następnie transakcję odwrotną na tę samą ilość energii po tej samej cenie. Ponadto spółki dystrybucyjne stojąc na stanowisku, że wielokrotny obrót jest dopuszczalny, doprowadziły do sytuacji, w której zanim energia dotarła od wytwórcy do odbiorcy finalnego, „przeszła” przez cztery czy pięć spółek obrotu drożając przy tym nawet o ponad 80 zł/MWh. Dostrzegając wagę i skalę problemu Prezes URE stanął na stanowisku, że wypełnienie obowiązku może odbywać się wyłącznie poprzez bezpośredni zakup energii ze źródeł odnawialnych.

Prowadząc monitoring realizacji obowiązku zakupu energii ze źródeł odnawialnych w latach 2001 i 2002 zauważono niedobór podaży energii z OZE w stosunku do zapotrzebowania. Jest to silny bodziec sprzyjający rozwojowi nowych mocy wytwórczych. O wzroście zainteresowania OZE świadczy też fakt, iż na koniec 2002 r. spółki dystrybucyjne wydały warunki przyłączeniowe na instalacje o łącznej mocy ponad 1 000 MW, a złożone wnioski o wydanie takich warunków sięgają 8 000 MW. Jest to obecnie ilość przekraczająca możliwości wchłonięcia przez Krajowy System Elektroenergetyczny.

Niestety, obserwuje się też dążenia do monopolizowania rynku. Przykładem może być sprzedaż energii elektrycznej z elektrowni wodnej we Włocławku. W praktyce nie ma możliwości zakupu tej energii bezpośrednio od wytwórcy, gdyż całość produkcji sprzedawana jest wyłącznie do dwóch podmiotów – Elektrim-Volt SA i ELNORD SA. Dopiero one odsprzedają tę energię dalej. Warto też zwrócić uwagę, że korzyści, jakie osiąga Zakład Energetyczny Toruń SA z tytułu sprzedaży

„zielonej” energii są znaczne, podczas gdy koszty produkcji energii elektrycznej z dużej i zamortyzowanej elektrowni wodnej we Włocławku są bardzo niskie.

Kolejnym przejawem wykorzystywania przewagi rynkowej jest zachowanie spółek dystrybucyjnych wobec małych źródeł przyłączonych do ich sieci. Ze względu na mechanizmy rozliczeniowe funkcjonujące na rynku bilansującym, sprzedaż energii do odbiorców zlokalizowanych poza siecią danego zakładu energetycznego bez zaangażowania tego ostatniego jest całkowicie nieopłacalna. W efekcie handel pomiędzy źródłami, a odbiorcami „zewnętrznymi” funkcjonuje w niewielkim stopniu. Spółki dystrybucyjne zdając sobie z tego sprawę starają się dyktować cenę dla nich korzystną, natomiast silnie dyskryminującą szczególnie najmniejsze źródła wodne.

Inną wadą rozporządzenia było wyjęcie spod obowiązku transakcji bezpośrednich wytwórca – odbiorca finalny. Stawiało to spółki obrotu w niekorzystnej sytuacji, gdyż ze względu na konieczność realizacji spoczywającego na nich obowiązku nie mogły one zagwarantować konkurencyjnej ceny.

W dniu 1 lipca 2003 r. weszło w życie rozporządzenie Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z 30 maja 2003 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku zakupu energii elektrycznej i ciepła z odnawialnych źródeł energii oraz energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła (Dz. U. z 2003 r. Nr 104, poz. 971). W porównaniu do poprzedniej wersji istotnie zmienił się sposób obliczania obowiązkowego udziału energii z OZE w całości sprzedaży energii elektrycznej. Obecnie mowa jest wyłącznie o udziale „zielonej” energii sprzedanej do odbiorców finalnych w całkowitej sprzedaży energii elektrycznej do tych odbiorców. Jest to zmiana o tyle ważna, że wyklucza w praktyce możliwość wielokrotnego zaliczenia tej samej porcji energii odnawialnej do obowiązkowego limitu.

Rozporządzenie to wprowadza, z roczną karencją, mechanizm współspalania, tzn. uznaje za energię odnawialną energię wytworzoną w procesie współspalania biomasy lub biogazu z paliwami kopalnymi w części odpowiadającej udziałowi energii chemicznej biomasy lub biogazu w całości energii chemicznej paliwa zużywanego do produkcji energii elektrycznej. Rozwiązanie takie pozwoli wykorzystać część źródeł konwencjonalnych do produkcji energii odnawialnej, co z kolei spowoduje znaczny wzrost podaży tego rodzaju energii. Mechanizm ten z jednej strony pozwala wypełnić spoczywające na Polsce zobowiązania ilościowe produkcji „zielonej” energii, wynikające z przystąpienia do Unii Europejskiej, z drugiej zaś strony niesie za sobą poważne ryzyko celowego fałszowania informacji o składzie mieszanki paliwowej, a więc stosowanie

w większym stopniu paliw kopalnych niż będzie to wykazywane w sprawozdawczości w celu uzyskania większych korzyści finansowych (energia odnawialna jest znacznie droższa od energii konwencjonalnej). Wymaga zatem wprowadzenia i stosowania odpowiednich systemów pomiarowych oraz weryfikacji, gwarantujących wiarygodność przekazywanych informacji.

Ponadto rozporządzenie to nie rozwiązuje problemu tzw. przemysłówki – w dalszym ciągu spoczywa na niej obowiązek wykazania się odpowiednim udziałem energii z OZE. Nie likwiduje też przewagi rynkowej spółek dystrybucyjnych nad wytwórcami energii odnawialnej, ani nie stwarza jednolitych warunków dla spółek obrotu w odniesieniu do kontraktów bezpośrednich wytwórca – odbiorca finalny.

W bliskiej przyszłości, w związku z przystąpieniem Polski do Unii Europejskiej, konieczne będzie dopasowanie przepisów do Dyrektywy 2001/77/EC w sprawie promocji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych na wewnętrznym rynku energii elektrycznej. W efekcie niezbędne będzie wprowadzenie systemu świadectw pochodzenia. Regulacje unijne wymagają również korekty sposobu obliczania udziału „zielonej” energii. Zgodnie z dyrektywą jest on liczony w stosunku do krajowej konsumpcji energii brutto, tzn. z uwzględnieniem zużycia energii wewnątrz sektora.

Zdaniem prelegentów niezbędne będzie też wyrównanie szans rynkowych spółek obrotu wobec wytwórców sprzedających energię do odbiorców finalnych, na przykład przez przeniesienie obowiązku ze spółek obrotu na wytwórców oraz podmioty wprowadzające energię z importu. W takim przypadku całość produkcji krajowej obciążona będzie równomiernie „składnikiem OZE”, a ponadto działanie takie wywrze presję na wytwórców konwencjonalnych do inwestowania w energetykę odnawialną.



Autor jest pracownikiem Departamentu Przedsiębiorstw Energetycznych URE

# IMPLIKACJE DYREKTYWY 2003/54/EC DLA KRAJOWEGO RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ

dr Mirosław Duda

Przygotowany przez Komisję Europejską w wyniku tzw. Ustaleń Lizbońskich Rady Europejskiej z 2000 r. nowy dokument prawny, regulujący rynek energii elektrycznej w krajach członkowskich i na obszarze Unii Europejskiej, został uchwalony przez Parlament Europejski i Radę Unii Europejskiej 26 czerwca 2003 r. Jest to Dyrektywa 2003/54/EC<sup>1)</sup> dotycząca ogólnych zasad wewnętrznego rynku energii elektrycznej zastępująca Dyrektywę 96/92/EC. W nowej dyrektywie uwzględniono dotychczasowe doświadczenia z działania rynku energii elektrycznej w krajach członkowskich Unii oraz sformułowano przepisy zobowiązujące kraje członkowskie do przyspieszenia procesu liberalizacji obrotu energią elektryczną w skali europejskiej. Nowa dyrektywa uchyla Dyrektywę 96/92/EC z dniem 1 lipca 2004 r. nie naruszając zobowiązań krajów członkowskich wynikających z tej dyrektywy. Polska stając się członkiem UE z dniem 1 maja 2004 r. praktycznie musi być przygotowana do spełniania przepisów nowej dyrektywy. W artykule przedstawiono oczekiwany wpływ nowej Dyrektywy na mechanizmy i sposób regulacji działalności podmiotów na krajowym rynku energii elektrycznej.

## Prawne wydzielenie działalności sieciowej

Jednym z głównych celów nowej dyrektywy jest poprawa warunków dostępu do sieci elektroenergetycznych, zarówno na poziomie sieci przesyłowej, jak i dystrybucyjnej, dla podmiotów działających na rynku konkurencyjnym energii elektrycznej w poszczególnych krajach członkowskich UE i w wymianie transgranicznej. Okresowe raporty Komisji Europejskiej wskazują na trudności w uzyskiwaniu dostępu do sieci przez niezależnych dostawców w niektórych krajach Unii Europejskiej. Są one spowodowane przede wszystkim istniejącą w tych krajach strukturą elektroenergetyki, w której dominują pionowo zintegrowane przedsiębiorstwa energetyczne preferujące dostawę dla swoich odbiorców od własnych jednostek wytwórczych. W celu radykalnej poprawy tej sytuacji Dyrektywa 2003/54/EC obowiązuje państwa członkowskie do wydzielenia prawnego działalności sieciowej

w przedsiębiorstwach pionowo zintegrowanych<sup>2)</sup>. Odnosi się to do działalności operatorów systemów przesyłowych (art. 10) i również systemów dystrybucyjnych (art. 15), które obsługują więcej niż 100 000 odbiorców. Dyrektywa wymaga, aby ta działalność była „co najmniej niezależna prawnie i organizacyjnie a także w zakresie podejmowania decyzji” od innych rodzajów działalności.

Prawne wydzielenie działalności sieciowej nie oznacza konieczności rozdziału własności. Nic nie stoi na przeszkodzie, aby właścicielem wydzielonego prawnie operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego był ten sam właściciel, albo by wydzielone przedsiębiorstwo sieciowe było właścicielem przedsiębiorstw lub przedsiębiorstwa o innym charakterze działalności. Takie przedsiębiorstwo może działać w ramach grupy kapitałowej. Muszą być jednak spełnione wymagane dyrektywą warunki (art. 10 ust. 2):

- osoby odpowiedzialne za zarządzanie systemem nie mogą wchodzić w struktury zarządzające na bieżąco bezpośrednio lub pośrednio wytwarzaniem, dostawą<sup>3)</sup> (obrotem) energii lub inną działalnością sieciową (dystrybucją w przypadku przesyłu lub przesyłem w przypadku dystrybucji);
- muszą być podjęte środki, aby interesy profesjonalne osób zarządzających systemem zapewniały ich niezależność;
- operator systemu musi mieć zapewnione prawo do podejmowania samodzielnych decyzji w zakresie zarządzania eksploatacją, remontami i rozbudową majątku sieciowego w ramach ograniczeń wynikających z powiązań kapitałowych;

2) Należy zwrócić uwagę, że w Dyrektywie 2003/54/EC pod pojęciem przedsiębiorstwa pionowo zintegrowanego rozumie się zarówno przedsiębiorstwo, jak i grupę przedsiębiorstw powiązaną kapitałowo lub funkcjonalnie (art. 2 p. 21).

3) W tekście angielskim Dyrektywy 2003/54/EC używa się wyrazu „supply”, co tłumaczy się na polski jako „dostawa”. W słowniku dyrektywy pojęcie „supply” definiuje się jednak tylko jako „sprzedaż lub odsprzedaż energii klientom”. Dotyczy to więc wytwórców, którzy sprzedają wytworzoną we własnych źródłach energię oraz firm zajmujących się obrotem, które odsprzedają kupioną na rynku energię. Jest to istotna zmiana definicji z Dyrektywy 96/92/EC, która określała „supply” jako dostarczenie (delivery) i/lub sprzedaż energii klientom.

1) „Directive 2003/54/EC of the European Parliament and of the Council of 26 June 2003 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 96/92/EC”, Official Journal of the European Union, Nr L 176, 15.07.2003.

- d) każdy operator systemu powinien posiadać program zapewnienia niedyskryminacyjnego zarządzania systemem i dostarczać organowi regulacyjnemu oraz publikować roczne raporty zawierające wyniki monitoringu realizacji tego programu.

Wymaganie prawnego oddzielenia działalności sieciowej dopuszcza istnienie operatorów przesyłowo-dystrybucyjnych (*combined operator*), którzy zarządzają zarówno siecią przesyłową, jak i dystrybucyjną. Warunki takiego działania są takie same jak dla operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych. Jest to skonsumowanie dość oczywistej właściwości regulacyjnej i rynkowej tego typu działalności, która jest praktycznie wspólna dla sieci przesyłowych i dystrybucyjnych<sup>4)</sup>.

Wymaganie unijne wydzielenia prawnego operatorów sieciowych spowoduje konieczność przystosowania Prawa energetycznego w Polsce i wymuszenia stosownych zmian organizacyjnych sektora elektroenergetyki. Podstawową trudnością jest rozwiązanie problemu zobowiązań przedsiębiorstwa PSE SA (pełniącego obowiązki operatora systemu przesyłowego – OSP wynikające z kontraktów długoterminowych (KDT) zawartych z wytwórcami, oraz przekazanie obowiązku zawierania umów sprzedaży z odbiorcami, którzy są bezpośrednio przyłączeni do sieci PSE, a którzy nie chcą korzystać z prawa do wyboru własnego dostawcy. Ustawa nowelizująca Prawo energetyczne z 29 lipca 2002 r. wprowadziła obowiązek zawierania umów sprzedaży energii przez OSP w odniesieniu do odbiorców nie korzystających z TPA, lecz nie przeniosła tego obowiązku na inne przedsiębiorstwa, co jest poważną wadą legislacyjną. Termin nowelizacji Prawa energetycznego w odniesieniu do OSP jest ustalony w dyrektywie na 1 lipca 2004 r.

Mniejszy problem dostosowawczy będzie z polskimi przedsiębiorstwami dystrybucyjnymi, które już powołały swoje spółki zajmujące się obrotem energią i które obecnie działają przede wszystkim na rzecz swoich macierzystych spółek. W tym przypadku dyrektywa dopuszcza dostosowanie się do wymogu wydzielenia prawnego w terminie do 1 lipca 2007 r., który wynika z terminu nadania uprawnień do TPA wszystkim odbiorcom w krajach członkowskich Unii.

4) W nowym podejściu całkowitego rozdzielenia działalności sieciowej od innych rodzajów działalności energetycznej utrzymywanie podziału na sieci przesyłowe i dystrybucyjne z punktu widzenia regulacji i mechanizmów rynkowych nie bardzo ma sens. Jak widać również w Unii Europejskiej, tradycyjny podział napięciowy na przesył i dystrybucję został utrzymany, chociaż ten podział również w definicjach dyrektywy nie jest do końca zachowany. Coraz bardziej widoczna jest potrzeba innego podziału – na systemy krajowe (narodowe) i lokalne, jeśli w Unii będą utrzymane granice państwowe i będzie się rozliczać wymianę transgraniczną.

### Kompatybilność i uproszczenie uzyskiwania przez odbiorców uprawnień do wyboru dostawcy

W praktyce stosowania Dyrektywy 96/92/EC okazało się, że wyznaczenie tylko minimalnych progów i dopuszczenie indywidualnych harmonogramów otwarcia rynku konkurencyjnego przez państwa członkowskie powodowało występowanie różnic w uzyskiwaniu uprawnień do TPA przez poszczególne grupy odbiorców w różnych krajach Unii, co z kolei – przy uwzględnieniu obowiązującej generalnej zasady wzajemności obowiązków świadczenia usług przez podmioty różnych krajów (*reciprocity clause*) – wywoływało trudności z zawieraniem przez odbiorców uprawnionych do TPA w danym kraju kontraktów z dostawcami zagranicznymi. Jest to jedna z przyczyn opóźnień w rozwoju jednolitego rynku energii elektrycznej w Europie.

Dyrektywa 2003/54/EC wprowadziła dla krajów członkowskich jednolity obowiązek nadania uprawnień do wyboru dostawcy energii (art. 21):

- najpóźniej od 1 lipca 2004 r. wszystkim odbiorcom nie będącym odbiorcami bytowo-komunalnymi;
- od 1 lipca 2007 r. wszystkim odbiorcom.

Do dnia wejścia w życie nowej dyrektywy, czyli do 1 lipca 2004 r., obowiązują przepisy Dyrektywy 96/92/EC, zgodnie z którą obowiązują minimalne procentowe progi otwarcia rynku i publikowanie każdego roku do 31 stycznia harmonogramu i kryteriów dla kolejnych grup odbiorców uprawnionych. Generalnie obowiązuje zakaz odmowy zawierania umów na dostawę energii od dostawcy zagranicznego odbiorcy, jeśli ten odbiorca jest uprawniony w kraju odbiorcy i dostawcy. W okresie przejściowym do 1 lipca 2007 r. zawarcie kontraktu na dostawę zagraniczną może być nakazane przez Komisję Europejską na wniosek kraju odbiorcy, mimo że odbiorca jest uprawniony tylko w swoim kraju (art. 21 ust. 2 p. (b)).

Nowe wymagania Dyrektywy 2003/54/EC spowodują konieczność nowelizacji rozporządzenia Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej w sprawie harmonogramu uzyskiwania przez odbiorców prawa do korzystania z usług przesyłowych<sup>5)</sup>. Wprowadzenie rozporządzenie to otwiera całkowicie rynek energii elektrycznej w Polsce szybciej niż przewiduje nowa dyrektywa, bo już 1 stycznia 2006 r., to jednak w okresie do pełnego otwarcia będą obowiązywać inne kryteria uzyskiwania upoważnień do wyboru własnego dostawcy. Według rozporządzenia, od 1 stycznia 2004 r. upoważnienie uzyskują wszyscy odbiorcy pobierający rocznie więcej niż 1 GWh energii na własne potrzeby niezależnie od tego, czy zużywają energię na własne potrzeby bytowo-komunalne, czy na działalność gospo-

5) Rozporządzenie Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z 20 stycznia 2003 r. w sprawie harmonogramu uzyskiwania przez odbiorców prawa do korzystania z usług przesyłowych (Dz. U. Nr 17, poz. 158).



darczą. Tymczasem nowa dyrektywa mówi, że od 1 lipca 2004 r. do 30 czerwca 2007 r. uprawnienia będą posiadać tylko odbiorcy nie będący odbiorcami bytowo-komunalnymi – niezależnie od poboru energii. W praktyce nie powinno to mieć większego znaczenia, lecz może powodować konflikty prawne.

### Regulacja podmiotów działających na rynku

Nowa dyrektywa zobowiązuje kraje członkowskie do wyznaczenia jednego lub więcej organów regulacyjnych całkowicie niezależnych od przemysłu energetycznego odpowiedzialnych za efektywne, sprawne i niedyskryminacyjne funkcjonowanie rynku konkurencyjnego energii elektrycznej (art. 23 ust. 1)<sup>6)</sup>.

Według nowej dyrektywy podstawowym zadaniem narodowych organów regulacyjnych w warunkach funkcjonowania rynku konkurencyjnego jest stanowienie lub zatwierdzanie przed wejściem w życie taryf za przyłączenie do sieci i usługi transportowe siecią przesyłową i dystrybucyjną oraz zasad bilansowania systemu. Na organy regulacyjne w państwach członkowskich dyrektywa nakłada obowiązek prowadzenia i corocznej publikacji wyników monitorowania rynku energii elektrycznej, w szczególności:

- a) zasad zarządzania i alokacji dostępnych mocy połączeń międzysystemowych;
- b) mechanizmów usuwania ograniczeń systemowych;
- c) czasu wykonywania przyłączeń i usuwania awarii;
- d) wykonywania obowiązku publikowania przez operatorów systemów informacji o dostępnych mocach połączeń, wykorzystania sieci, alokacji mocy do zainteresowanych podmiotów;
- e) obowiązku przestrzegania zakazu subsydiowania skrośnego pomiędzy rodzajami działalności;
- f) spełniania warunków taryfowych, zwłaszcza w zakresie energii ze źródeł odnawialnych, generacji rozproszonej i kogeneracji;
- g) stopnia wywiązywania się OSP i OSD z obowiązków, które stanowi nowa dyrektywa.

Organy regulacyjne muszą mieć uprawnienia do wzywania operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych do modyfikacji zasad zarządzania systemem, jeżeli stwierdzą nadużywanie uprawnień i zwłaszcza naruszenie wymagań dotyczących zasad niedyskryminacji podmiotów na rynku.

Nowa dyrektywa powoduje konieczność nowelizacji polskiego Prawa energetycznego w części dotyczącej uprawnień i obowiązków organu regulacji. Chodzi przede wszystkim o zatwierdzanie Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Systemu Przesyłowego, w tym zasad bilansowania systemu, gdyż obecnie Prezes URE nie ma ustawowego upoważnienia w tym zakresie.

Rozszerzenie rynku energii elektrycznej w skali europejskiej będzie wymagać ścisłej współpracy narodowych regulatorów pomiędzy sobą i z Komisją Europejską. Z tego względu Komisja Europejska ma zamiar powołać Zespół Doradczy Regulatorów Energii Elektrycznej i Gazu, którego zadaniem będzie bezpośrednia współpraca z Komisją we wdrażaniu nowych dyrektyw: elektrycznej 2003/54/EC i analogicznej gazowej 2003/55/EC a także Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady Nr 1228/2003, dotyczącego warunków dostępu do sieci w transgranicznej wymianie energii elektrycznej.

### Obowiązki publiczne przedsiębiorstw na rynku energii elektrycznej

Obok warunków zapewniających każdemu odbiorcy świadczenie określonego zakresu usług publicznych w zakresie przyłączenia do sieci i standardów jakościowych dostarczania energii oraz zapewniających każdemu uprawnionemu odbiorcy swobodny wybór dostawcy (sprzedawcy) energii elektrycznej, nowa dyrektywa nakłada (art. 3) na państwa członkowskie obowiązek zapewnienia tzw. dostawy kompleksowej (*universal service*) dla odbiorców komunalno-bytowych i małych przedsiębiorstw (zatrudniających do 50 pracowników i obrocie rocznym nie przekraczającym 10 mln Euro), którzy nie uzyskali jeszcze uprawnień do TPA lub nie chcą z tego uprawnienia korzystać. Chociaż nie ma w dyrektywie definicji dostawy kompleksowej, to należy domniemać, że chodzi tutaj zarówno o sprzedaż energii, jak i świadczenie usługi przesyłowej objętych jednym kontraktem. Pojawiają się wątpliwości, czy ten obowiązek dotyczy świadczenia usług uniwersalnych wszystkim odbiorcom, którzy nie chcą korzystać z możliwości wyboru dostawcy. Przez domniemanie należy sądzić, że tak, aczkolwiek przepisy dyrektywy w tym zakresie nie są wystarczająco precyzyjne.

W celu realizacji dostaw kompleksowych dyrektywa zobowiązuje państwa członkowskie do wyznaczenia tzw. „dostawcy z urzędu” (*last resort supplier*)<sup>7)</sup>, który ma taką dostawę świadczyć. Może to być wyodrębniony z przedsiębiorstwa sieciowego podmiot zajmujący się obrotem, spełniający warunki prawnego wydzielenia i niezależności decyzyjnej. Taki dostawca z urzędu ma obowiązek zawarcia kontraktu na dostawę kompleksową spełniającą wymogi zawarte w aneksie do dyrektywy dotyczącym ochrony konsumentów. Dyrektywa przewiduje możliwość stosowania dla podmiotów działających na rynku kompensacji finansowej wynikającej z realizacji zobowiązań publicznych (art. 3 ust. 4), zwłaszcza w zakresie ochrony środowiska, która musi być przejrzysta i niedyskryminacyjna – zgodnie z wyma-

6) Należy się spodziewać, że również w RFN powstanie urząd regulacji energetyki. Jest to jedyne państwo w Unii Europejskiej, które dotychczas takiego organu nie powołało realizując te funkcje przy pomocy różnych organów federalnych i landowych.

7) W języku polskim nie ma odpowiednika tego angielskiego określenia w odniesieniu do dostaw energii. Bezpośrednie tłumaczenie jako „dostawca ostateczny” nie wydaje się szczęśliwe. Wydaje się, że najbliższy pojęciowo termin to „dostawca z urzędu”, podobnie jak „advokat z urzędu”.

ganiami Traktatu o ustanowieniu Wspólnoty Europejskiej. Jest to forma pomocy publicznej, która musi być zgodna z procedurami ujętymi w art. 88 ust. 3 Traktatu, a więc podlega obowiązkowi notyfikacji i uzyskiwania aprobaty Komisji Europejskiej. Dotyczy to również rekompensat dla wytwórców posiadających KDT z PSE po ich ewentualnym rozwiązaniu z mocy prawa.

Niezależnie od dostaw kompleksowych dyrektywa wymaga, aby państwa członkowskie zapewniły prawną możliwość grupowania się mniejszych odbiorców w celu zawierania kontraktów i rozliczania się z wybranym dostawcą. Bardzo wyraźnie dyrektywa zabrania obciążania odbiorców z tytułu zmiany dostawcy (aneks do dyrektywy).

\* \* \*

Powyższe implikacje nowej dyrektywy stanowią tylko część zagadnień, które muszą być uwzględnione

w procesie wdrażania prawa unijnego. Poważnym wyzwaniem będzie wdrożenie dyrektywy w zakresie obrotu transgranicznego, a zwłaszcza uzupełniającego dyrektywę Rozporządzenia Nr 1228/2003 Parlamentu Europejskiego i Rady dotyczącego warunków dostępu do sieci w wymianie transgranicznej energii elektrycznej, co będzie przedmiotem odrębnej publikacji.



Autor pełni obowiązki dyrektora  
Departamentu Promowania Konkurencji URE

## HARMONIZACJA SYSTEMU PODATKU VAT A JEDNOLITY RYNEK ENERGII

Katarzyna Janiszewska

Liberalizacja rynków energii prowadzi do zwiększonego obrotu energią elektryczną i gazem ziemnym pomiędzy państwami członkowskimi Unii Europejskiej. Oznacza to, że rynki energii przestają mieć wyłącznie charakter narodowy i konieczne jest zapewnienie prostych i nie zakłócających zasad konkurencji warunków zawierania transakcji handlowych dotyczących nośników energii. Z tego względu jednym z warunków prawidłowego funkcjonowania tworzącego się jednolitego rynku energii, stanowiącego istotną część rynku wewnętrznego opierającego się o swobodny obrót towarami, usługami i kapitałem, jest harmonizacja systemów podatkowych.

Ujednoczenia na poziomie unijnym, mające swe podstawy w Traktacie o ustanowieniu UE, dotyczą przede wszystkim podatków pośrednich<sup>1)</sup>. I tak, po długim okresie uzgodnień pomiędzy państwami członkowskimi wkrótce wejdą w życie<sup>2)</sup> Wspólnotowe zasady dotyczące podatku energetycznego, które mają być stosowane wobec pełnego zakresu produktów energetycznych. Znacznie dłuższymi tradycjami uregulowań na poziomie unijnym charakteryzuje się podatek od wartości dodanej i dlatego wszelkie poprawki istnieją-

cych rozwiązań mają zazwyczaj charakter ujednoczający i upraszczający.

Najistotniejsze, przedstawione w ostatnim czasie propozycje Komisji Europejskiej nowelizujące Szóstą Dyrektywę w sprawie harmonizacji przepisów państw członkowskich, dotyczących podatków obrotowych – wspólny system podatku od wartości dodanej: ujednolicona podstawa opodatkowania (77/388/EWG)<sup>3)</sup> dotyczą kwestii bardzo ważnych z punktu widzenia rynku energii, ujednoczają bowiem dla potrzeb podatku VAT pojęcia miejsca dostawy energii elektrycznej i gazu oraz kosztów przesyłu<sup>4)</sup>. W czerwcu 2003 r. zaprezentowana została jeszcze jedna propozycja Komisji Europejskiej, mająca na celu uproszczenie i ujednoczenie zasad stosowania stawek obniżonych VAT, odnoszących się także do dostaw energii elektrycznej i gazu<sup>5)</sup>.

### Miejsce dostaw

Zgodnie z Szóstą Dyrektywą energia elektryczna i gaz ziemny traktowane są jako dobra materialne. W związku z tym dostawy tychże nośników energii

1) Artykuł 93 Traktatu daje Radzie UE prawo (na wniosek Komisji Europejskiej i po konsultacji z Parlamentem Europejskim i Komitetem Ekonomiczno-Społecznym) uchwalania przepisów dotyczących harmonizacji w zakresie podatków obrotowych, akcyz i innych podatków pośrednich.

2) Więcej na temat podatku energetycznego w artykule M. Kozak i A. Sanderskiego *Projekt Dyrektywy o opodatkowaniu energii i produktów energetycznych*, Biuletyn URE Nr 4/2003.

3) Sixth Council Directive of 17 May 1977 on the harmonization of the laws of the Member States relating to turnover taxes – Common system of value added tax: uniform basis of assessment, OJ L 145 of 13.06.1977.

4) Proposal for a Council Directive amending Directive 77/388/EEC as regards the rules on the place of supply of electricity and gas, COM(2001) 688 final.

5) Proposal for a Council Directive amending Directive 77/388/EEC as regards reduced rates of value added tax, COM(2003) 379 final.

powinny odbywać się według powszechnie stosowanych zasad dostarczania wszelkich innych towarów. Praktyka jednak wskazuje, że istniejące rozwiązania rodzą dwie zasadnicze trudności. Pierwsza z nich dotyczy definicji miejsca dostawy towarów. Artykuł 8 wspomnianej dyrektywy daje dwie możliwości: miejscem dostawy jest miejsce, gdzie towary znajdują się w czasie rozpoczęcia wysyłki lub transportu do nabywcy, a w przypadku towarów nie wysyłanych ani nie transportowanych – miejsce, gdzie towary znajdują się w momencie dostawy. Właściwości obu rodzajów nośników energii powodują, iż trudno jest powiązać zawarcie transakcji z fizycznym ich przepływem, a obowiązujące zapisy prawne budzą wiele wątpliwości i sprzyjają niejednołitej interpretacji pojęcia miejsca dostawy. Problem pogłębiają także różnorodne w tym zakresie rozwiązania w ramach prawa cywilnego poszczególnych państw członkowskich.

Do czasu rozpoczęcia reform rynków energii problem zdefiniowania miejsca dostawy energii elektrycznej lub gazu w zasadzie nie istniał. W większości państw 15-ki wytwarzanie, przesył i dystrybucja odbywały się w obrębie kraju, a obrót międzynarodowy pojawiał się sporadycznie. Takie incydentalne przypadki nie rodziły zresztą większych problemów, bowiem kiedy dochodziło do sprzedaży poza granice danego państwa, dostawca (sprzedający) rejestrował swą działalność w kraju, w którym dokonywano zakupu. Obecnie około 200 przedsiębiorstw zajmuje się dostarczaniem gazu lub energii elektrycznej na teren innego państwa członkowskiego i prawdopodobnie liczba ich będzie stale rosła (przewiduje się, że nawet 10-krotnie) w ciągu najbliższych lat<sup>6)</sup>.

W grudniu 2002 r. zaproponowano następujące zmiany w zapisach *Szóstej Dyrektywy*, odnoszące się do miejsca dostaw:

- dostawy energii elektrycznej i gazu do innego państwa członkowskiego, o ile kupujący zajmuje się obrotem, będą opodatkowane w kraju kupującego (to na niego zostanie nałożony obowiązek uiszczenia podatku); sprzedający nie musi rejestrować się w kraju kupującego<sup>7)</sup>;
- w przypadku dostaw od dystrybutora do odbiorców końcowych (nie prowadzących działalności związanej z handlem energią elektryczną i gazem) VAT nakładany jest na sprzedającego w miejscu faktycznego wykorzystania energii; oznacza to, że w przypadku, gdy odbiorca znajduje się w innym kraju niż sprzedający, dystrybutor będzie musiał zarejestrować swą działalność w kraju kupującego. Jednakże, jeśli odbiorca będzie zarejestrowany w swoim kraju dla celów podatkowych, władze krajowe mogą przenieść obowiązek podatkowy ze sprzedającego na kupującego (w tym wypadku sprzedający uniknie uciążliwej konieczności rejestrowania się);

6) Energy Europe Nr 622, April 8, 2003.

7) System ma zostać wsparty przez wprowadzenie mechanizmu obowiązkowej opłaty zwrotnej (ang. *compulsory reverse charge*).

- w przypadku zakupu energii elektrycznej lub gazu spoza UE:
  - jeśli kupujący zajmuje się obrotem, zakup zostanie opodatkowany w państwie członkowskim kupującego i na niego zostanie nałożony obowiązek podatkowy,
  - jeśli kupujący nie zajmuje się obrotem, dostawy energii elektrycznej i gazu zostaną opodatkowane w miejscu ich faktycznego zużycia.

W przypadku, gdy zarówno dostawca, jak i odbiorca znajdują się w tym samym państwie członkowskim, obowiązek podatkowy będzie nakładany na sprzedającego. Sprzedaż poza UE nie będzie podlegać opodatkowaniu VAT w granicach Wspólnoty. W ostatnich obu przypadkach będzie to kontynuacja obecnie obowiązujących zasad.

### Koszty przesyłu

Inny problem stanowią koszty przesyłu. Eksporterzy energii ponoszą opłatę pokrywającą całkowite koszty przesyłu pobieraną przez operatorów systemów, które w kategoriach podatku VAT należy traktować jako opłatę za usługi. Jeśli opłatą jest obciążony podmiot pochodzący z innego państwa członkowskiego niż kraj operatora sieci, zdefiniowanie miejsca świadczenia usług dla celów podatkowych ponownie staje się istotne. Jeśli opłata traktowana jest jako należność za przesył w granicach Wspólnoty, VAT zostanie pobrany w kraju siedziby podmiotu zajmującego się obrotem (są to koszty transportu i w związku z tym za miejsce świadczenia usług uważa się miejsce, do którego odbywa się transport). Jeśli natomiast koszty te zostaną potraktowane jako opłata za dostęp do sieci, VAT zostanie nałożony w kraju operatora sieci (niektóre państwa członkowskie traktują koszty przesyłu jako opłatę za wykorzystanie sieci i świadczenie usług związanych z majątkiem nieruchomości – tego rodzaju usługi są opodatkowywane w miejscu istnienia sieci). Brak jednolitej interpretacji tej kwestii skutkowało podwójnym opodatkowaniem lub nie objęciem przesyłu nośników energii podatkiem VAT wcale. Aby zharmonizować i uprościć system Komisja zaproponowała:

- w przypadku, gdy operator i jego klient pochodzą z tego samego kraju – podatek nakładany jest na operatora,
- w przypadku, gdy operator i podmiot korzystający z sieci pochodzą z dwóch różnych krajów UE, VAT uiszcza odpowiednio drugi z nich w kraju znajdowania się jego siedziby,
- jeśli dostawca jest spoza UE, VAT nakładany jest na odbiorcę we właściwym dla niego państwie członkowskim.

### Stawki

Zgodnie z obowiązującymi obecnie przepisami stawka podstawowa VAT stosowana przez państwa

Tabela 1. Stawki VAT w krajach UE (lipiec 2002)

	Stawka standardowa VAT [%]	Energia elektryczna [%]	Gaz ziemny [%]
Belgia	21,0	21,0	21,0
Dania	25,0	25,0	25,0
Niemcy	16,0	16,0	16,0
Grecja	18,0	8,0	8,0
Hiszpania	16,0	16,0	16,0
Francja	19,6	19,6 <sup>8)</sup>	19,6
Irlandia	20,0	12,5	12,5
Włochy	20,0	10,0	10,0
Luksemburg	15,0	6,0	6,0
Holandia	19,0	19,0	19,0
Austria	20,0	20,0	20,0
Portugalia	17,0	5,0	17,0
Finlandia	22,0	22,0	22,0
Szwecja	25,0	25,0	25,0
Wielka Brytania	17,5	5,0	5,0
EU min	15,0	5,0	5,0

Źródło: Komisja Europejska.

członkowskie nie może być niższa niż 15%<sup>8)</sup>. Jednocześnie dopuszczone jest stosowanie stawek obniżonych, jednej lub dwóch, nie niższych jednak niż 5% (tabela 1). Mogą one być wyłącznie stosowane w stosunku do towarów i usług wymienionych w Załączniku H do *Szóstej Dyrektywy*. Nałożenie obniżonych stawek podatkowych na dostawy gazu ziemnego i energii elektrycznej podlega szczególnemu postępowaniu. Państwa członkowskie mogą stosować te stawki pod warunkiem, że nie spowoduje to naruszenia zasad konkurencji. Zamierzając stosować stawkę obniżoną są zobowiązane do uprzedniego poinformowania o tym Komisji, która może nie zgodzić się na ich zastosowanie wydając decyzję o istnieniu ryzyka naruszenia zasad konkurencji.

Przedstawiona przez Komisję propozycja w czerwcu br. nie wprowadza zasadniczych zmian w tym zakresie. Dostawy energii elektrycznej i gazu zostaną umieszczone jako dodatkowa kategoria Załącznika H, uprawniająca państwa członkowskie w dalszym ciągu do stosowania w tym zakresie stawek obniżonych.

8) Stawki te zostały wprowadzone w 1992 r. Dyrektywą Rady 92/77/EWG uzupełniającą wspólny system podatku od wartości dodanej i nowelizującą dyrektywę 77/388/EWG (stawki ujednoczające) (tłum. autora) – Council Directive 92/77/EEC of 19 October 1992 supplementing the common system of value added tax and amending Directive 77/388/EEC (approximation rates), OJ L 316, 31.10.1992.

9) Stawka 19,6% dotyczy tylko zmiennej części opłaty (faktycznego zużycia energii elektrycznej), natomiast opłata stała (abonament) objęta jest stawką obniżoną 5,5%. Komisja Europejska, dążąc do wyjaśnienia, czy obniżone stawki VAT stosowane są właściwie przez państwa członkowskie, wniosła w ostatnim czasie cztery sprawy do Europejskiego Trybunału Sprawiedliwości. Jedna z nich skierowana była przeciwko Francji i dotyczyła zasadności stosowania zróżnicowanej stawki VAT wobec opłaty za dostawy energii elektrycznej (Judgement of 8 May 2003, Commission v. French Republic, C-384/01).

Spowoduje to jednak, że nie będzie wymagana akceptacja ze strony Komisji.

Związek pomiędzy polityką podatkową a innymi obszarami aktywności UE, w tym proces tworzenia jednolitego rynku energii, staje się coraz wyraźniejszy. Istotnymi wydają się być próby wprowadzenia wspólnych, dążących do uproszczenia systemu rozwiązań, którymi są z założenia przedstawione przez Komisję Europejską projekty. W trakcie opiniowania nowelizacji *Szóstej Dyrektywy* pojawiły się jednak uwagi krytyczne odnoszące się zwłaszcza do kwestii pozostawienia swobody państwom członkowskim we wskazaniu osoby, na którą zostanie nałożony obowiązek podatkowy, a tym samym miejsca opodatkowania, podkreślające brak jednoznaczności takiego rozwiązania<sup>10)</sup>. Inną kwestią pozostają wciąż duże rozbieżności pomiędzy stawkami zarówno podstawowymi, jak i obniżonymi (od 5% do 25%), stosowanymi przez poszczególne państwa członkowskie. Wszystko to wskazuje na złożoność procesu harmonizacji i prawdopodobieństwo jego rozłożenia w czasie.



Autorka jest pracownikiem Departamentu Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych URE

10) Opinion of the European Economic and Social Committee on the Proposal for a Council Directive amending Directive 77/388/EEC as regards the rules on the place of supply of electricity and gas, ECO/102.

# NOWE DYREKTYWY – PODSTAWY PRAWNE FUNKCJONOWANIA WEWNĘTRZNEGO RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ I GAZU ZIEMNEGO W KRAJACH UE

Małgorzata Kozak, Piotr Seklecki

W dniu 26 czerwca 2003 r. zostały przyjęte przez Parlament Europejski i Radę Unii Europejskiej dwie dyrektywy: w sprawie wspólnych zasad dla wewnętrznego rynku energii elektrycznej 2003/54/WE<sup>1)</sup>, uchylająca Dyrektywę 96/92/WE<sup>2)</sup>, oraz w sprawie wspólnych zasad dla wewnętrznego rynku gazu ziemnego 2003/55/WE<sup>3)</sup>, uchylająca Dyrektywę 98/30/WE<sup>4)</sup>.

Doświadczenia zdobyte na przestrzeni ostatnich kilku lat w realizacji postanowień Dyrektyw 96/92/WE oraz 98/30/WE pokazały konieczność przyspieszenia procesu liberalizacji sektorów energii elektrycznej i gazu ziemnego<sup>5)</sup> w państwach Unii Europejskiej. Wymierne korzyści dla tych sektorów, jakie przyniosły dyrektywy, tj. wzrost wydajności i konkurencyjności przedsiębiorstw energetycznych, a dla konsumentów energii znaczące obniżki cen nośników oraz wyższą jakość oferowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne usług, nie przysłoniły problemów związanych z budową wewnętrznego rynku energii elektrycznej i gazu. Dyskusja prowadzona m.in. w ramach Forum Florenckiego<sup>6)</sup> i Madryckiego<sup>7)</sup> pokazała, iż nie rozwiązano do końca kwestii związanych m.in. z dostępem stron trzecich do sieci, taryfikacją i rolą w tym procesie organów regulacyjnych, a także różnymi stopniami otwarcia rynku energii elektrycznej i gazu w poszczególnych państwach członkowskich.

Warto również zwrócić uwagę, iż na spotkaniu w Lizbonie 23-24 marca 2000 r. Rada Europejska wezwała do podjęcia szybkich działań w celu ukończenia tworzenia rynku wewnętrznego w sektorze energii elektrycznej i gazu oraz przyspieszenia liberalizacji w tych sektorach. Przygotowując dyrektywy Komisja Europejska brała również pod uwagę kształt poszczególnych rozwiązań prawnych, jakie zostały zastosowane w państwach członkowskich w wyniku implementacji obu dyrektyw. Analizując zapisy tych dokumentów można zauważyć, iż intencją jej autorów było przede wszystkim stworzenie w miarę jednolitego systemu regulacji.

W niniejszym artykule zostaną omówione jedynie zmiany, jakie zostały wprowadzone w Dyrektywie elektrycznej (2003/54/WE)<sup>8)</sup> oraz Dyrektywie gazowej (2003/55/WE).

Dyrektywa elektryczna, w przeciwieństwie do dyrektywy gazowej nie zmieniła zakresu stosowania jej przepisów. W nowelizacji dyrektywy gazowej zakres ten został poszerzony o regulacje obejmujące (poza gazem ziemnym i LNG) również biogaz, gaz z biomasy oraz inne rodzaje gazów pod warunkiem, że ich wprowadzenie do systemu gazowego i transport siecią przeznaczoną dla gazu ziemnego są technicznie wykonalne i bezpieczne.

Dyrektywy wprowadziły nowe definicje, jednakże ze względu na fakt, iż związane są one z poszczególnymi nowymi instrumentami, zostaną omówione w dalszej części artykułu.

**Ochrona konsumenta oraz zobowiązania publiczne** – postanowienia obu dyrektyw zostały w tym zakresie bardzo mocno rozbudowane. Szczególną ochroną dyrektywa elektryczna otacza gospodarstwa domowe oraz małe przedsiębiorstwa<sup>9)</sup>. Obie dyrektywy zobowiązują państwa członkowskie do wyznaczenia dostawcy ostatniej szansy. Obligatoryjne jest nałożenie na przedsiębiorstwa energetyczne obowiązku podłą-

1) Directive 2003/54/EC of the European Parliament and of the Council concerning common rules for the internal market in electricity and repealing directive 96/92/EC, OJ L 176/37 15.07.2003.

2) Dyrektywa 96/92/WE w sprawie wspólnych zasad wewnętrznego rynku energii elektrycznej, OJ L 027, 30.01.1997 r.

3) Directive 2003/55/EC of the European Parliament and of the Council concerning common rules for the internal market in natural gas and repealing directive 98/30/EC, OJ L 176/57 15.07.2003.

4) Dyrektywa 98/30 w sprawie wspólnych zasad wewnętrznego rynku gazu, OJ L 204, 21.07.1998 r.

5) Przed wejściem w życie dyrektyw 96/92/WE i 98/30/WE procesy liberalizacji rynku energii elektrycznej i gazu zostały rozpoczęte w Wielkiej Brytanii.

6) Zob. M. Duda, *Aktualne problemy rozwoju jednolitego rynku konkurencyjnego energii elektrycznej w Europie*, Biuletyn URE Nr 1/2003.

7) Zob. M. Ślifierz, *VI Europejskie Forum Regulacji Gazu Madryt 30-31.X.2002*, Biuletyn URE Nr 1/2003.

8) Zasady zawarte w dyrektywie 96/92/WE zostały szczegółowo omówione przez J. Biedrzyckiego w artykule pt.: *Zasady działalności przedsiębiorstw elektroenergetycznych w UE*, Biuletyn URE Nr 4/2003.

9) Przedsiębiorstwa zatrudniające mniej niż 50 osób, o obrocie rocznym i zestawieniu bilansowym nie przekraczającym 10 mln Euro.

czenia odbiorców do sieci na warunkach i według taryf konstruowanych w oparciu o (co najmniej) metody obliczenia lub warunki ustalone bądź zatwierdzone przez organy regulacyjne danego państwa członkowskiego. Kolejną bardzo istotną zmianą jest wprowadzenie obowiązku zapewnienia przez państwa członkowskie zamieszczania przez przedsiębiorstwa elektroenergetyczne na rachunkach lub w materiałach promocyjnych:

- udziału poszczególnych źródeł energii w całkowitej mieszance paliw dostawcy w ciągu poprzedniego roku,
- co najmniej wskazania źródeł informacji (np. stron internetowych) nt. wpływu na środowisko, w szczególności emisji dwutlenku węgla i odpadów radioaktywnych będących skutkiem wytwarzania energii elektrycznej w całkowitej mieszance paliw dostawy w ciągu poprzedniego roku.

Istnieje możliwość wyłączenia postanowień dyrektywy dotyczących uzyskania pozwoleń na budowę nowych mocy wytwórczych, dostępie do systemu oraz sieci bezpośrednich, gdyby stosowanie tych postanowień mogło stanowić faktyczną lub prawną przeszkodę w realizacji zobowiązań nałożonych na przedsiębiorstwa energetyczne w ogólnym interesie ekonomicznym, o ile nie będzie to miało szkodliwego wpływu na rozwój wymiany handlowej w stopniu naruszającym interesy Wspólnoty.

Kolejną zmianą jest nałożenie na państwa członkowskie obowiązku zapewnienia **nadzoru nad kwestiami bezpieczeństwa zaopatrzenia**<sup>10)</sup>. Zapisy obu dyrektyw zobowiązują państwa członkowskie do publikowania corocznego raportu na temat planowanych działań mających zagwarantować bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej i gazu. Dodatkowo, w celu zapewnienia kontroli nad przestrzeganiem zobowiązań o charakterze użyteczności publicznej, dyrektywy wprowadzają zobowiązanie do informowania Komisji Europejskiej, co 2 lata, o wszystkich działaniach podjętych przez kraje UE w celu realizacji tych zobowiązań.

Zostały wyodrębnione w osobny artykuł postanowienia dyrektywy elektrycznej związane z **przepisami technicznymi**. Dokonano również uszczegółowienia postanowień odnoszących się do **budowy nowych mocy wytwórczych**. Osobne artykuły zostały poświęcone procedurze autoryzacji oraz procedurze przetargowej.

W obu dyrektywach zmiany zostały również wprowadzone w postanowieniach odnoszących się do

**działania sytemu przesyłowego**, jednak mają one na celu uszczegółowienie odpowiedzialności operatora systemu przesyłowego. Rozszerzone zostały również zapisy odnoszące się do **niezależności wydzielonego operatora systemu przesyłowego**. Określone zostało minimum, które musi zostać wprowadzone przez państwa członkowskie (zapisów takich nie posiadały Dyrektywa 98/96/WE i Dyrektywa 98/30/WE), zawierające m.in.:

- stosowania zakazu uczestnictwa osób odpowiedzialnych za zarządzanie systemem przesyłowym w strukturach zintegrowanego przedsiębiorstwa energetycznego, odpowiedzialnego bezpośrednio lub pośrednio za codzienne sterowanie procesami wytwarzania, dystrybucję lub dostawy energii elektrycznej i gazu,
- obowiązek zastosowania środków zapewniających ochronę interesów zawodowych osób odpowiedzialnych za zarządzanie systemem w sposób, który zapewni im zdolność do niezależnego działania,
- zapewnienie skutecznego prawa podejmowania decyzji, niezależnie od zintegrowanego przedsiębiorstwa energetycznego.

Całkowitym *novum* jest wprowadzenie obowiązku **wydzielenia operatorów sytemu dystrybucyjnego** w przypadku, gdy jest on częścią przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo. Aby zapewnić niezależność operatorów zostały wprowadzone zapisy analogiczne do zapisów określających minimalne kryteria dla operatorów systemu przesyłowego.

Również nowym rozwiązaniem jest wprowadzenie instytucji **operatora systemów połączonych**. W celu zachowania niezależności przez osoby będące operatorami systemów połączonych zostały określone minima analogiczne do tych, które zostały przedstawione powyżej.

Kolejną zmianą jest odejście od możliwości wyboru dostępu do sieci. Obie dyrektywy dopuszczają tylko zastosowanie **regulowanego dostępu do sieci**<sup>11)</sup>. Ponadto w Dyrektywie 2003/55/WE formułę dostępu podzielono na trzy, a nie jak w poprzedniej dwie kategorie. Zasada TPA w systemie przesyłu i dystrybucji gazu powinna opierać się na podstawie opublikowanych taryf mających zastosowanie w przypadku wszystkich uprawnionych odbiorców. Taryfy podlegają zatwierdzeniu i publikacji przez organ regulacyjny, a ich stosowanie ma być równoprawne względem wszystkich użytkowników danego systemu. W przypadku dostępu

10) Bezpieczeństwo zaopatrzenia obejmuje wg dyrektywy elektrycznej w szczególności równoważenie podaży i popytu na rynku krajowym, wielkość przewidywanego popytu i osiągalnych dostaw, przewidywaną dodatkową moc w planach lub w budowie oraz jakość i poziom obsługi sieci a także środki zaspokojenia szczytowego popytu oraz środki zaradcze w przypadku niedoboru dostaw ze strony jednego lub więcej dostawców. Podobne zapisy odnoszące się do bezpieczeństwa dostaw gazu zastosowano w Dyrektywie 2003/55/WE.

11) Poprzednia dyrektywa elektryczna dopuszczała wybór jednego spośród trzech systemów: negocjowanego dostępu do systemu (wybranego jedynie przez Niemcy), regulowanego dostępu do systemu (większość państw członkowskich), modelu jednego nabywcy (nie był stosowany). Dyrektywa gazowa 98/30/WE daje możliwość dostępu do sieci w formule negocjowanej lub regulowanej. W nowelizacji dyrektywy gazowej tylko dostęp do magazynów gazu opiera się na ww. wyborze formuły.

Tabela 1. Otwarcie rynków energii elektrycznej i gazu

Dyrektywa 96/92/WE	Dyrektywa 2003/54/WE	Dyrektywa 98/30/WE	Dyrektywa 2003/55/WE
19.02.1999 r. – 26% 19.02.2000 r. – 28% 19.02.2003 r. – 33%	1.07.2004 r. – odbiorcy nie będący gospodarstwami domowymi 1.07.2007 r. – wszyscy odbiorcy	10.08.2000 r. – 20% 10.08.2003 r. – 28% 10.08.2008 r. – 33%	1.07.2004 r. – odbiorcy nie będący gospodarstwami domowymi 1.07.2007 r. – wszyscy odbiorcy
– negocjowany dostęp do systemu, – regulowany dostęp do systemu, – model jednego nabywcy	– regulowany dostęp do systemu	– negocjowany dostęp do systemu, – regulowany dostęp do systemu	– regulowany dostęp do systemu przesyłowego, dystrybucyjnego oraz technicznej sieci gazociągów, – wybór regulowanego lub negocjowanego dostępu do magazynów gazu

Źródło: Opracowanie własne.

do magazynowania państwa członkowskie mają wybór procedury: negocjowanego dostępu, opartego na umowach handlowych, których główne warunki mają być publikowane, oraz regulowanego, opartego na podstawie opublikowanych taryf. Dyrektywa zobowiązuje również kraje UE do podjęcia niezbędnych środków w celu zapewnienia „równego i otwartego” dostępu do technicznej sieci gazociągów. Przedsiębiorstwa gazownicze mogą odmówić udostępnienia systemu ze względu na jego ograniczoną wydolność lub gdyby miałyby to utrudnić realizację wcześniejszych zobowiązań kontraktowych.

Zmienione zostały również terminy uzyskiwania prawa wyboru własnego dostawcy energii elektrycznej i gazu przez poszczególne grupy odbiorców. Widoczne jest zdecydowane przyspieszenie tempa wprowadzania konkurencji na rynku energii elektrycznej i gazu ziemnego.

Z punktu widzenia regulacji największe zmiany dotyczą jednak kompetencji i funkcjonowania organu regulującego rynki energii elektrycznej oraz gazu. Na przykład w Dyrektywie 98/30/WE mówi się jedynie o określeniu niezależnego organu do rozstrzygania sporów związanych z dostępem do sieci gazowych, sporów transgranicznych oraz postulat stworzenia odpowiednich mechanizmów regulacyjnych. Natomiast znowelizowane dyrektywy bardzo wyraźnie narzucają państwom członkowskim **obowiązek wyznaczenia** jednego lub więcej właściwych organów pełniących funkcję **regulatora**. Szczegółowo zostały określone kompetencje takiego organu. Takie enumeratywne wyliczenie kompetencji, w które ma zostać wyposażony regulator, związane jest przede wszystkim z dążeniem do ujednolicenia systemów regulacyjnych i wprowadzenia pewnego „porządku” tak, aby podmioty korzystające z zasady wzajemności lub działające na szerszą niż krajową skalę miały w podobny sposób zapewnioną ochronę swoich interesów oraz w równym stopniu podlegały kontroli, co powinno wpływać na zachowanie konkurencji na poszczególnych krajowych rynkach.

W szczególności, organy regulacyjne powinny zostać wyposażone w następujące kompetencje pozwalające na nadzorowanie:

- zasad zarządzania i przyznawania pojemności połączeń, razem z organem lub organami regulacyjnymi tych państw członkowskich, z którymi istnieje połączenie,
- wszystkich mechanizmów regulacji przeciążenia krajowego systemu elektroenergetycznego,
- czasu, w jakim wykonywane jest przyłączenie do sieci i wykonywanie napraw,
- publikacji informacji przez operatorów dotyczących przyznawania przepustowości, połączeń i eksploatacji sieci,
- rozdziału księgowości,
- przestrzegania warunków i taryf dotyczących podłączenia nowych producentów energii elektrycznej,
- poziomu przejrzystości i konkurencji.

Dyrektywy wprowadzają również obowiązek wyposażenia organów regulacyjnych w kompetencje do ustalania lub zatwierdzania przed wejściem w życie co najmniej metod obliczania lub ustalania warunków przyłączenia i świadczenia usług przesyłowych oraz usług bilansowania. Organy regulacyjne powinny mieć również prawo do zmiany warunków, taryf, zasad, mechanizmów i metod, o których była mowa powyżej, w celu zapewnienia równoprawnego traktowania operatorów.

W kwestii rozstrzygania sporów, dyrektywy jednoznacznie wskazują na organ regulacyjny jako arbitra, do którego można kierować skargi przeciwko operatorowi systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego. Zapisy dyrektyw zobowiązują organ regulacyjny do wydania decyzji w ciągu 2 miesięcy od daty wpłynięcia wniosku. Termin ten może zostać wydłużony o kolejne 2 miesiące w przypadku gromadzenia przez ten organ dodatkowych informacji. W przypadku sporów transgranicznych, kiedy operator systemu odmawia korzystania lub przyłączenia do sieci, decyzje rozstrzygające należą również do organu regulacyjnego, którego jurysdykcji podlega

Tabela 2. Tabela korelacji

Dyrektywa 96/92/WE	Dyrektywa 2003/54/WE	Dyrektywa 98/30/WE	Dyrektywa 2003/55/WE
Art. 1	Art. 1 Zakres stosowania	Art. 1	Art. 1 Zakres stosowania
Art. 2	Art. 2 Definicje	Art. 2	Art. 2 Definicje
Art. 3 i 10 ust. 1	Art. 3 Zobowiązania służb publicznych i ochrona konsumenta	Art. 3	Art. 3 Zobowiązania służb publicznych i ochrona konsumenta
-	Art. 4 Nadzór bezpieczeństwa dostaw	Art. 4	Art. 4 Procedura wydawania pozwoleń
Art. 7 ust. 2	Art. 5 Przepisy techniczne	-	Art. 5 Nadzór bezpieczeństwa zaopatrzenia
Art. 4 i 5	Art. 6 Procedura wydawania pozwoleń na nową moc	Art. 5	Art. 6 Przepisy techniczne
Art. 4 i 6	Art. 7 Procedura przetargowa na nową moc	Art. 6	Art. 7 Wyznaczenie operatorów systemu przesyłowego
Art. 7 ust. 1	Art. 8 Wyznaczenie operatorów systemu przesyłowego	Art. 7	Art. 8 Zadania operatorów systemu przesyłowego
Art. 7 ust. 3-5	Art. 9 Zadania operatorów systemu przesyłowego	-	Art. 9 Wydzielenie operatorów systemu przesyłowego
Art. 7 ust. 6	Art. 10 Wydzielenie operatorów systemu przesyłowego	Art. 8	Art. 10 Poufność dla operatorów systemu przesyłowego
Art. 8	Art. 11 Przyznawanie ( <i>dispatching</i> ) instalacji i równoważenie	Art. 9 ust. 1	Art. 11 Wyznaczenie operatorów systemu dystrybucyjnego
Art. 9	Art. 12 Poufność dla operatorów systemu przesyłowego	Art. 10	Art. 12 Zadania operatorów systemu dystrybucyjnego
Art. 10 ust. 2 i 3	Art. 13 Wyznaczenie operatorów systemu dystrybucyjnego	-	Art. 13 Wydzielenie operatorów systemu dystrybucyjnego
Art. 11	Art. 14 Zadania operatorów systemu dystrybucyjnego	Art. 11	Art. 14 Poufność dla operatorów systemu dystrybucyjnego
-	Art. 15 Wydzielenie operatorów systemu dystrybucyjnego	-	Art. 15 Operator systemu połączonego
Art. 12	Art. 16 Zasady poufności obowiązujące operatorów systemu dystrybucyjnego	Art. 12	Art. 16 Prawo wglądu do księgowości
-	Art. 17 Operator systemu połączonego	Art. 13	Art. 17 Rozdział księgowości
Art. 13	Art. 18 Prawo wglądu do księgowości	Art. 14-16	Art. 18 Dostęp osób trzecich
Art. 14	Art. 19 Rozdział księgowości	-	Art. 19 Dostęp do magazynowania
Art. 15-18	Art. 20 Dostęp osób trzecich	Art. 23	Art. 20 Dostęp do ( <i>upstream</i> ) sieci gazociągów
Art. 19	Art. 21 Otwarcie rynku i wzajemność	Art. 17	Art. 21 Odmowa przyznania dostępu
Art. 21	Art. 22 Sieci bezpośrednie	-	Art. 22 Nowa infrastruktura
Art. 20 ust. 3-4 i Art. 22	Art. 23 Organy regulacyjne	Art. 18 i 19	Art. 23 Otwarcie rynku i wzajemność
Art. 23	Art. 24 Środki bezpieczeństwa	Art. 20	Art. 24 Rurociągi bezpośrednie
-	Art. 25 Nadzór importu energii elektrycznej	Art. 21 ust. 2 i 3 oraz Art. 22	Art. 25 Organy regulacyjne
Art. 24	Art. 26 Odstępstwa	Art. 24	Art. 26 Środki bezpieczeństwa
-	Art. 27 Procedura przeglądu	Art. 25	Art. 27 Odstępstwa związane ze zobowiązaniami „bierz – lub – płac” ( <i>take – or – pay</i> )
Art. 25 i 26	Art. 28 Sprawozdawczość	Art. 26	Art. 28 Wschodzące i wyizolowane rynki
-	Art. 29 Uchylenia	-	Art. 29 Procedura przeglądu
Art. 27	Art. 30 Wprowadzenie dyrektywy w życie	-	Art. 30 Komitet
Art. 28	Art. 31 Adresaci	Art. 27 i 28	Art. 31 Sprawozdawczość
Art. 29	Załącznik A Środki ochrony konsumenta	-	Art. 32 Uchylenia
		Art. 29	Art. 33 Wprowadzenie dyrektywy w życie
		Art. 30	Art. 34 Wejście w życie
		Art. 31	Art. 35 Adresaci
			Załącznik A Środki ochrony konsumenta

Źródło: Dyrektywa 2003/54/WE, Dyrektywa 2003/55/WE.



**Zatwierdzone taryfy dla ciepła – wg siedziby Oddziału Terenowego URE**  
(stan na 31.07.2003 r.)

Siedziba Oddziału Terenowego URE	Nazwa przedsiębiorstwa	Podwyżka w %
<b>Warszawa</b>	Żuromińskie Zakłady Komunalne Sp. z o.o. – Żuromin	3,10
	Zakład Usług Komunalnych (Miasto i Gmina Warka) – Warka	27,70
	URSUS MEDIA Sp. z o.o. – Warszawa	1,96
	Zespół Elektrowni Ostrołęka – Ostrołęka	4,57
	ELEKTROCIEPŁOWNIE WARSZAWSKIE SA – Warszawa	1,95
	Stoleczne Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej – Warszawa	1,51
	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Wołomin	1,86
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Gostyninie Sp. z o.o. – Gostynin	15,38
	Płocka Energetyka Ciepła Sp. z o.o. – Płock	1,45
<b>Szczecin</b>	Zarząd Morskiego Portu Szczecin-Świnoujście SA – Szczecin	2,30
	Zespół Elektrowni Dolna Odra SA – Nowe Czarnowo	1,28
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Stargard Szczeciński	- 1,14
	Miejskie Zakłady Komunalne Sp. z o.o. – Kostrzyn n/Odrą	0,93
	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. (dawniej: Gmina Drawsko Pomorskie) – Drawsko Pomorskie	- 0,19
	ZALOM – DOM Service Sp. z o.o. – Szczecin	- 1,52
	Energetyka Ciepła Sp. z o.o. – Karlino	1,67
	PW TEST Kłoda W., Olejnicka D. Spółka Jawna – Szczecin	- 6,33
	Spółdzielnia Mieszkaniowa Wichrowe Wzgórze – Resko	1,81
	GAZ Technologia i Energia Sp. z o.o. – Szczecin	- 7,11
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Gryfino	0,67
	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Walcz	1,23
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Choszczno	2,43
	Przedsiębiorstwo Usług Komunalnych KOMUNALNI Sp. z o.o. – Dobiegniew	2,50
	Zakład Energoelektryczny ENERGO – STIL Sp. z o.o. – Gorzów Wlkp.	- 0,37
	<b>Gdańsk</b>	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej „EMPEC” Sp. z o.o. – Ustka
Miejski Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Chojnice		8,36
Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Lębork		1,22
Zakład Energetyki Ciepłej (Gmina i Miasto Kępice) – Kępice		- 0,13
Elektrociepłownia Wybrzeże SA – Gdańsk		0,00
Pucka Gospodarka Komunalna Sp. z o.o. – Puck		4,01
Przedsiębiorstwo Ciepłownicze Sp. z o.o. – Działdowo		4,19
Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Orzysz		2,33
Elektrociepłownia Elbląg Sp. z o.o. – Elbląg		0,00
Energetyka Ciepła HALEX Sp. z o.o. – Pieniężno		2,13
Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej w Pieckach (Gmina Piecki) – Piecki		6,98
Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Mikotajki		3,70
Gdańskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Gdańsk – Wrzeszcz		3,04
International Paper – Kwidzyn SA – Kwidzyn		3,93
Rafineria Gdańska SA – Gdańsk		6,98
Q-BART Bartosz Kuczyk – Gdynia		- 7,65
Wodociągowo-Ciepłownicza Sp. z o.o. „COWIK” – Bartoszyce		1,98
<b>Poznań</b>	OPEC Grudziądz Sp. z o.o. – Grudziądz	0,93
	Elektrociepłownia ENERGOTOR TORUŃ SA – Toruń	0,00
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Rypin	1,90
	Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej (Miasto i Gmina Kowalewo Pomorskie) – Kowalewo Pomorskie	- 2,55
	Zakłady Chemiczne ZACHEM – Bydgoszcz	- 24,49
	Ostrowski Zakład Ciepłowniczy SA – Ostrów Wielkopolski	0,79
	Miejski Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Koło	- 0,80
	MEGAWAT Sp. z o.o. – Rogoźno Wlkp.	4,14

	Cukrownia Gostyń SA – Gostyń	0,77
	Odlewnia Żeliwa ŚREM SA – Śrem	0,30
	Poznańska Energetyka Ciepła SA – Poznań	1,50
	PPU WODBAR Sp. z o.o. – Barcin	1,79
	Spółdzielnia Mieszkaniowa ZAZAMCZE – Włocławek	1,60
	Zakłady Sprzętu Motoryzacyjnego POLMO SA – Brodnica	- 1,77
	Miejska Energetyka Ciepła Sp. z o.o. – Piła	0,87
	Zakład Energetyki Ciepłej i Usług Komunalnych Sp. z o.o. – Jastrowie	6,24
	Kotłownia IZOPOL – Zakład Gospodarki Ciepłej i Wodnej Sp. z o.o. – Trzemeszno	1,85
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej PEC SA – Kalisz	- 0,38
<b>Lublin</b>	LUBREM Spółka Jawna K. Dębski, J. Klepacka – Lublin	2,06
	Ciepłownia Miejska (Miasto Rejowiec Fabryczny) – Rejowiec Fabryczny	1,73
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej „PEC” – Świdnik	2,49
	Zakład Energetyki Ciepłej, Wodociągów i Kanalizacji Sp. z o.o. – Choroszcz	- 5,34
	Zakład Wodociągów, Kanalizacji i Energetyki Ciepłej – Wysokie Mazowieckie	3,63
	Elektrociepłownia Białystok SA – Białystok	2,25
	ENERGOINWEST Białystok SA – Białystok	- 1,76
	Zambrowskie Ciepłownictwo i Wodociągi Sp. z o.o. – Zambrów	0,00
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej SA – Bielsk Podlaski	0,83
	Zakład Utrzymania Ruchu Sp. z o.o. – Świdnik	0,79
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Chełm	0,90
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej i Gospodarki Wodno-Ściekowej Sp. z o.o. (dawniej: Miasto Kolno) – Kolno	2,82
<b>Łódź</b>	Miejski Zakład Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o. – Piotrków Trybunalski	1,96
	Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej (Miasto Tomaszów Mazowiecki) – Tomaszów Mazowiecki	- 0,96
	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Rawa Mazowiecka	- 0,84
	Zespół Elektrociepłowni SA – Łódź	1,45
	Miejski Zakład Komunalny (Miasto Głowno) – Głowno	1,92
	Miejska Energetyka Ciepła Sp. z o.o. – Ostrowiec Świętokrzyski	2,50
	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o. – Włoszczowa	3,53
	Energetyka – Boruta Sp. z o.o. – Zgierz	1,90
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. (dawniej: Przedsiębiorstwo Komunalne) – Kutno	1,77
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Sieradz	1,39
	Miejskie Sieci Ciepłe Sp. z o.o. – Zduńska Wola	0,79
	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o. – Radomsko	0,26
	Przedsiębiorstwo Komunalne Gminy Konstantynów Łódzki Sp. z o.o. – Konstantynów	- 0,53
	Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej (Miasto Pabianice) – Pabianice	- 1,47
	Cukrownia Leśmierz SA – Leśmierz	7,60
	Elektrociepłownia Zduńska Wola Sp. z o.o. – Zduńska Wola	0,00
	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Staszów	0,26
	STOLBUD SA – Włoszczowa	3,48
<b>Wrocław</b>	ENERGETYKA – ROKITA Sp. z o.o. – Brzeg Dolny	3,28
	Przedsiębiorstwo Gospodarki Miejskiej Sp. z o.o. – Polkowice	19,95
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Pieńsku Sp. z o.o. – Pieńsk	- 1,48
	Bielawskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Bielawa	1,46
	Zespół Elektrociepłowni Wrocław SA – Wrocław	4,49
	Miejski Zakład Gospodarki Komunalnej (Gmina i Miasto Żmigród) – Żmigród	5,01
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Jelenia Góra	2,00
	Zakład Energetyki Ciepłej Prudnik Sp. z o.o. – Lubrza	2,50
	Zakłady Piwowarskie „Głubczyce” SA – Głubczyce	1,20
	Komunalne Przedsiębiorstwo Ciepłownicze TERMOEL Sp. z o.o. – Nowogrodziec*	-
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Szklarska Poręba	- 3,61
	Dozamel Sp. z o.o. – Wrocław	- 1,72
	POLAR SA – Wrocław	14,33
	Zakłady Koksownicze ZDZIESZOWICE Sp. z o.o. – Zdzeszowice	- 0,82

<b>Katowice</b>	Fabryka Papieru SA – Myszków	- 18,02	
	BUDWEX SA – Rybnik	1,85	
	Huta Kościuszko SA – Chorzów	- 9,87	
	Elektrociepłownia Będzin SA – Będzin	- 4,11	
	LIDMAN ENERGETYKA CIEPLNA Sp. z o.o. – Dąbrowa Górnicza	2,58	
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Bytom	- 7,46	
	Huta Pokój SA – Ruda Śląska	- 1,15	
	Huta Ferrum SA – Katowice	- 6,06	
	BUMAR – ŁABĘDY SA – Gliwice	- 8,46	
	Zespół Elektrociepłowni BYTOM – Bytom	- 0,61	
	Wojewódzki Szpital Neuropsychiatryczny im. dr. Emila Cyrana – Lubliniec	10,17	
	Wojskowa Agencja Mieszkaniowa Oddział Terenowy w Częstochowie	- 4,21	
	Katowicka Spółdzielnia Mieszkaniowa – Katowice	9,06	
	Miejski Zarząd Budynków Mieszkalnych (Gmina i Miasto Mysłowice) – Mysłowice	0,00	
	MEGAWAT Sp. z o.o. – Czerwionka – Leszczyny	1,00	
	<b>Kraków</b>	ENERGOMEDIA Sp. z o.o. – Trzebinia	6,35
		Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Bochnia	- 3,72
		Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Brzesko	- 2,29
		Zakład Gospodarki Komunalnej (Gmina i Miasto Miechów) – Miechów	7,71
ALUTECH Sp. z o.o. – Kęty		5,34	
Miejskie Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o. – Krynica		1,48	
Wojskowa Agencja Mieszkaniowa Oddział Terenowy w Krakowie		13,12	
Elektrociepłownia Kraków SA – Kraków		1,80	
BALTIC WOOD SA – Jasło		- 8,79	
Międzypakładowa Spółdzielnia Mieszkaniowa BUDOWLANKA – Oświęcim		- 13,99	
BTB Polska Sp. z o.o. – Kraków		1,93	
Larkis Sp. z o.o. – Dobczyce		3,32	
Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Dębica		- 2,80	
ENS Elektrociepłownia Nowa Sarzyna Sp. z o.o. – Nowa Sarzyna		- 1,92	
Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Ustrzyki Dolne		- 3,19	
Miejskie Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o. – Krosno		- 6,10	
Carbon Black Polska Sp. z o.o. – Jasło		0,25	
Zakłady Płyt Pilśniowych SA – Przemyśl		2,08	
Przedsiębiorstwo Termicznej Utylizacji Odpadów RA – TAR Sp. z o.o. – Tarnobrzeg		5,37	

\*) Pierwsza taryfa dla nowego przedsiębiorstwa energetycznego prowadzącego koncesjonowaną działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania ciepła.

### Odmowy zatwierdzenia taryfy dla ciepła – wg siedziby Oddziału Terenowego URE (stan na 31.07.2003 r.)

Siedziba Oddziału Terenowego URE	Nazwa przedsiębiorstwa	Data odmowy
<b>Katowice</b>	IDEA 98 Sp. z o.o. – Tarnowskie Góry	24.06.2003 r.
<b>Kraków</b>	Przedsiębiorstwo Termicznej Utylizacji Odpadów RA – TAR Sp. z o.o. – Tarnobrzeg	3.07.2003 r.
	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe HONELL SERVIS Sp. z o.o. – Kraków	11.07.2003 r.
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej i Gospodarki Wodno-Ściekowej ENWOS Sp. z o.o. – Chelmek	18.07.2003 r.

**Zatwierdzone taryfy dla energii elektrycznej**  
(stan na 11.08.2003 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Jeleniej Górze	24.06.2003 r.
2	Odlewnia Żeliwa „Śrem” SA	24.06.2003 r.
3	Pfeifer & Langen Polska SA	24.06.2003 r.
4	„OPEC GRUDZIĄDZ” Sp. z o.o.	24.06.2003 r.
5	Elektrociepłownia „Energotor-Toruń” SA	4.07.2003 r.
6	Ostrowski Zakład Ciepłowniczy SA	4.07.2003 r.
7	Zespół Elektrociepłowni Bytom SA	14.07.2003 r.
8	Grupa LOTOS SA	14.07.2003 r.
9	HSW – Zakład Energetyczny Sp. z o.o.	14.07.2003 r.
10	Rafineria Jasto SA	14.07.2003 r.
11	Przedsiębiorstwo Energetyczne Megawat Sp. z o.o.	23.07.2003 r.
12	ENERGA Zakład Oświetlenia Sp. z o.o.	23.07.2003 r.
13	Zakłady Koksownicze „Zdzieszowice” Sp. z o.o.	23.07.2003 r.
14	Elektrociepłownia Zduńska Wola Sp. z o.o.	28.07.2003 r.
15	H. Cegielski – ENERGOCENTRUM Sp. z o.o.	28.07.2003 r.
16	Zakłady Tworzyw Sztucznych „GAMRAT” SA	28.07.2003 r.
17	Rafineria Nafty „JEDLICZE” SA	28.07.2003 r.
18	Zakład Górniczo-Energetyczny Sobieski Jaworzno III Sp. z o.o.	1.08.2003 r.
19	„PKP Energetyka” Sp. z o.o.	1.08.2003 r.
20	Energetyka Ciepła Opolszczyzny SA	8.08.2003 r.
21	„ENERGOSERWIS KLESZCZÓW” Sp. z o.o.	8.08.2003 r.

**Zmiany w zatwierdzonych taryfach dla energii elektrycznej**  
(stan na 11.08.2003 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Przedsiębiorstwo Połowów, Przetwórstwa i Handlu „DALMOR” SA	24.06.2003 r.
2	Zakład Energetyczny Wałbrzych SA	2.07.2003 r.
3	ENERGOSERWIS KLESZCZÓW Sp. z o.o.	2.07.2003 r.
4	Zakład Energetyczny Warszawa-Teren SA	4.07.2003 r.
5	Zamojska Korporacja Energetyczna SA	4.07.2003 r.
6	Energetyka Ciepła Opolszczyzny SA	4.07.2003 r.
7	Zakłady Koksownicze „Zdzieszowice” Sp. z o.o.	4.07.2003 r.
8	Przedsiębiorstwo Energetyczne w Siedlcach Sp. z o.o.	14.07.2003 r.
9	FENICE POLAND Sp. z o.o.	23.07.2003 r.
10	Energetyka Ciepła Opolszczyzny SA	28.07.2003 r.
11	Energetyka Dwory Sp. z o.o.	8.08.2003 r.

**Ustalenie współczynników korekcyjnych w taryfie dla energii elektrycznej**  
(stan na 11.08.2003 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	ENERGA Gdańska Kompania Energetyczna SA	2.07.2003 r.
2	Elbląskie Zakłady Energetyczne SA	2.07.2003 r.
3	Grupa Energetyczna ENEA SA	2.07.2003 r.
4	Zakład Energetyczny Słupsk SA	2.07.2003 r.
5	Zakład Energetyczny Toruń SA	4.07.2003 r.
6	Zakład Energetyczny SA w Olsztynie	4.07.2003 r.
7	Energetyka Kaliska SA	4.07.2003 r.
8	Zakład Energetyczny Koszalin SA	23.07.2003 r.
9	Energetyka Ciepła Opolszczyzny SA	28.07.2003 r.
10	Zakład Energetyczny Płock SA	8.08.2003 r.

**Zatwierdzone taryfy dla paliw gazowych**  
(stan na 11.08.2003 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Zakłady Koksownicze „Zdzieszowice” Sp. z o.o.	24.06.2003 r.
2	Zakłady Koksownicze „Przyjaźń” PP	24.06.2003 r.
3	Fabryka Maszyn Budowlanych i Lokomotyw „Bumar-Fablok” SA	14.07.2003 r.
4	Zakład Projektowania i Usług Teletechnicznych A. Brzozowski Sp. z o.o.	14.07.2003 r.
5	Zakład Energo-Mechaniczny „Łabędy” Sp. z o.o.	23.07.2003 r.

**Zmiany w zatwierdzonych taryfach dla paliw gazowych**  
(stan na 11.08.2003 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	FENICE Poland Sp. z o.o.	24.06.2003 r.
2	Zakłady Chemiczne „Siarkopol” Tarnobrzeg Sp. z o.o.	14.07.2003 r.
3	Huta Pokój SA	14.07.2003 r.
4	SGT EuRoPol GAZ SA	8.08.2003 r.

**Odmowa zatwierdzenia taryfy dla paliw gazowych**  
(stan na 11.08.2003 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	SGT EuRoPol GAZ SA	8.08.2003 r.

**Ustalenie okresu obowiązywania współczynników korekcyjnych  
w taryfie dla paliw gazowych**  
(stan na 11.08.2003 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Zakłady Koksownicze „Zdzieszowice” Sp. z o.o.	24.06.2003 r.
2	Zakłady Koksownicze „Przyjaźń” PP	24.06.2003 r.
3	Zakład Energo-Mechaniczny „Łabędy” Sp. z o.o.	23.07.2003 r.

## WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE OTRZYMAŁY KONCESJE Z URZĘDU (stan na 11.08.2003 r.)

### Opc – obrót paliwami ciekłymi

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres
1	Czesław Antolik – Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe Import-Eksport	00-864 Warszawa, ul. Krochmalna 32A/60
2	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Uslugowo-Handlowe PRIMAX Sp. z o.o. – FELIX GAZ Jan Szatkowski Spółka Jawna	41-936 Bytom, ul. Ptakowicka 4
3	Janina Olas – Handel Usługi Produkcja „OLMAP”	11-612 Krukłanki, ul. Dworcowa 12

## WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE OTRZYMAŁY KONCESJE NA WNIOSEK (stan na 11.08.2003 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Rodzaj działalności
1	SOLAR-GAZ Sp. z o.o.	00-712 Warszawa, ul. Bluszczańska 74/28	Opc
2	Elektrownie Szczytowo-Pompowe SA	00-876 Warszawa, ul. Ogrodowa 59a	Oee
3	„EN. EAST” Sp. z o.o.	00-950 Warszawa, ul. Nowogrodzka 21	Opc
4	A.C. Haase Oil Chemical Polska Sp. z o.o.	01-038 Warszawa, ul. Dzika 20	Opc
5	Miejskie Przedsiębiorstwo Taksówkowe Sp. z o.o.	02-366 Warszawa, ul. Bitwy Warszawskiej 1920 r. nr 11	Opc
6	Stanisław Kobaka – Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Uslugowe Hurtownia „Kobaka”	02-392 Warszawa, ul. Maszynowa 122/9	Opc
7	Energopep Sp. z o.o., EC Jeziorna Spółka Komandytowa	02-952 Warszawa, ul. Wiertnicza 169	Wcc, Pcc, Wee
8	„PART – TRADE” Sp. z o.o.	03-216 Warszawa, ul. Modlińska 4	Opc
9	Adam Kopeć – KADEX	05-080 Izabelin, Laski, ul. Południowa 13a	Opc
10	BRB SEJF Sp. z o.o.	05-092 Łomianki, ul. Gościńcowa 142	Opc
11	MARKUS-JASO Sp. z o.o.	05-261 Marki, ul. Majora Billa 1	Opc
12	„G&G” Sp. z o.o.	05-610 Goszczyn, Broniszew 74	Opc
13	ALADYN Sp. z o.o.	06-100 Pułtusk, ul. Warszawska 27	Wpc
14	Artur Olszewski – PHU „OLMEX”	06-500 Mława, ul. Dworcowa 12/11	Opc
15	TOMAR T. Rychliński i M. Gajos Spółka Jawna	09-402 Płock, ul. Norbertańska 9	Opc
16	Polski Koncern Naftowy „ORLEN” SA	09-411 Płock, ul. Chemików 7	Ogz
17	Michał Pawłowicz – Stacja Benzynowa PAMI Michał Pawłowicz	11-200 Bartoszyce, Połęczce 46	Opc
18	Komunalne Przedsiębiorstwo Komunikacji Miejskiej Sp. z o.o.	15-399 Białystok, ul. Składowa 11	Opc
19	EKO-INVEST JOINT VENTURES Sp. z o.o.	15-419 Białystok, ul. Św. Mikołaja 1	Opc
20	Spółdzielnia Mleczarska „MLEKPOL”	19-203 Grajewo, ul. Elewatorska 13	Opc
21	RUDPOL Sp. z o.o.	21-302 Kąkolewnica, Rudnik 34	Opc
22	PetroDom Sp. z o.o.	21-500 Biała Podlaska, ul. Sidorska 59G	Opc
23	OKTAN Sp. z o.o.	21-500 Biała Podlaska, ul. Warszawska 128	Mpc
24	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o.	22-500 Hrubieszów, ul. Krucza 20	Wcc, Pcc
25	Robert Kaleta – Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Uslugowo-Handlowe „KARO”	28-160 Wiślica, Brzezcie 17	Opc
26	Leokadia Struska, Bogdan Struski – PUPH „LUMAR”	28-366 Małogoszcz, ul. Warszawska 104	Opc
27	Wiesław Żyznowski – BAZA	32-020 Wieliczka, Siercza 1	Opc

28	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „Larkis” Sp. z o.o.	32-410 Dobczyce, ul. Szkolna 20b	Wcc
29	Zbigniew Ptak – „MBA Z. PTAK”	32-540 Trzebinia, ul. Górna 28	Opc
30	„Chemoil” Sp. z o.o.	32-625 Przecieszyn, ul. Nosala 14	Opc
31	MAZBIT Sp. z o.o.	32-800 Brzesko, ul. Solskiego 14a	Opc
32	Tadeusz Żur, Piotr Żur – TAPI SC	34-240 Jordanów, ul. Gen. Maczka 98	Opc
33	Stacja Paliw JERZY Sp. z o.o.	34-480 Jabłonka-Kozubek	Opc
34	Przedsiębiorstwo Handlowe TERWIL Sp. z o.o.	36-060 Głogów Małopolski, ul. Wygoda 2	Opc
35	RESTAR Sp. z o.o.	36-062 Zaczernie 791	Opc
36	„JASCHEM” Rafineria Jasło Sp. z o.o.	38-200 Jasło, ul. 3 Maja 101	Wpc, Mpc, Opc
37	IWOPOL Sp. z o.o.	38-440 Iwonicz, ul. Floriańska 52a	Wpc, Mpc
38	Zakład Budowlano-Drogowy BIESZCZADY Sp. z o.o.	38-700 Ustrzyki Dolne, ul. 29 Listopada 35	Opc
39	Kompania Węglowa SA	40-039 Katowice, ul. Powstańców 30	Wcc, Pcc, Occ, Wee
40	Tadeusz Zawada – Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe ZETA	40-153 Katowice, Al. Korfańskiego 179B	Opc
41	TRANS-NAFT Sp. z o.o.	40-219 Katowice, ul. Kujawska 6B/52	Opc
42	Huta „Ferrum” SA	40-241 Katowice, ul. Hutnicza 3	Ppg, Opg
43	„Godlewscy i Kubasik” Stacja Paliw Spółka Jawna	41-216 Sosnowiec, ul. Lenartowicza	Opc
44	Marek Zrobek – Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „ZET” Marek Zrobek	41-253 Czeladź, ul. Rzemieślnicza 1	Opc
45	PETRO CARBO CHEM ENERGY SA	41-500 Chorzów, ul. Katowicka 72	Opc
46	Elektrownia Chorzów SA	41-503 Chorzów, ul. M. Skłodowskiej-Curie 3	Oee
47	AUTOMOBIL Sp. z o.o.	41-506 Chorzów, ul. Stalowa 16	Opc
48	„Z. CH. HAJDUKI” SA	41-506 Chorzów, ul. Stalowa 17	Wpc, Mpc, Opc
49	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe „POLONIA PROMOTION” Sp. z o.o.	41-811 Zabrze, ul. Szymały 11	Opc
50	Langier.PL Sp. z o.o.	42-262 Poczesna, ul. Kopalniana 17	Opc
51	Wielozakładowe Przedsiębiorstwo Robót Inżynierskich i Remontowych ENERGOPOL-WSK SA	42-350 Koziegłowy, ul. Zielona 1	Opc
52	Krzysztof Grunt	42-500 Będzin, ul. Fornalskiej 8	Opc
53	„Nadwiślański Węgiel” SA	43-100 Tychy, ul. Bałuckiego 4	Opc
54	Agnieszka Bulka – Przedsiębiorstwo Handlowe „AGBU”	43-300 Bielsko-Biała, ul. Karpacka 22	Opc
55	SZYMCZYK Sp. z o.o.	44-100 Gliwice, ul. Podlesie 78b	Opc
56	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „OLTRANS” Andrzej Sowulewski, Janusz Śnieciński Spółka Jawna	44-190 Knurów, ul. Przemysłowa 18	Opc
57	Henryk Kolski – E-KOL Przedsiębiorstwo Innowacyjno-Wdrożeniowe Zaopatrzenia Przemysłu	44-300 Wodzisław Śląski, ul. Księżnej Konstancji 4	Mpc
58	Wojciech Słycań – Firma Handlowa „WOBUT”	46-045 Turawa, ul. Opolska 22	Opc
59	Zofia Zgrzedeł	47-400 Racibórz, ul. Bogumińska 15a/1	Opc
60	Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	50-507 Wrocław, ul. Ziębicka 44	Opc
61	Mieczysław Kret – „MGLA” Kret Mieczysław	57-312 Jaskowa Dolna 1a	Opc
62	POLMO GNIEZNO Sp. z o.o.	62-200 Gniezno, ul. Roosevelta 120	Opc
63	Dorota Zygmunt – Biuro Handlowe TOPAZ	64-050 Wielichowo, ul. Młyńska 9/10	Opc
64	Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „PETROPOL” Utrata, Cholewa, Utrata Spółka Jawna	64-200 Wolsztyn, Nialek Wielki 137	Opc
65	Krystyna Karłowska, Andrzej Leonard Karłowski, Sławomir Karłowski, Andrzej Rafał Karłowski „AKSAN” SC	64-330 Opalenica, ul. Młyńska 31	Opc
66	Paweł Smoleń – „PETRO-TANK” Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe	64-400 Międzychód, ul. Piłsudskiego 1d/1	Opc
67	Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe OKTANEX Kabaciński Spółka Jawna	64-500 Szamotuły, ul. Chrobrego 15	Opc

68	Stacja Paliw TAKRYS T. Kaczor, A. Dega, P. Kaczor Spółka Jawna	64-600 Oborniki, ul. Łukowska 11	Opc
69	Andrzej Woźniak – Biuro Zbytu Paliw	64-600 Oborniki, ul. Staszica 24	Opc
70	Krzysztof Kwiatkowski	68-120 Iłowa, ul. Traugutta 34	Opc
71	QATRO Sp. z o.o.	70-644 Szczecin, ul. Celna 1	Opc
72	AMBER Sp. z o.o.	71-042 Szczecin, ul. Spiska 24	Opc
73	Grzegorz Pastor, Paweł Górny, Tomasz Iljutczyk – TRANSTOM SC	72-006 Mierzyn, ul. Welecka 38	Mpc, Opc
74	Gmina Golczewo – Zakład Usług Publicznych	73-410 Golczewo, ul. Zwycięstwa 25	Wcc, Pcc
75	Zakład Usług Komunalnych i Oświatowych	76-020 Bobolice, ul. Reymonta 3	Wcc, Pcc
76	ART-OIL Sp. z o.o.	80-041 Gdańsk, ul. Rumla 15C lok. 5	Opc
77	Portowy Zakład Transportu „TRANS-PORT” Sp. z o.o.	81-336 Gdynia, Al. Solidarności 2	Opc
78	Mieczysław Tarka – FHU „PETROL-OIL-TRANS” Mieczysław Tarka	81-448 Gdynia, ul. Skośna 1	Opc
79	BIO-ENERGIA Sp. z o.o.	82-340 Tolkmicko, ul. Sportowa 1	Wcc, Pcc
80	ENERGA Zakład Elektrowni Wodnych Sp. z o.o.	83-010 Straszyn, ul. Hoffmana 5	Wee
81	LUNA Sp. z o.o.	86-005 Białe Błota, ul. Betonowa 1	Opc
82	Benedykt Litkowski – Przedsiębiorstwo Handlowe BEKRYKS Benedykt Litkowski	87-148 Łysomice, ul. Porzeczkowa 12	Opc
83	Henryka Bazela – Przedsiębiorstwo Handlowo- Usługowe „HENMAR”	87-820 Kowal, ul. Piłsudskiego 34	Opc
84	W.H.A.L.E. Sp. z o.o.	91-463 Łódź, ul. Łagiewnicka 54/56 m. 109	Opc
85	ROTEX Sp. z o.o.	93-358 Łódź, ul. Tuszyńska 60/64	Opc
86	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe LUKSUS Spółka Jawna Hubert Zuchora, Rafał Kalinowski	95-015 Głowno, ul. Targowa 3	Opc
87	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „WTÓRMEX” Spółka Jawna Elżbieta i Marek Rochowscy	97-500 Radomsko, ul. Św. Rozalii 11	Opc
88	Andrzej Doliński – Stacja Paliw Andrzej Doliński	98-100 Łask, Orchów 185	Opc
89	Arkadiusz Kosior – Dystrybucja Gazu „Zuz-gaz”	98-330 Pajęczno, ul. Kościuszki 8	Opc
90	Stacja Benzynowa „PAMI” A. Pawłowicz Spółka Jawna	11-200 Bartoszyce, Połęcz 55	Opc

## Legenda:

- Wcc – wytwarzanie ciepła
- Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła
- Wee – wytwarzanie energii elektrycznej
- Oee – obrót energią elektryczną
- Wpc – wytwarzanie paliw ciekłych
- Mpc – magazynowanie paliw ciekłych
- Opc – obrót paliwami ciekłymi
- Ppg – przesyłanie i dystrybucja paliw gazowych
- Opg – obrót paliwami gazowymi
- Ogz – obrót gazem ziemnym z zagranicą



## WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE ZŁOŻYŁY WNIOSKI KONCESYJNE

(stan na 11.08.2003 r.)

**Wnioski koncesyjne**

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres
1	Spółdzielnia Mieszkaniowa „Dolinki”	66-400 Gorzów Wlkp., ul. Okólna 25
2	Spółka Kapitałowa „ROMAR-EKO” Sp. z o.o.	75-500 Międzyzdroje, ul. Nowomyśliwska 85
3	Cukrownia Kruszwica SA	88-150 Kruszwice, ul. Niepodległości 38/40
4	MAKRAN Sp. z o.o.	61-806 Poznań, ul. Św. Marcina 45
5	KOMFORT OFFICE Sp. z o.o.	81-350 Gdynia, Plac Kaszubski 15B/35
6	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o.	39-460 Nowa Dęba, ul. Leśna 1
7	Jaso Sp. z o.o.	05-530 Góra Kalwaria, ul. Rybie 4
8	AMS-BIS Sp. z o.o.	76-200 Słupsk, ul. Przemysłowa 35
9	„FLOORS” Sp. z o.o.	89-632 Brusy, ul. 2-go Lutego 10
10	PPU VOLTEX Jerzy Walosik	30-150 Kraków, ul. Armii Krajowej 2/24
11	SUPERIOR Sp. z o.o.	40-203 Katowice, Al. Roździeńskiego 188a
12	PW „SIGAL”	33-100 Tarnów, ul. Brodzińskiego 18/8
13	Felix-Oil Wolański Feliks	50-427 Wrocław, ul. Krakowska 86
14	Pomorski Cukier SA	62-081 Przeźmierowo, ul. Wysogotowska 23
15	EURO-PLUS Sp. z o.o.	38-200 Jasło, ul. Towarowa 29
16	„EKO-INTER” Sp. z o.o.	41-100 Siemianowice Śląskie, ul. Kapicy 3
17	FUH Baron Jarosław	48-300 Nysa, ul. Piłsudskiego 40
18	HADEX-GAZ	60-451 Poznań, ul. Dąbrowskiego 538
19	GF ENERGIA Sp. z o.o.	70-767 Szczecin, ul. Hangarowa 30/32
20	TOREX Sp. z o.o.	44-164 Gliwice, ul. Kozielska 490
21	„SUPPORT” Sp. z o.o.	41-503 Chorzów, ul. Kościuszki 63
22	Spółdzielnia Mieszkaniowa przy Elektrowni Rybnik	44-207 Rybnik, ul. Mglista
23	WIMTEC Sp. z o.o.	00-871 Warszawa, ul. Żelazna 67/62
24	WALRAD Sp. z o.o.	50-424 Wrocław, ul. Krakowska 37/45
25	TRANS-OIL Tomasz Ciempka	32-359 Poręba Górna 62
26	Iwona Czajkowska Firma Handlowo-Uslugowa	26-600 Radom, ul. Sucha 2/2
27	Janusz Jezior PHU „KARPA”	30-085 Kraków, ul. Czyżewskiego 1
28	CHEVRON-JANSEN Sp. z o.o.	31-463 Kraków, ul. Lotnicza 9
29	Urszula Kobiela PPHU „ULEX”	43-430 Skoczów, ul. Wiosenna 7
30	Kamil Artur Siwik PHU	11-700 Mrągowo, ul. Młodkowskiego 40A
31	Stacja Auto-Gaz MARS SC Loranty, Woźniak	43-100 Tychy, ul. Roweckiego 21
32	MAKRAN Sp. z o.o.	61-806 Poznań, ul. Św. Marcin 45
33	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „EDMAR”	81-047 Gdynia, ul. Gniewska 21B
34	Przedsiębiorstwo Handlowe „PETRO-TEAM” Jerzy Bąk	43-100 Tychy, ul. Fabryczna 2
35	Firma Mo-BRUK	33-322 Nowy Sącz, ul. Korzenna 214
36	Firma Mar-Trans Włodzimierz Marcinkowski	64-010 Krzywiń, ul. Łuszkowo 84
37	PHU GRANT Sp. z o.o.	32-600 Oświęcim, ul. Zakładowa 1
38	FORTUNA OIL Sp. z o.o.	02-676 Warszawa, ul. Postępu 13
39	Stacja Paliw „FAR-TANK” Spółka Jawna J. Chromicz, M. Rataj	74-520 Cedynia, ul. B. Chrobrego
40	PUH „IMMER-TANK” Spółka Jawna J. Chromowicz, J. Mamysz	72-001 Kolbaskowo 73
41	Stacja Paliw Irena i Jerzy Wieteska Spółka Jawna	99-413 Chaśno, Goleńsko 72A
42	Zakład Wielobranżowy Leon Tiałka	32-500 Chrzanów, ul. Szpitalna 7
43	Paweł Szymański	54-144 Wrocław, ul. Pilczycka 121/10
44	Miejski Zakład Komunikacji Sp. z o.o.	86-300 Grudziądz, ul. Dworcowa 47
45	„OLDFIELD” Dariusz Kisiel	82-220 Stare Pola, ul. Kławkki 14
46	PPH HORTUS PLON Rafał Socha	27-600 Sandomierz, ul. Przemysłowa 2

47	Miejski Zakład Komunikacji Sp. z o.o.	97-300 Piotrków Trybunalski, ul. Krakowskie Przedmieście 73
48	ORION Sp. z o.o.	42-200 Częstochowa, ul. Katedralna 8
49	Firma Handlowa B.W.J. Ireneusz Bartoszak	65-001 Zielona Góra, ul. Sucharskiego 9/17
50	„Danpol” Jarosław Pękala	23-400 Biłgoraj, ul. Nadstawna 58/23
51	KENRO Sp. z o.o.	24-100 Puławy, ul. Kilińskiego 30
52	AG-CEL PLUS Sp. z o.o.	60-118 Poznań, ul. Krzywa 9
53	IW-GAZ SC Hurtownia Detaliczna i Sprzedaż Gazu Danuta Wendolowska, Iwona Kurek	05-140 Serock, ul. Wierzbica 63
54	FHU „TERS” Teresa Szmidt	81-212 Gdynia, ul. Hutnicza 1
55	Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowo-Budowlane „MALDROBUD” Wiesława, Edward Malinowicz	74-300 Myślibórz, ul. Królewiecka 43
56	Spółka Jawna Dall K. K. Rudyńscy	74-200 Pyrzyce, ul. Lipańska 30
57	„POLTRANS-OIL” Sp. z o.o.	40-816 Katowice, ul. Bocheńskiego 101B
58	Nieruchomości Group Sp. z o.o.	58-500 Jelenia Góra, ul. Karola Miarki 42
59	„POLTANK” Sp. z o.o.	74-520 Cedynia, Osinów Dolny 50
60	FHU „TAURUS” SC Sławomir Byczek, Marek Wolny	32-200 Miechów, Plac Kościuszki 7
61	„EUROHYP” Finans AG SA	74-520 Cedynia, Osinów Dolny 50
62	BHU TOMTHIL	85-828 Bydgoszcz, ul. Inwalidów 1
63	Stacja Paliw „PETROLEX” Teresa Wojas, Michał Wojas Spółka Jawna	32-013 Niegowić, Marszowice
64	PHU „DELTA” Stacja Paliw	82-103 Przemysław, Gmina Stegna
65	PPHU VEGA Tomasz Domżoł	43-502 Czechowice-Dziedzice, ul. Mikołaja Reja 1a
66	Przedsiębiorstwo Remontowo-Budowlane MAXBUD	73-110 Stargard Szczeciński, ul. Łabędzia 22
67	PPHiU Dorix Sp. z o.o.	53-332 Wrocław, ul. Powstańców Śląskich 5
68	Przedsiębiorstwo Zaopatrzenia Inwestycji „MOMOT” Sp. z o.o.	61-626 Poznań, ul. Szelągowska 29/5a
69	PPHU SPARK Bogusław Solecki	56-300 Milicz, ul. Krzywa 34
70	AUTO MOBIL CENTRUM Spółka Jawna	75-736 Koszalin, ul. Gnieźnieńska 18
71	Budownictwo i Konstrukcje Sp. z o.o.	00-511 Warszawa, ul. Nowogrodzka 21
72	TERMO-TECHNIKA OLSZTYN Sp. z o.o.	10-424 Olsztyn, ul. Budowlana 5
73	PHU PETROLAND Skrzypczak-Dąbrowski Spółka Jawna	64-400 Międzychód, ul. Wigury 2b
74	Brzeskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	49-300 Brzeg, ul. prof. Stefana Myczkowskiego 3
75	Energia Praszka Sp. z o.o.	46-320 Praszka, Plac Grunwaldzki 13
76	Firma Handlowo-Usługowa Import-Eksport Bogusław i Jacek Dominas	58-100 Świdnica, ul. Wrocławska 112
77	PPHU „JUNIOR” Wojciech Juzwizyn	46-100 Namysłów, ul. Piłsudskiego 23
78	„K.H. ADPOL” Jan Adam Kwiatkowski	07-200 Wyszaków, ul. Pułtуска 151/14
79	„ORIENT” Krzysztof Markowski, Jan Kwiatkowski, Cezary Cybulski Spółka Jawna	09-407 Plock, ul. Otolińska 21
80	Stacja Paliw PAKS Agnieszka Szczapa, Paweł Tymiński	07-300 Ostrów Mazowiecka, ul. Duboisa 35
81	Miejski Zakład Komunikacji Sp. z o.o.	76-200 Słupsk, ul. Szczecińska 41A
82	PUH „GRER” Sp. z o.o.	44-100 Gliwice, ul. Wybrzeże Armii Krajowej 18
83	„EPSILON” Sp. z o.o.	40-153 Katowice, Al. Korfantego 191
84	GRAN-GLOB Sp. z o.o.	00-195 Warszawa, ul. Stomińskiego 17/3
85	„BETA-PRIM” Albert Chillimoniuk Spółka Jawna	22-100 Chełm, ul. Zawadówka 35
86	„ONYX” Anna Klotz, Artur Klotz	70-812 Szczecin, ul. Pomorska 115B
87	INVEST-MOTO Sp. z o.o.	00-842 Warszawa, ul. Łucka 11
88	MAR-TOM Sp. z o.o.	55-080 Kąty Wrocławskie, ul. Rynek 6
89	PPHU „MENPOL” Andrzej Mencil	69-200 Sulęcín, ul. Lipowa 40
90	Petro-Land Sp. z o.o.	63-400 Ostrów Wielkopolski, ul. Poznańska 91

91	Stacja Paliw Płynnych „KANOIL” Bogumiła i Eugeniusz Konieccy	06-400 Ciechanów, ul. M. Kasprzaka 31
92	PRO-CAR Zbigniew Doniec	32-010 Kocmyrzów, ul. Goszcza 38
93	PPHU „PROMONT” M. Lisowski Stacja Paliw Zawada	42-260 Kamienica Polska, ul. Botaniczna 5
94	PPH PAULA Sp. z o.o.	61-695 Poznań, ul. Lechicka 5
95	KEA System PPHU Albert Korman	08-311 Sokolów Podlaski, ul. Akacyjowa 11
96	SC Osiński Krzysztof, Osińska Bożena, Osińska Aneta	56-100 Wołów, ul. Żeromskiego 17
97	Agpol Sp. z o.o.	41-500 Chorzów, ul. Janasa 13
98	ECO ENERGY Sp. z o.o.	35-959 Rzeszów, ul. Piłsudskiego 32
99	GET Sp. z o.o.	54-610 Wrocław, ul. Knota 16
100	Stacja Paliw SZEJK A. Sygnówka, G. Gwardecki Spółka Jawna	73-110 Stargard Szczeciński, Strachocin 48
101	Vision Sp. z o.o.	61-625 Poznań, ul. Słomiana 6
102	Cieszyńska Spółdzielnia Transportu Wiejskiego	43-400 Cieszyn, ul. Harcerska 11
103	EURO-TANK Sp. z o.o.	53-332 Wrocław, ul. Powstańców Śląskich 5
104	Młodzieżowa Spółdzielnia Mieszkaniowa „Szkuner I” we Władysławowie	84-120 Władysławowo, ul. 1000-lecia Państwa Polskiego 48
105	Elektrociepłownie „Toruń” SA	87-100 Toruń, ul. Ceramiczna 6

**WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM ZMIENIONO WARUNKI KONCESJI**  
(stan na 11.08.2003 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Numer decyzji	Zakres zmiany
1	GOREX Sp. z o.o.	11-220 Górowo Iławeckie, ul. Armii Czerwonej 7	5.05.2003	WCC/935A/1464/W/OGD/2003/JG	ZPIZPD*
2	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	16-100 Sokółka, ul. Kollątaja 55	8.05.2003	WCC/874A/267/W/OLB/2003/MSZ	ZPIZPD
3	MPEC Sp. z o.o.	32-800 Brzesko, ul. Przemysłowa 8	10.05.2003	WCC/169C/224/W/OKR/2003/W5	zmiana zakresu prowadzonej działalności
4	Cukrownia „Wróblin” SA	49-340 Lewin Brzeski, ul. Powstańców Śląskich 30	10.05.2003	WCC/604A/1135/W/OWR/2003/HC PCC/637A/1135/W/OWR/2003/HC	ZPIZPD
5	Elektrociepłownia Tychy SA	43-100 Tychy, ul. Przemysłowa 47	13.05.2003	WCC/3E/97/W/OKA/2003/RK	ZPIZPD
6	Energetyka Ciepła Opolszczyzny SA	45-118 Opole, ul. Harcerska 15	16.05.2003	WCC/374F/73/W/OWR/2003/HC	ZPIZPD
7	Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich KOGENERACJA SA	50-220 Wrocław, ul. Łowicka 24	16.05.2003	PCC/611B/1276/W/OWR/2003/JK	ZPIZPD
8	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Pieńsku Sp. z o.o.	59-930 Pieńsk, ul. Kościuszki 4	16.05.2003	WCC/985A/2799/W/OWR/2003/TT	ZPIZPD
9	PPU Hydronika	75-609 Koszalin, ul. Zwycięstwa 219	16.05.2003	WCC/659E/2696/W/OSZ/2003/RN PCC/693E/2696/W/OSZ/2003/RN	zwiększenie ilości eksploatowanych źródeł i sieci
10	Elektrociepłownia Wybrzeże SA	80-867 Gdańsk, ul. Swojska 9	19.05.2003	WCC/294C/1254/W/OGD/2003/BP	ZPIZPD
11	KAROR Mirosław Szubartowski i Spółka Spółka Jawna	85-871 Bydgoszcz, ul. Smoleńska 154	19.05.2003	WCC/993A/2579/W/OPO/2003/AJ PCC/983A/2579/W/OPO/2003/AJ	zmiana nazwy firmy
12	Przedsiębiorstwo Komunalne w Tucholi Sp. z o.o.	89-500 Tuchola, ul. Świecka 68	19.05.2003	WCC/890/D/256/W/OPO/2003/AJ	ZPIZPD
13	NSK ISKRA SA	25-736 Kielce, ul. Jagiellońska 109	20.05.2003	WCC/556B/1344/W/OLO/2003/TB	ZPIZPD
14	Miasto Biłgoraj – Zakład Energetyki Ciepłej	23-400 Biłgoraj, ul. Długa 96	21.05.2003	WCC/332C/435/W/OLB/2003/MSZ	ZPIZPD
15	MPGK Sp. z o.o.	38-200 Jasło, ul. Piotra Skargi 86a	21.05.2003	WCC/508B/507/W/OKR/2003/W5	zmiana zakresu prowadzonej działalności
16	Spółka Energetyczna „Jastrzębie” SA	44-335 Jastrzębie Zdrój, ul. Rybnicka 6c	22.05.2003	PCC/65C/1258/W/OKA/2003/AM	ZPIZPD

17	Zakład Gospodarki Komunalnej „ZAW-KOM” Sp. z o.o.	47-120 Zawadzkie, ul. Dębowa 13	22.05.2003	WCC/628A/23/W/OWR/2003/TT PCC/657A/23/W/OWR/2003/TT	ZPIZPD
18	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „ATEX” Sp. z o.o.	22-400 Zamość, ul. Hrubieszowska 173	26.05.2003	WCC/851A/878W/OLB/2003/MSZ	ZPIZPD
19	Odlownia Żelwa „Śrem” SA	63-100 Śrem, ul. Staszica 1	26.05.2003	WCC/243A/588W/OPO/2003/AJ	ZPIZPD
20	Miejska Energetyka Ciepła Sp. z o.o.	64-920 Piła, ul. Kaczorska 20	27.05.2003	WCC/121A/282W/OPO/2003/AJ PCC/127B/282W/OPO/2003/AJ	ZPIZPD
21	Komunalne Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	85-315 Bydgoszcz, ul. Ks. Józefa Schulza 5	29.05.2003	WCC/119D/250W/OPO/2003/AJ	ZPIZPD
22	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	41-902 Bytom, ul. Wrocławska 122	30.05.2003	WCC/379D/201/W/OKA/2003/PS	ZPIZPD
23	Elektrociepłownia Marcel SA	44-310 Radlin	30.05.2003	WCC/662A/78W/OKA/2003/RZ WEE/67A/78W/OKA/2003/RZ	ZPIZPD
24	Przedsiębiorstwo Ciepłownicze Sp. z o.o.	13-200 Działdowo, ul. Marii Zientary Malewskiej 1b	3.06.2003	PCC/40A/406W/OGD/2003/KK	ZPIZPD
25	MPEC Sp. z o.o.	33-100 Tarnów, ul. Sienna 4	3.06.2003	WCC/17D/188W/OKR/2003/WS	zmiana zakresu prowadzonej działalności
26	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	43-100 Tychy, ul. Kubicy 6	3.06.2003	WCC/10C/155W/OKA/2003/RK	ZPIZPD
27	Przedsiębiorstwo Energetyczne MEGAWAT Sp. z o.o.	44-240 Czerwonka Leszczyny, ul. Młyńska 21a	3.06.2003	WCC/485E/287W/OKA/2003/PP WEE/77D/287W/OKA/2003/PP	ZPIZPD
28	Komunalna Energetyka Ciepła KOMEK Sp. z o.o.	11-400 Kętrzyn, ul. Górną 8	4.06.2003	WCC/73D/368W/OGD/2003/JG PCC/80C/368W/OGD/2003/JG	ZPIZPD
29	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	19-203 Grajewo, ul. Targowa 2	4.06.2003	WCC/122A/294W/OLB/2003/MSZ	ZPIZPD
30	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „STO JEZIOR” K. i Z. Grygiel Spółka Jawna	21-003 Ciecierzyn, Elizówka 65	4.06.2003	OPC/1870A/2634W/2/2003/BP	zmiana adresu firmy
31	ENERGO-INWEST SA	41-706 Ruda Śląska, ul. Halembaska 98	4.06.2003	PEE/259A/1732W/1/2003/MS	zmiana zakresu prowadzonej działalności
32	PW „PETRO-PIL” Sp. z o.o.	64-920 Piła, ul. Dąbrowskiego 8	4.06.2003	OPC/2710A/4379W/2/2003/AJP	zmiana zakresu prowadzonej działalności
33	EKO WARK Sp. z o.o.	70-846 Szczecin, ul. Kniewska 4	4.06.2003	WCC/903B/8025/OSZ/W/2003/CK	zmniejszenie ilości eksploatowanych źródeł
34	ELEKTROCIĘPŁOWNIA FLT Sp. z o.o.	23-210 Kraśnik, ul. Fabryczna 6	5.06.2003	WCC/999A/3134W/OLB/2003/MSZ	ZPIZPD

# Zmiany w warunkach koncesji

## KONCESJE

35	ARTEMIDA Sp. z o.o.	81-363 Gdynia, ul. Starowiejska 41-43, lok. 26	5.06.2003	OPC/2449A/3874W/2/2003/MJ	zmiana nazwy firmy
36	Michał Borkowy – Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe BORIM	43-220 Bojszowy, ul. Gaikowa 41a	6.06.2003	OPC/2634A/3881W/2/2003/BP	rozszerzenie zakresu prowadzonej działalności
37	FENICE POLAND Sp. z o.o.	43-300 Bielsko-Biała, ul. Komorowicka 79a	6.06.2003	PPG/7C/9257W/2/2003/AS	rozszerzenie zakresu prowadzonej działalności
38	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	66-300 Międzyrzecz, ul. Zakaszewskiego 2	13.06.2003	WCC/782C/9297W/OKA/2003/RK PCC/817D/9297W/OKA/2003/RK	ZPIZPD
39	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	12-230 Biata Piska, ul. Targowa 1	6.06.2003	WCC/145E/334W/OSZ/2003/EZ PCC/156E/334W/OSZ/2003/EZ	zmniejszenie ilości eksploatowanych źródeł
40	Zakłady Chemiczne ZACHEM SA	85-825 Bydgoszcz, ul. Wojska Polskiego 65	10.06.2003	WCC/525A/556W/OGD/2003/DJ PCC/889A/556W/OGD/2003/DJ	ZPIZPD
41	Zespół Elektrociepłowni w Łodzi SA	90-975 Łódź, ul. Andrzejewskiej 5	10.06.2003	PCC/182B/766W/OPO/2003/AJ OCC/59B/766W/OPO/2003/AJ	zmiana formy prawnej firmy
42	Entrade Poland Sp. z o.o.	00-609 Warszawa, Al. Armii Ludowej 26	10.06.2003	WCC/321C/1268W/OŁO/2003/TB PCC/332C/1268W/OŁO/2003/TB	ZPIZPD
43	HOREX A. i E. Horoszkiewicz Spółka Jawna	66-620 Gubin, ul. Wyspiańskiego 8	25.06.2003	WEE/20D/1268W/OŁO/2003/TB	zmiana siedziby firmy
44	Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowe SKWIERCZ-INSTAL	84-123 Polchowo, ul. Św. Agaty 32A	11.06.2003	OEE/337A/4195W/1/2003/MS	zmiana siedziby firmy
45	Katowicka Spółdzielnia Mieszkaniowa	40-168 Katowice, ul. Klonowa 36c	11.06.2003	MPC/38B/482W/2/2003/MJ OPC/538B/482W/2/2003/MJ	zmiana siedziby firmy
46	Miasto i Gmina Warka	05-660 Warka, ul. Farna 2	11.06.2003	WCC/1003A/3015W/OGD/2003/KK	ZPIZPD
47	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	22-400 Zamość, ul. Peowiaków 5	12.06.2003	PCC/884B/9831W/OKA/2003/PS	ZPIZPD
48	PETROCARGO / OW BUNKER Sp. z o.o.	70-631 Szczecin, ul. Heyki 2	13.06.2003	WCC/702C/607W/OWA/2003/IR WCC/15B/150W/OLB/2003/JD PCC/14B/150W/OLB/2003/JD	ZPIZPD
49	KLASZ Sp. z o.o.	97-512 Kodrąb, ul. Armii Ludowej 44	13.06.2003	OPC/2085A/3483W/2/2003/MJ	zmiana nazwy i adresu firmy
50	Jan Bartelak – Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe JANI-GAZ	42-200 Częstochowa, ul. Cedrowa 7 m. 2	13.06.2003	OPC/2579A/4182W/2/2003/MJ	zmiana siedziby firmy
			16.06.2003	OPC/1987A/2984W/2/2003/BP	zmiana siedziby firmy

51	CETAN Sp. z o.o.	70-812 Szczecin, ul. Pomorska 115 B	16.06.2003	OPC/2012A/1645W/2/2003/BP	zmiana siedziby firmy
52	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	78-200 Białogard, ul. Słowińska 1	16.06.2003	WCC/234G/417W/OSZ/2003/AB	zmniejszenie liczby eksploatowanych źródeł
53	Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe SEGA Sp. z o.o.	80-297 Banino, ul. Dębowa 18	16.06.2003	OPC/973A/725W/2/2003/BP	zmiana siedziby firmy
54	PKP CARGO	02-021 Warszawa, ul. Grójecka 17	18.06.2003	WCC/1075A/4268W/OWA/2003/RW	ZPIZPD
55	Wojkowicki Zakład Energetyczny WOJZEC Sp. z o.o. w upadłości	42-580 Wojkowiec, ul. Morcinka 38	18.06.2003	WCC/689B/34W/OKA/2003/JL	ZPIZPD
56	„M.A.M.-GAZ” A. Matuszczak, M. Karwowski, M. Gajdziński Spółka Jawna	95-200 Pabianice, ul. Partyzancka 133/151 m. 104	18.06.2003	OPC/2347A/3812W/2/2003/AJP	zmiana formy prawnej firmy
57	ATEL POLSKA Sp. z o.o.	00-609 Warszawa, Al. Armii Ludowej 26	26.06.2003	OEE/315A/3775W/1/2003/MS	zmiana siedziby firmy
58	Przemyska Gospodarka Komunalna – SITA Sp. z o.o.	37-700 Przemyśl, ul. Słowackiego 104	26.06.2003	OPC/1671A/2352W/2/2003/AJP	zmiana nazwy firmy
59	Południowy Koncern Energetyczny SA	40-389 Katowice, ul. Lwowska 23	26.06.2003	WCC/958D/1883W/OKA/2003/MG WEE/100D/1883W/OKA/2003/MG	ZPIZPD
60	PKN ORLEN SA	09-411 Płock, ul. Chemików 7	27.06.2003	PCC/576C/554W/OWA/2003/AS	rozszerzenie koncesji o dwie dodatkowe sieci ciepłownicze
61	PW Honell-Service Sp. z o.o.	30-706 Kraków, ul. Klimeckiego 1	27.06.2003	WCC/956C/8W/OKR/2003/WS PCC/960B/8W/OKR/2003/WS	zmiana zakresu prowadzonej działalności
62	ZGK Kozienice	26-900 Kozienice, ul. Przemysłowa 15	28.06.2003	PCC/261C/561W/OWA/2003/AS	wydłużenie terminu realizacji warunku koncesyjnego
63	SIM SA	65-431 Zielona Góra, ul. Sienkiewicza 31a	28.06.2003	WCC/847F/1033W/OSZ/2003/JC	zmniejszenie liczby eksploatowanych źródeł
64	Powiat Bielsk Podlaski	17-100 Bielsk Podlaski, ul. Mickiewicza 46	30.06.2003	WCC/1048A/3754W/OLB/2003/MSZ PCC/1031A/3754W/OLB/2003/MSZ	zmiana nazwy i adresu – likwidacja powiatowej jednostki organizacyjnej
65	Wojewódzki Szpital Neuropsychiatryczny im. dr. E. Cyrana	42-700 Lubliniec, ul. Grunwaldzka 48	30.06.2003	PCC/226A/1554W/OKA/2003/AK	ZPIZPD

66	SFW Energia Sp. z o.o.	44-100 Gilwice, ul. Św. Urbana 17	30.06.2003	PCC/934D/1528/W/OKA/2003/RZ	ZPIZPD
67	Marek Myśliwiec - „M-PLUS” Doradztwo Handlowe	44-240 Żory, ul. Biesiadna 4	30.06.2003	OPC/192B/9174/W/2/2003/AS	ZPIZPD
68	GRUPA LOTOS SA	80-718 Gdańsk, ul. Elbląska 135	30.06.2003	WCC/16A/612/W/OGD/2003/AR PCC/15B/612/W/OGD/2003/AR WEE/69A/612/W/1/2003/MS PEE/238A/612/W/1/2003/MS OEE/298A/612/W/1/2003/MS WPC/2A/612/W/2/2003/MJ OPC/14B/3408/W/2/2003/MJ	zmiana nazwy firmy
69	MAGPOL B. Kulakowski i Wspólnicy Spółka Jawna	97-216 Czerniewice, Lechów 27A	30.06.2003	OPC/1786A/1837/W/2/2003/BP	zmiana nazwy firmy
70	„BAK” M. Arcab i Wspólnicy Spółka Jawna	97-216 Olszowiec 58A, gm. Lubochnia	30.06.2003	OPC/1812A/1989/W/2/2003/MJ	zmiana nazwy firmy
71	GAZ Technologia i Energia Sp. z o.o.	70-340 Szczecin, ul. Bohaterów Warszawy 34/35	2.07.2003	WCC/831B/28/W/OSZ/2003/JC	zmiana przedmiotu prowadzonej działalności, nazwy i siedziby firmy
72	Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	01-224 Warszawa, ul. Kasprzaka 25	3.07.2003	PPG/61B/2823/W/2/2003/AS OPG/61A/2823/W/2/2003/AS	ZPIZPD
73	„Petro-Forin Technologie” Sp. z o.o.	31-408 Kraków, ul. Sadowa 3	3.07.2003	OPC/2323A/3792/W/2/2003/AJP	zmiana siedziby firmy
74	RAIFFPOL Sp. z o.o.	76-200 Słupsk, Globino 50f	3.07.2003	OPC/1106B/1020/W/2/2003/MJ	zmiana siedziby firmy
75	„ELEKTROBUDOWA” SA	40-246 Katowice, ul. Porcelanowa 12	4.07.2003	PCC/923A/1115/W/OKA/2003/HM	ZPIZPD
76	BENZOL-GAZ Spółka Jawna Agnieszka Mierzejewska, Eugeniusz Kurpiewski	07-411 Rzekuń, Ławy, ul. Składowa 9	7.07.2003	OPC/281A/9241/W/2/2003/AJP	zmiana formy prawnej firmy
77	GALON Sp. z o.o.	14-100 Ostroda, ul. Hurtowa 11	7.07.2003	OPC/26B/2954/W/2/2003/AJP	zmiana formy prawnej firmy
78	ZETKA Jan Trzcński, Antoni Zegar Spółka Jawna	35-005 Rzeszów, ul. Jabłonskiego 7	7.07.2003	OPC/749A/9684/W/2/2003/AJP	zmiana formy prawnej i nazwy firmy
79	FURNEL SA	17-200 Hajnówka, ul. 3 Maja 51	8.07.2003	WCC/727B/411/W/OLB/2003/MSZ	ZPIZPD
80	SINUS Sp. z o.o.	01-258 Warszawa, ul. Wojska 225/2	9.07.2003	OPC/907A/3439/W/2/2003/MJ	rozszerzenie zakresu prowadzonej działalności
81	Zakład Energetyczno-Mechaniczny ENERGETYK Sp. z o.o.	99-320 Żychlin, ul. Narutowicza 72	9.07.2003	WCC/933D/1684/W/OŁO/2003/TB PCC/945A/1684/W/OŁO/2003/TB	ZPIZPD



82	Zespół Elektrowni Ostrołęka SA	07-401 Ostrołęka, ul. Elektryczna 5	10.07.2003	WCC/477A/1247/W/OWA/2003/IR WEE/32A/1247/W/OWA/2003/IR	ZPiZPD
83	EUROIL Spółka Jawna Marek Meller, Eugeniusz Maniak, Konrad Walendowski	63-300 Pleszew, ul. Komunalnych 1	10.07.2003	OPC/98B/2971/W/2/2003/AJP	zmiana formy prawnej firmy
84	Dolnośląskie Zakłady Usługowo-Produkcyjne Sp. z o.o.	53-609 Wrocław, ul. Fabryczna 10 i 13	11.07.2003	WCC/226B/459/W/OWR/2003/HC PCC/239B/459/W/OWR/2003/HC	ZPiZPD
85	TEDEX-OIL Sp. z o.o.	05-500 Piaseczno, ul. Gen. Okulickiego 4	15.07.2003	OPC/87B/3632/U/2/2003/AJP	konieczność dostosowania zapisów koncesyj- nych do brzmienia ustawy – Prawo energetyczne
86	ORLEN Morena Sp. z o.o.	80-298 Gdańsk, ul. Budowlanych 27	17.07.2003	MPC/124A/3315/W/2/2003/AJP OPC/1962A/3315/W/2/2003/AJP	zmiana siedziby firmy
87	Elektrociepłownia Szopienice Sp. z o.o.	40-387 Katowice, ul. 11 Listopada 19	17.07.2003	PCC/1005A/3380/W/OKA/2003/RZ	ZPiZPD
88	Energetyka Ciepła Sp. z o.o.	78-230 Karlino, ul. T. Pełki 6	18.07.2003	WCC/951A/2194/W/OSZ/2003/BS	zmiana zakresu prowadzonej działalności
89	„Elektrociepłownia Gorlice” Sp. z o.o.	38-320 Gorlice, ul. Chopina 33	21.07.2003	WCC/225A/1342/W/OKR/2003/WS PCC/238A/1342/W/OKR/2003/WS	zmiana zakresu prowadzonej działalności
90	Łęgajny Renewable Energy Generation Sp. z o.o.	00-542 Warszawa, ul. Mokotowska 49	22.07.2003	WCC/974B/1516/W/OWA/2003/RW	zmiana siedziby
91	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej TERMAL SA	59-300 Lublin, ul. Przemysłowa 2	22.07.2003	PCC/451C/208/W/OWR/2003/AL	zmiana terminu wyposażenia węzłów w automatyczną regulację
92	ORLEN PetroCentrum Sp. z o.o.	09-411 Płock, ul. Zglenickiego 44	23.07.2003	OPC/5B/3215/W/2/2003/AS	zmiana nazwy firmy
93	OMEGA-BIS Sp. z o.o.	42-772 Pawonków, Gwoździany, ul. Topolowa 3	23.07.2003	OPC/1843B/3111/W/2/2003/MJ	zmiana formy prawnej firmy
94	Zakłady Azotowe Kędzierzyn SA	47-220 Kędzierzyn Koźle, skr. poczt. 163	23.07.2003	PCC/612A/564/W/OWR/2003/HC	ZPiZPD
95	PKS-İWOPOL Sp. z o.o.	26-110 Skarżysko-Kamienna, ul. Ekonomii 5	25.07.2003	OPC/833B/9559/W/2/2003/MJ	zmiana formy prawnej firmy i REGON-u
96	Zakłady Płyt Piłśniowych SA	37-700 Przemysł, ul. Ofiar Katynia 17	25.07.2003	WCC/213A/1480/W/OKR/2003/WS PCC/224A/1480/W/OKR/2003/WS	zmiana zakresu prowadzonej działalności

97	MPEC Sp. z o.o. Przemyski	37-700 Przemyski, ul. Płowiecka 8	25.07.2003	WCC/30A/277/W/OKR/2003/WS PCC/30A/277/W/OKR/2003/WS	zmiana zakresu prowadzonej działalności
98	Technologie Buczek SA	41-200 Sosnowiec, ul. Nowopogońska 1	28.07.2003	PEE/183A/917/W/1/2003/MS OEE/208A/917/W/1/2003/MS	zmiana nazwy firmy
99	KARBONIA PL Sp. z o.o.	43-417 Kaczyce, ul. Morcinka 17	28.07.2003	PEE/228A/2501/W/1/2003/MS OEE/287A/2501/W/1/2003/MS	zmiana siedziby firmy
100	Hydronika PPU	75-609 Koszalin, ul. Zwycięstwa 219	30.07.2003	WCC/659F/2696/W/OSZ/2003/RN	zmiana zakresu prowadzonej działalności
101	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	65-735 Zielona Góra, ul. Batoiego 126a	30.07.2003	WCC/580D/197/W/OSZ/2003/JC/RN	zmiana zakresu prowadzonej działalności
102	Komunalnik Sp. z o.o.	69-200 Sulęcín, ul. Chrobrego 3	30.07.2003	WCC/377C/627/W/OSZ/2003/AB	zmiana zakresu prowadzonej działalności
103	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej PP	41-303 Dąbrowa Górnicza, ul. Laski 188	31.07.2003	PCC/54H/168/W/OKA/2003/PP OCC/19F/168/W/OKA/2003/PP	ZPIZPD
104	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Wągrowcu Sp. z o.o.	62-100 Wągrowiec, ul. Jeżyka 52	1.08.2003	PCC/283D/422/W/OPO/2003/AJ	ZPIZPD
105	SHELL POLSKA Sp. z o.o.	02-366 Warszawa, ul. Bitwy Warszawskiej 1920 r. nr 7 a	4.08.2003	OPC/2170A/1642/W/2/2003/AS	zmiana nazwy i zakresu prowadzonej działalności

Legenda:

Wcc – wytworzenie ciepła  
 Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła  
 Occ – obrót ciepłem  
 Wee – wytworzenie energii elektrycznej  
 Pee – przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej  
 Oee – obrót energią elektryczną  
 Wpc – wytworzenie paliw ciekłych  
 Mpc – magazynowanie paliw ciekłych  
 Opc – obrót paliwami ciekłymi  
 Ppg – przesyłanie i dystrybucja paliw gazowych  
 Opg – obrót paliwami gazowymi

\*) Zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności

## WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM SPROSTOWANO DECYZJE KONCESYJNE (stan na 11.08.2003 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Zakres sprostowania
1	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Pieńsku Sp. z o.o.	59-930 Pieńsk, ul. Kościuszki 4	3.06.2003	Wcc	sprowadzenie oczywistej pomyłki

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

## WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM COFNIĘTO KONCESJE (stan na 11.08.2003 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Uzasadnienie
1	KAZ-DOLZAMET SA w upadłości	59-225 Chojnów, ul. Fabryczna 1	12.05.2003	Wcc, Pcc	zaprzestanie działalności
2	Stocznia Remontowa „Nauta” SA	81-342 Gdynia, ul. Waszyngtona 1	12.05.2003	Wcc, Pcc	nie podjęto działalności
3	POL-MIEDŹ TRANS Sp. z o.o.	59-301 Lublin, ul. M. Skłodowskiej-Curie 91	16.05.2003	Occ	zaprzestanie działalności
4	Stocznia Szczecińska PORTA HOLDING SA w upadłości	71-642 Szczecin, ul. Hutnicza 1	16.05.2003	Pcc, Occ	zaprzestanie działalności
5	Huta Szczecin SA	71-833 Szczecin, ul. Nad Odrą 33	29.05.2003	Wcc	zaprzestanie działalności
6	Beskid Ekosystem Sp. z o.o.	34-350 Węgierska Górka, Cięcina 990	30.05.2003	Pcc, Occ	zaprzestanie działalności
7	Agencja „T.E.D.” Sp. z o.o.	97-561 Ładzice, Stobiecko Szlacheckie	4.06.2003	Opc	zaprzestanie działalności
8	ERRA TRADE Sp. z o.o.	40-486 Katowice, ul. Kolisty 25	6.06.2003	Opc	nie uiszczono opłaty koncesyjnej
9	PPHU EXIT SC Jacek Roźniak, Izabela Roźniak w upadłości	02-548 Warszawa, ul. Różana 8/10 lok. 13	9.06.2003	Mpc, Opc	nie uiszczono opłaty koncesyjnej
10	Zakłady Przemysłu Jedwabniczego WISTIL SA	62-800 Kalisz, ul. Majkowska 13	16.06.2003	Wcc	zaprzestanie działalności
11	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej „erg” inż. Edward Galiński	78-400 Szczecinek, ul. Słowiańska (JAR 9)	16.06.2003	Wcc, Pcc	zaprzestanie działalności
12	ENERGA – Gdańska Kompania Energetyczna SA	80-557 Gdańsk, ul. Marynarki Polskiej 130	17.06.2003	Wee	przejęcie działalności przez inną firmę
13	Stawomir Bąk – Firma OKTAN	21-500 Biała Podlaska, ul. Warszawska 128	18.06.2003	Mpc, Opc	zaprzestanie działalności
14	MEDIA-REM Sp. z o.o. w upadłości	59-225 Chojnów, ul. Okrzei 6	18.06.2003	Wcc, Pcc	zaprzestanie działalności
15	Zakład Energetyki Ciepłej „ZEC” Sp. z o.o.	70-661 Szczecin, ul. Gdańska 16	24.06.2003	Wcc	zaprzestanie działalności
16	Energetyka Ciepła Sp. z o.o.	14-530 Frombork, ul. Młynarska 5a	25.06.2003	Wcc, Pcc	zaprzestanie działalności

17	Rolnicze Towarzystwo Gospodarcze POLKAR Sp. z o.o.	00-006 Warszawa, ul. Szkolna 2/4	26.06.2003	Opc	nie uiszczono opłaty koncesyjnej
18	Przedsiębiorstwo Handlowe SOFTEX Sp. z o.o.	42-202 Częstochowa, ul. Złota 94	26.06.2003	Opc	nie uiszczono opłaty koncesyjnej
19	Nadwiślańska Spółka Węglowa SA	43-100 Tychy, ul. Bałuckiego 4	26.06.2003	Pee, Oee	zaprzeszanie działalności
20	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe ZIAJKA Sp. z o.o.	83-200 Starogard Gdański, ul. Ks. Kellera 7	26.06.2003	Opc	nie uiszczono opłaty koncesyjnej
21	RYBITWY Sp. z o.o.	87-617 Bobrowniki, Stare Rybitwy 23a	26.06.2003	Opc	nie uiszczono opłaty koncesyjnej
22	Cukrownia Przeworsk SA	37-200 Przeworsk, ul. Lubomirskich 1b	30.06.2003	Wcc	zaprzeszanie działalności
23	Pomorska Specjalna Strefa Ekonomiczna Sp. z o.o.	81-703 Sopot, ul. Władysława IV Nr 9	3.07.2003	Ppg, Opg	nie podjęto działalności
24	„PaBeRo” Sp. z o.o.	02-685 Warszawa, ul. Domaniewska 22/15	7.07.2003	Mpc	zaprzeszanie działalności
25	GTL LOT Usługi Lotniskowe Sp. z o.o.	42-625 Ożarówice, ul. Wolności 90	9.07.2003	Opc	zaprzeszanie działalności
26	Gliwicka Spółka Węglowa SA	44-101 Gliwice, ul. Jasna 31	10.07.2003	Pcc, Occ	zaprzeszanie działalności
27	RESTAR Tarnowski Spółka Jawna	36-062 Zaczernie 791	10.07.2003	Opc	zaprzeszanie działalności
28	„PRIMBR” Sp. z o.o.	76-200 Słupsk, ul. Przemysłowa 35	16.07.2003	Wcc, Pcc	zaprzeszanie działalności
29	Cukrownia „CHEŁMZA” SA	87-140 Chełmża, ul. Bydgoska 4	4.08.2003	Wcc, Wee	sprzedaż majątku służącego do produkcji ciepła i energii elektrycznej
30	LEMAX Sp. z o.o.	61-814 Poznań, ul. Ratajczaka 19	18.07.2003	Opc	nie uiszczono opłaty koncesyjnej
31	PCE-EUDO Sp. z o.o.	76-600 Świnoujście, ul. Paderewskiego 5a/11	18.07.2003	Pcc	zaprzeszanie działalności
32	BEST-OIL Sp. z o.o.	06-400 Ciechanów, ul. Moniuszki 20	21.07.2003	Wpc, Opc	nie uiszczono opłaty koncesyjnej
33	Henryk Łyczewski – Stacja Paliw – Miąskowo	64-212 Siedlec, Żydoń, ul. Spacerowa 27	21.07.2003	Opc	zaprzeszanie działalności
34	Przedsiębiorstwo POLLEX Sp. z o.o.	02-548 Warszawa, ul. Różana 8/10 m.10	23.07.2003	Mpc, Opc	nie uiszczono opłaty koncesyjnej
35	Rybnicka Spółka Węglowa SA	44-235 Rybnik, ul. Jastrzębska 10	23.07.2003	Pee, Oee	zaprzeszanie działalności
36	ARBO Sp. z o.o.	75-135 Koszalin, ul. Szczecińska 22	23.07.2003	Wpc, Mpc, Opc	nie uiszczono opłaty koncesyjnej
37	PUPH „PETROL” Import-Export W. Seroka, M. Ofierski Spółka Jawna w likwidacji	82-100 Nowy Dwór Gdański, Plac Wolności 22	23.07.2003	Mpc, Opc	zaprzeszanie działalności
38	Gliwicka Spółka Węglowa SA	44-101 Gliwice, ul. Jasna 31	25.07.2003	Oee	zaprzeszanie działalności

## Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła  
Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła  
Occ – obrót ciepłem  
Wee – wytwarzanie energii elektrycznej

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

## WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM UMORZONO POSTĘPOWANIE KONCESYJNE LUB UCHYLONO DECYZJE KONCESYJNE

(stan na 11.08.2003 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Zakres umorzenia/uchylenia
1	Gmina Bystrzyca Kłodzka – Zarząd Budynków Komunalnych	57-500 Bystrzyca Kłodzka, ul. Strażacka 13	9.05.2003	Occ	działalność nie wymaga koncesji
2	Stocznia Remontowa „Nauta” SA	81-342 Gdynia, ul. Waszyngtona 1	12.05.2003	Wcc, Pcc	umorzenie postępowania w sprawie udzielenia koncesji
3	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	43-100 Tychy, ul. Kubicy 6	13.05.2003	Pcc	umorzenie postępowania w sprawie udzielenia koncesji
4	„PRO-OIL” Sp. z o.o.	37-600 Lubaczów, ul. Szopena 36	13.06.2003	Opc	zawieszenie prowadzonej działalności
5	Miejski Zakład Komunikacji Sp. z o.o.	75-736 Koszalin, ul. Gnieźnieńska 9	26.06.2003	Opc	działalność nie wymaga koncesji
6	Elektrownia Stalowa Wola SA	37-450 Stalowa Wola, ul. Energetyków 13	15.07.2003 21.07.2003	Pcc Occ	umorzenie postępowania w sprawie udzielenia promesy koncesji
7	Bogusława Kwiatkowska – PHU „ASTER”	62-710 Władysławów, ul. Felicjanów 11a	17.07.2003	Opc	działalność nie wymaga koncesji
8	R.G.R. Sp. z o.o.	32-590 Libiąż, ul. Przyrodnicza 14	18.07.2003	Opc	wycofanie wniosku
9	Górnice Zakłady Dolomitowe SA	42-470 Siewierz, ul. Bacholińska 11	21.07.2003	Opc	działalność nie wymaga koncesji
10	Zakłady Azotowe Kędzierzyn SA	47-220 Kędzierzyn Koźle, skr. poczt. 163	23.07.2003	Wcc	umorzenie postępowania w sprawie zmiany warunków koncesji
11	Joanna Rak-Ligór – Przedsiębiorstwo Handlowe JOANNA	29-100 Włoszczowa, ul. Erwina 3	31.07.2003	Opc	działalność nie wymaga koncesji
12	WECHTA SA	62-400 Słupca, ul. Warszawska 70	31.07.2003	Wcc	sprzedaż źródła ciepła

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

Occ – obrót ciepłem

Opc – obrót paliwami ciekłymi

## WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM WYGASŁY DECYZJE KONCESYJNE

(stan na 11.08.2003 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Uzasadnienie
1	METALURGIA SA	97-500 Radomsko, ul. Reymonta 62	27.05.2003	Wcc, Pcc	działalność nie wymaga koncesji
2	Miron Klasz	97-500 Radomsko, ul. Malinowa 11	13.06.2003	Opc	działalność nie wymaga koncesji
3	Huta Katowice SA w Dąbrowie Górniczej	40-121 Katowice, ul. Chorzowska 50	3.07.2003	Wcc	zaprzestanie działalności
4	„EKO-PAP” Sp. z o.o.	95-200 Pabianice, ul. Piłsudskiego 7	4.07.2003	Wcc	zakończenie prowadzenia działalności
5	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o.	22-600 Tomaszów Lubelski, ul. Lwowska 37A	30.07.2003	Wcc, Pcc	działalność nie wymaga koncesji
6	Samodzielny Publiczny Wojewódzki Szpital Specj.	22-100 Chełm, ul. Ceramiczna 1	5.08.2003	Wcc	działalność nie wymaga koncesji

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

Opc – obrót paliwami ciekłymi

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

(stan na 11.08.2003 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Rodzaj odmowy, uzasadnienie
1	Grzegorz Owsikowski – Firma „INTER-TANK”	97–500 Radomsko, ul. Jarzębinowa 2	9.07.2003	Opc	brak zabezpieczenia majątkowego
2	Roman Szuścik – Firma Handlowa VONA	44–321 Marklowice, ul. Astrów 8	9.07.2003	Opc	brak zabezpieczenia majątkowego
3	BARYŁKA Sp. z o.o.	33–133 Wał Ruda, Wola Radłowska 115	9.07.2003	Opc	brak wiarygodności koncesjonariusza
4	EP-OIL Sp. z o.o.	01–167 Warszawa, ul. Zawiszy 12	17.07.2003	Opc	brak zabezpieczenia majątkowego
5	WALRAS Sp. z o.o.	50–24 Wrocław, ul. Krakowska 37/45	31.07.2003	Opc	brak zabezpieczenia majątkowego

Legenda:

Opc – obrót paliwami ciekłymi

## WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYCH WNIOSKI KONCESYJNE POZOSTAŁY BEZ ROZPOZNANIA

(stan na 11.08.2003 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Uzasadnienie
1	Piotr Ratman – Firma Handlowo-Usługowa ZULPETROL	42–200 Częstochowa, ul. Limanowskiego 51/53	4.06.2003	Opc	nie usunięcie braków formalnych
2	Robert Kazik – TRACHEM	42–200 Częstochowa, ul. Warszawska 9/4	4.06.2003	Opc	nie usunięcie braków formalnych
3	PETROMAR Sp. z o.o.	50–088 Wrocław, ul. Swobodna 33	4.06.2003	Opc	nie usunięcie braków formalnych
4	Andrzej Draba – Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Usługowo-Handlowe „POL-STAR-OIL”	42–162 Parzymiechy, ul. Częstochowska 10	6.06.2003	Opc	nie usunięcie braków formalnych
5	„1 ŚLĄSK” Sp. z o.o.	41–250 Czeladź, ul. Dehnelów 40	13.06.2003	Opc	nie usunięcie braków formalnych
6	Eliza Karpińska – FHU „REAL”	60–258 Poznań, ul. Chociszewskiego 28/9	13.06.2003	Opc	nie usunięcie braków formalnych
7	Wojskowa Agencja Mieszkaniowa	00–928 Warszawa, ul. Chałubińskiego 3a	17.06.2003	Wcc, Pcc	nie usunięcie braków formalnych
8	Przedsiębiorstwo Transportu i Maszyn Drogowych w Płońsku SA	09–100 Płońsk, ul. Mazowiecka 11	15.07.2003	Opc	nie usunięcie braków formalnych
9	Robert Dziedzic, Michał Kucharczyk – Firma Handlowo-Usługowa „INCEST-PETRO”	29–100 Włoszczowa, Osiedle Broniewskiego 11/20	15.07.2003	Opc	nie usunięcie braków formalnych
10	Renata Kazibudzka – Przedsiębiorstwo Wielobranżowe EKOTOP	42–262 Poczesna, Bargły, ul. Śląska 22	15.07.2003	Opc	nie usunięcie braków formalnych

11	Paweł Boronowski, Ryszard Branicki, Jan Branicki – PH DALMEX SC	24–100 Puławy, ul. Kilińskiego 30	17.07.2003	Opc	nie usunięcie braków formalnych
12	BLUMAR Sp. z o.o.	35–082 Rzeszów, ul. Podkarpacka 6a	17.07.2003	Opc	nie usunięcie braków formalnych
13	EKO-INTER Sp. z o.o.	41–100 Siemianowice Śl., ul. Kapicy 3	17.07.2003	Opc	nie usunięcie braków formalnych
14	Jan Kowalski – PHU „KOWIL”	42–400 Zawiercie, ul. Tuwima 13	17.07.2003	Opc	nie usunięcie braków formalnych
15	PETROSTAR Sp. z o.o.	46–022 Luboszyce, Kępa, ul. Opolska 11	17.07.2003	Opc	nie usunięcie braków formalnych
16	Jarosław Baron – Firma Usługowo-Handlowa	48–300 Nysa, ul. Piłsudskiego 40	17.07.2003	Opc	nie usunięcie braków formalnych
17	Jerzy Wróbel – „POLKAM” Przedsiębiorstwo Handlowe	58–300 Wałbrzych, ul. Przebieg 4	17.07.2003	Opc	nie usunięcie braków formalnych
18	LOGIK-PETRO Sp. z o.o.	80–822 Gdańsk, ul. Rzeźnicka 2	17.07.2003	Opc	nie usunięcie braków formalnych
19	Roman Rafalski – PW „WIGOR” Import-Export	68–100 Żagań, ul. Chrobrego 16	21.07.2003	Opc	nie usunięcie braków formalnych
20	INTEGRAL SA	40–028 Katowice, ul. Francuska 70	22.07.2003	Opc	nie usunięcie braków formalnych
21	Tomasz Serwołka – PPH „SEMET”	44–310 Radlin, ul. Rybnicka 123a	22.07.2003	Opc	nie usunięcie braków formalnych
22	Tomasz Gromczyński – Handel i Pośrednictwo Handlowe	11–422 Solanka 5a	30.07.2003	Opc	nie usunięcie braków formalnych
23	BULDOG Sp. z o.o.	50–077 Wrocław, ul. Kazimierza Wielkiego 27	30.07.2003	Opc	nie usunięcie braków formalnych
24	Nieruchomości Group Sp. z o.o.	58–501 Jelenia Góra, ul. Karola Miarki 42	30.07.2003	Opc	nie usunięcie braków formalnych
25	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe WIFORD SA	41–200 Sosnowiec, ul. Małobądzka 1	31.07.2003	Opc	nie usunięcie braków formalnych

## Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

Occ – obrót ciepłem

Opc – obrót paliwami ciekłymi

## WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM UMORZONO POSTĘPOWANIE ADMINISTRACYJNE W SPRAWIE WYMIERZENIA KARY PIENIĘŻNEJ

(stan na 11.08.2003 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Uzasadnienie
1	KLOCKIEWICZ Karina Grześ-Noga, Zofia Luleczko Spółka Jawna	44-300 Wodzisław Śląski, ul. Bogumińska 15	4.06.2003	Wpc, Mpc	przesłanie wymaganych dokumentów
2	SLOVNAFT-POLSKA SA	30-070 Kraków, ul. Piastowska 44c	4.06.2003	Wpc, Mpc	przesłanie wymaganych dokumentów
3	Firma „KI” Klemens Imioła	75-525 Koszalin, ul. Piłsudskiego 56	4.06.2003	Wpc, Mpc	przesłanie wymaganych dokumentów
4	Metamex Naftachem Sp. z o.o.	96-300 Żyrardów, ul. Jaktorowska 41	4.06.2003	Wpc, Mpc	przesłanie wymaganych dokumentów
5	BGW Wielobranżowe Przedsiębiorstwo Handlowe Sp. z o.o.	60-960 Poznań, ul. Syrenia 9	4.06.2003	Wpc, Mpc	przesłanie wymaganych dokumentów
6	AW-CIECH-PETROL Sp. z o.o.	98-235 Błaszki, Domaniew 1	4.06.2003	Wpc, Mpc	przesłanie wymaganych dokumentów
7	Firma Handlowa WITOSPOL Wierzchosławice	33-150 Wola Rzędzińska 487 D	6.06.2003	Wpc, Mpc	przesłanie wymaganych dokumentów
8	Petrochemia – Blachownia SA	47-225 Kędzierzyn Koźle, ul. Szkolna 15	6.06.2003	Wpc, Mpc	przesłanie wymaganych dokumentów
9	KS-PETRO Sp. z o.o.	04-345 Warszawa, ul. Wspólna Droga 25a/2	13.06.2003	Wpc, Mpc	przesłanie wymaganych dokumentów
10	FHPU KEM – Przeczyce Elżbieta i Marek Krawczyk	42-460 Dąbrowa Górni- cza, ul. 21 Stycznia 161	7.07.2003	Pee, Oee	przesłanie wymaganych dokumentów
11	PETROPROFIT Sp. z o.o.	21-025 Niemce k/Lubliń	7.07.2003	Wpc, Mpc	przesłanie wymaganych dokumentów
12	Firma OKTAN Sławomir Bąk	21-500 Biała Podlaska, ul. Bojki 6	15.07.2003	Wpc, Mpc	przesłanie wymaganych dokumentów
13	Jerzy Bronikowski Firma Handlowa CETAN	32-048 Jerzmanowice -Gotkowice 84	17.07.2003	Wpc, Mpc	przesłanie wymaganych dokumentów
14	AB-OIL Sp. z o.o.	41-506 Chorzów, ul. Stalowa 16	23.07.2003	Wpc, Mpc	przesłanie wymaganych dokumentów
15	Zakłady Chemiczne i Tworzyw Sztucznych Boryszew SA	96-500 Sochaczew, ul. 15-go Sierpnia 106	23.07.2003	Oee	przesłanie wymaganych dokumentów
16	UNIHUT SA	30-969 Kraków, ul. Jezierskiego 7	23.07.2003	Pee, Oee	przesłanie wymaganych dokumentów
17	Domator-Omega Sp. z o.o.	42-600 Tarnowskie Gó- ry, ul. Mickiewicza 2-4	23.07.2003	Pee, Oee	przesłanie wymaganych dokumentów
18	Zakłady Metalurgiczne POMET SA	61-022 Poznań, ul. Krańcowa 15	23.07.2003	Pee, Oee	przesłanie wymaganych dokumentów
19	Zakład Elektroenergetyczny H. Cz. ELSSEN Sp. z o.o.	42-200 Częstochowa, ul. Rejtana 6	23.07.2003	Pee, Oee	przesłanie wymaganych dokumentów

Legenda:

Pee – przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej

Oee – obrót energią elektryczną

Wpc – wytwarzanie paliw ciekłych

Mpc – magazynowanie paliw ciekłych



operator systemu. Dyrektywa przyznaje również tym organom prawo wglądu do księgowości przedsiębiorstw, które zobowiązane są do rozdzielania sprawozdawczości księgowej dla działalności przesyłowej i dystrybucyjnej<sup>12)</sup>.

Końcowe zapisy dyrektyw zobowiązują państwa członkowskie do stworzenia skutecznych mechanizmów regulowania, kontroli i przejrzystości w celu eliminowania monopolistycznych praktyk. Mechanizmy te mają uwzględniać postanowienia art. 82 Traktatu Wspólnot Europejskich. Do roku 2010<sup>13)</sup> państwa UE będą zobowiązane do przedstawienia komisji **raportu** na temat „dominacji na rynku, zachowań grabieżczych i zachowań sprzecznych z zasadami konkurencji”. Dodatkowo raport taki powinien zawierać informacje na temat zmian w układach właścicielskich przedsiębiorstw. Dyrektywa 2003/54/WE nakłada obowiązek na państwa członkowskie informowania Komisji Europejskiej o **importach energii elektrycznej** w kategoriach fizycznego przepływu, z krajów trzecich, który miał miejsce w ciągu ostatnich 3 miesięcy.

Państwa członkowskie mają obowiązek wprowadzić w życie przepisy ustawowe wykonawcze i administracyjne niezbędne do spełnienia wymogów dyrektyw najpóźniej do 1 lipca 2004 r. Możliwe jest odroczenie wprowadzenia w życie obowiązku wydzielenia operatorów systemu dystrybucyjnego (elektroenergetycznego i gazowego) do 1 lipca 2007 r.

Tabela 2 na str. 38 przedstawia korelację pomiędzy starymi a nowymi dyrektywami.

12) Dotyczy to również księgowości dla LNG i magazynowania gazu. W swojej wewnętrznej księgowości przedsiębiorstwa powinny określić zasady alokacji aktywów i pasywów, wydatków i wpływów oraz amortyzacji. Przedsiębiorstwa zobowiązane są do umożliwienia kontroli i publikacji rocznych sprawozdań księgowych zgodnie z przepisami krajowymi dotyczącymi rocznych sprawozdań Sp. z o.o.

13) W terminie do 31 lipca każdego roku. Po 2010 r. raport powinien być składany co 2 lata.

Podsumowując należy zauważyć, iż nowe dyrektywy zawierają bardziej szczegółowe uregulowania niż dotychczas obowiązujące, co jest spowodowane realizacją celu, jakim jest stworzenie bardziej jednolitych warunków dla całego rynku wewnętrznego energii elektrycznej i gazu. Dotychczasowe doświadczenia Unii Europejskiej w dziedzinie funkcjonowania wewnętrznych rynków energii elektrycznej i gazu jednoznacznie wskazywały na znaczne różnice. Zasadniczo nie można mówić o istnieniu jednego wewnętrznego rynku energii elektrycznej czy też gazu, lecz o funkcjonowaniu poszczególnych krajowych rynków o bardzo dużym stopniu zróżnicowania między sobą. Zostały podjęte inicjatywy stworzenia rynków o szerszym zakresie geograficznym (rynek nordycki i iberyjski), lecz nie jest to wystarczające. Dyrektywy stawiają bardzo duże wyzwanie przed państwami członkowskimi, jednak wydaje się, że najważniejsze zadanie stoi przed organami regulacyjnymi i konsumentami, gdyż nie wystarczy samo stworzenie instrumentów, trzeba jeszcze chcieć z nich skorzystać.



Małgorzata Kozak



Piotr Seklecki

Autorzy są pracownikami Departamentu Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych URE

## Warunki prenumeraty na rok 2004 Biuletynu Urzędu Regulacji Energetyki – na stronach 75–76

# JAKOŚĆ ENERGII W WARUNKACH RYNKU ENERGII

prof. Zbigniew Hanzelka

## Wprowadzenie

Jakość energii elektrycznej staje się jednym z najważniejszych problemów współczesnej elektrotechniki. Istnieją racjonalne przyczyny uzasadniające występowanie właśnie obecnie tak ogromnego zainteresowania tą tematyką. Należą do nich przede wszystkim:

- (a) **rosnąca świadomość, że energia elektryczna jest towarem** i to, co nazywamy jakością energii, jest w swej istocie określeniem cech oferowanego towaru, sprecyzowaniem jego wartości użytkowej. W odniesieniu do energii elektrycznej można sformułować kilka określeń przesądających o sposobie jej traktowania w zagadnieniach jakości energii. Energia elektryczna: (i) jest towarem, (ii) który jest sprzedawany (iii) klientowi spodziewającemu się, że otrzymuje dobry produkt (iv) w formie odpowiadającej jego potrzebom, charakteryzowanej zbiorem wyróżnionych właściwości (v) które, jeżeli są złej jakości, to mogą zagrażać własności użytkownika, jego stanowi posiadania lub nawet zdrowiu.
- (b) **wzrost liczby i mocy jednostkowej niespokojnych, nieliniowych, niekiedy również niesymetrycznych odbiorników.** Istnieje coraz większa liczba technologii będących potencjalnym źródłem zaburzeń elektromagnetycznych (napędy o regulowanej prędkości, kompensatory statyczne – SVC, systemy przesyłu energii prądem stałym – HVDC, piece łukowe prądu stałego i przemiennego, układy ładowania akumulatorów dla potrzeb motoryzacji itp.). Sieć 50 Hz-wa jest w coraz większym stopniu traktowana jako źródło energii pierwotnej. Pomiędzy nią a odbiorami finalnymi instalowane są układy przetwarzania tej energii w inne, bardziej użyteczne formy<sup>1)</sup>. W następstwie rozwoju technologii elementów półprzewodnikowych dużej mocy oraz rewolucji mikroprocesorowej umożliwiającej realizację coraz bardziej wyrafinowanych algorytmów sterowania, wszechobecna staje się energoelektronika. Korzyści wynikające z jej rozwoju są jednakże często okupione wzrostem zaburzeń wprowadzanych do sieci zasilającej. Równocześnie energoelektronika, która była i nadal jest jednym z najbardziej dominujących źródeł zaburzeń niskiej częstotliwości, staje się coraz doskonalszym środkiem technicznym stosowanym do ich eliminacji.

1) Już obecnie, w krajach wysoko uprzemysłowionych ponad 60% energii elektrycznej ulega przetworzeniu w układach energo- i elektronicznych [11].

Można postawić tezę, że wzrost produkcji oraz rozwój coraz bardziej wyrafinowanych jej form nierozwalnie wiąże się ze wzrostem znaczenia zagadnień jakości energii.

- (c) **zmniejszenie odporności odbiorników na zaburzenia elektromagnetyczne.** Współczesne odbiorniki są bardzo czule na ten rodzaj oddziaływania. Coraz większa liczba odbiorców energii skarży się na złą jej jakość utrudniającą lub często wręcz uniemożliwiającą pracę tych urządzeń. Jako szczególnie czuły należy wymienić sprzęt informatyczny. Jego rozwój i redukcja gabarytów została w dużym stopniu okupiona obniżeniem odporności na zaburzenia. Jak łatwo obecnie zakłócić pracę urządzeń elektronicznych obrazuje wielkość energii niezbędnej do trwałego uszkodzenia elementów układu. Dla przełączników i lamp elektronowych było to  $10^{-3}$  Ws, dla tranzystorów jest to rząd  $10^{-6}$  Ws, a dla układów scalonych już tylko  $10^{-8}$  Ws [7]. Występujące obecnie dążenie do redukcji mocy zainstalowanej w urządzeniach, tym samym redukcji kosztów ich produkcji sprawia, że tranzystory mocy w wielu układach napędowych ulegają uszkodzeniu już przy napięciu chwilowym wynoszącym 110-130% znamionowej wartości szczytowej.
- (d) **rosnący koszt awarii.** Dla wielu końcowych odbiorców energii jej jakość wiąże się nie tylko z jakością produkcji, lecz przede wszystkim z wielkością produkcji w określonym czasie, a w konsekwencji – w przypadku przerwy w produkcji – z ogromnymi stratami. Ekonomiczne skutki zaburzeń elektromagnetycznych są wymierne i niekiedy bardzo wysokie. Ocenia się, że przekraczają one 1% światowego produktu brutto [11].
- (e) **wzrost efektywności przetwarzania energii.** Coraz popularniejsze stają się energooszczędne produkty oferowane w ramach programów DSM, np. energooszczędne w eksploatacji i materiałoozczędne na etapie produkcji silniki elektryczne, energooszczędne źródła światła itp. Mimo ich niewątpliwych zalet są one bardzo często źródłem zwiększonej emisji zaburzeń i produktami o zmniejszonym poziomie odporności, co można uznać za cenę poprawy efektywności przetwarzania energii. W coraz większej liczbie przypadków racjonalizacja i oszczędność zużycia energii elektrycznej wywołuje jako skutek wzrost problemów z jej jakością. Rosnące wymagania dotyczące efektywności pracy systemu zasilającego jako całości powodują wzrost liczby technologii, które poprawiając jeden aspekt

pracy systemu negatywnie wpływają na inne. Przykładem mogą być baterie kondensatorów do kompensacji mocy biernej, których obecność zmienia charakterystyki częstotliwościowe w punkcie ich przyłączenia do systemu zasilającego i wywołuje zjawiska rezonansowe dla coraz niższych częstotliwości (w miarę wzrostu mocy baterii).

W energetyce zawodowej w uprzemysłowionych krajach świata maleje poziom nowych inwestycji. Istniejące systemy zasilające i urządzenia wytwórcze podlegają modernizacji polepszającej ich sprawności przetwarzania (transmisji i rozdziału) oraz cechy funkcjonalne. Pociąga to za sobą zwiększoną liczbę urządzeń energo- i elektronicznych. Urządzenia te w wielu przypadkach są źródłem znaczących zaburzeń elektromagnetycznych np. SVC.

**(f) ekologia elektromagnetyczna.** Jakość energii to element większej całości – jakości życia. Promowane są obecnie wszelkie przedsięwzięcia służące zachowaniu „czystości” środowiska, także elektromagnetycznego. Równocześnie rośnie świadomość rangi technicznych i ekonomicznych problemów, jakie niesie ze sobą energia elektryczna złej jakości. Istnieje coraz powszechniejsze przekonanie, że te zagadnienia, a szerzej kompatybilność elektromagnetyczna to problem, którego nie można nie zauważać. Nie można czekać z jego rozwiązaniem, aż pojawią się negatywne skutki. Trzeba go analizować i rozwiązywać na każdym etapie technicznych działań. Wymiernym dowodem takiego rozumienia problemu jest w Polsce Prawo energetyczne i związane z nim rozporządzenia wykonawcze, w których zagadnienia jakości energii zostały zauważone.

**(g) rozwój metod i środków technicznych służących do pomiaru różnych, niekiedy bardzo złożonych w swej definicji wskaźników jakości energii.** To, co jeszcze niedawno było niemierzalne, obecnie może podlegać rejestracji i być podstawą kontraktu. Sprzęt pomiarowy jest powszechnie dostępny, jego cena w coraz większym stopniu ulega redukcji, co sprawia, że praktycznie wszyscy uczestnicy rynkowej gry mają możliwość kontrolowania warunków zasilania.

**(h) jakość energii to również duże pieniądze.** Produkcja i serwis urządzeń służących poprawie jakości energii to ogromny światowy rynek.

**(i) restrukturyzacja sektora energetycznego wytwarza nowe rynkowe postawy u uczestników.** Jakość zasilania staje się w coraz większym stopniu kategorią marketingową. Równocześnie w nowo tworzonych warunkach nie do końca jest jeszcze oczywiste, kto i w jakim zakresie ma odpowiadać za poszczególne aspekty jakości zasilania. Interesy poszczególnych partnerów na rynku energii elektrycznej są odmienne, w wielu przypadkach wręcz sprzeczne.

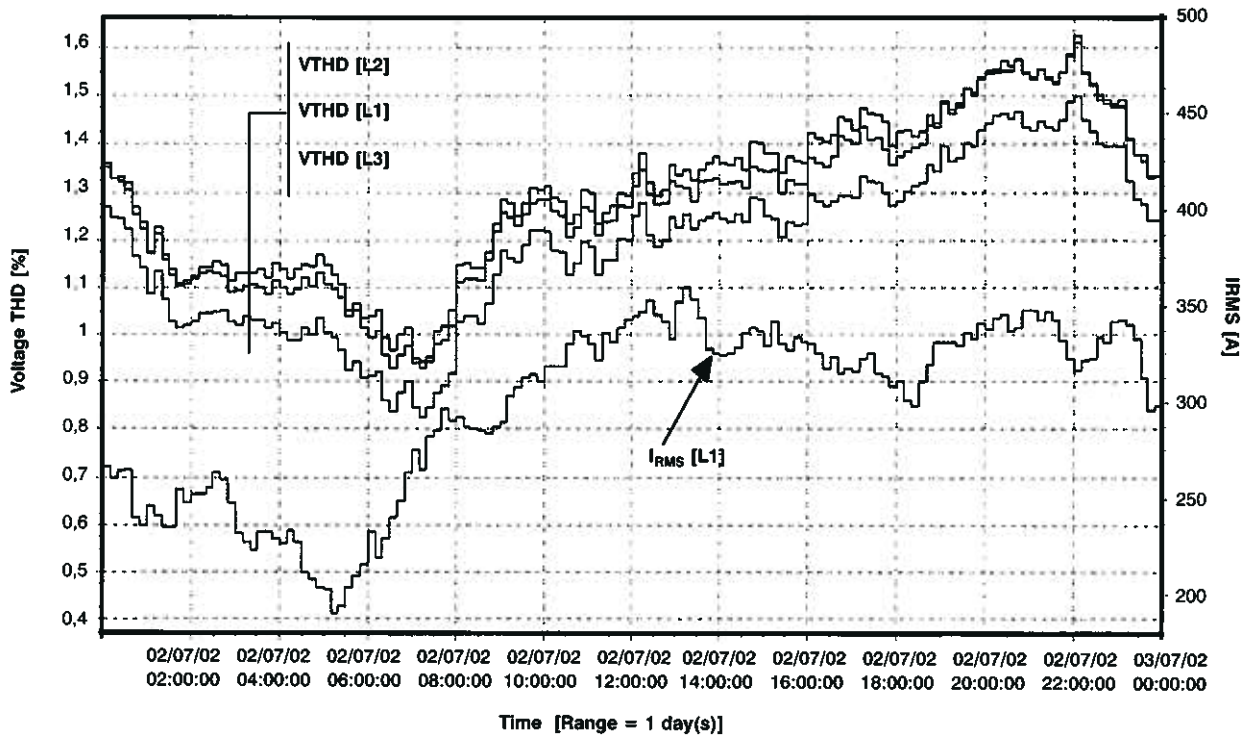
Jak pokazują doświadczenia innych krajów (np. Norwegia) deregulacja sektora energetycznego może spowodować pogorszenie jakości energii np.

w efekcie lokalnej redukcji mocy zwarciowej. Jest to częściowo skutek rozdziału produkcji energii od jej przesyłu i dystrybucji. Elektrownie kierując się zasadami rynku przestały być odpowiedzialne za utrzymanie odpowiednich poziomów zwarciowych w systemie i podczas małego zapotrzebowania na energię w pierwszej kolejności wyłączane są te z pośród nich, w których koszty produkcji są wysokie, bez uwzględniania kryterium jakości zasilania.

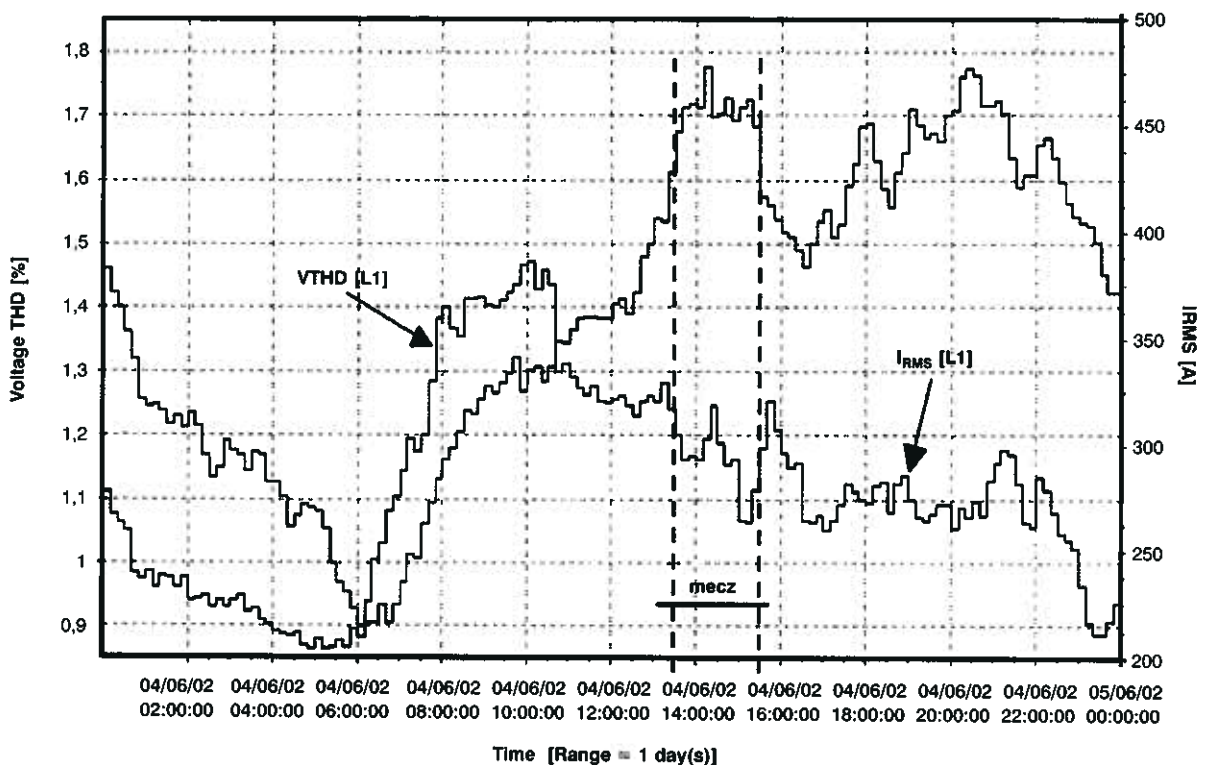
### Odbiorca energii elektrycznej a jej jakość

1. Szczególną cechą energii elektrycznej jest uzależnienie jej jakości od odbiorcy finalnego. Badania wykazują, że w ogromnej większości przyczyna złej jakości energii ma swoje źródło u odbiorcy.
2. Nowym elementem w obecnej sytuacji jest fakt, że konsumentami energii o wysokich wymaganiach jakościowych są w coraz większym stopniu bardzo liczni odbiorcy małej mocy, w tym także komunalni. Stają się oni coraz bardziej widoczni w pozytywnym i negatywnym znaczeniu tego słowa. Przykładowo zaprezentowane na rysunkach 1 i 2 (str. 42) zarejestrowane przebiegi czasowe współczynnika odkształcenia napięcia THD pokazują, że odbiorniki w gospodarstwach domowych, szczególnie telewizory, powodują w porze największej oglądalności (około godz. 20:00) znaczący wzrost odkształcenia nawet na poziomie 110 kV.
3. W coraz większym stopniu odbiorca finalny posiada poczucie własnej silnej pozycji w relacji z dostawcą energii. Badania wykazują, że wymagania klienta, również w relacji do jakości, rosną wraz ze wzrostem ilości zakupionej energii. Są między innymi dwie tego przyczyny: (1) duży odbiorca to z reguły znaczące ekonomiczne konsekwencje zaburzeń oraz (2) większa opłata za energię to większe typowe poczucie „nadmiernej ceny przy niewspółmiernej jakości zakupionego towaru” [6].
4. Parametry dostarczonej energii podlegają w coraz większym stopniu standaryzacji, stając się formalną podstawą kontraktów na dostawę energii zawieranych pomiędzy stronami. Rozwijający się rynek energii i związana z tym konkurencja może sprawić, że klient stanie się w jeszcze większym stopniu niż obecnie wymagającym i swoje wymagania skieruje również w stronę jakości energii. Każdy duży odbiorca może wybierać swojego dostawcę między innymi na podstawie ceny i jakości obsługi. Wymaga to bardzo precyzyjnego zdefiniowania kryteriów jakości energii elektrycznej. Będą one podstawą zawieranych kontraktów na dostawę energii.
5. Stan wiedzy odbiorcy w zakresie jakości energii nie jest zbyt wysoki. Przez wielu zaburzenia elektromagnetyczne są postrzegane jako mityczne przypadki, które mogą być rozumiane i rozwiązywane tylko przez nielicznych specjalistów. Niesłusznie, są to bowiem zjawiska zgodne z prawami fizyki, które

Rysunek 1. Zmiana współczynnika odkształcenia napięcia THD na poziomie 110 kV podczas przykładowej doby roboczej (podczas doby świątecznej odkształcenie napięcia w porze szczytu wieczornego jest jeszcze bardziej widoczne)



Rysunek 2. Wzrost odkształcenia napięcia zarejestrowany na poziomie 110 kV podczas meczu piłkarskiego Polska-Korea na ostatnich piłkarskich mistrzostwach świata



mogą być w większości przypadków rozwiązywane w oparciu o bardzo podstawową wiedzę inżynierską.

Inną postawę przyjmuje odbiorca przemysłowy. W przypadku zaistnienia takiej potrzeby zawsze może skorzystać z pomocy doradcy technicznego w zakresie np. wyboru środków zaradczych, uzgadniania wspólnych działań z energetyką, reprezentowania interesu przedsiębiorstwa itp. Ten mechanizm postępowania wykreował na rynku usług aktywność nowego, do niedawna nieobecnego partnera – konsultanta.

6. Odbiorca domaga się, aby sprzęt przez niego zakupiony działał prawidłowo i aby środowisko elektromagnetyczne nie wpływało na niego destrukcyjnie. Pożądaną cechą tego sprzętu jest również energooszczędność (w wielu przypadkach źródło zwiększonej emisji i obniżonego poziomu zaburzeń). Zależy mu również na tym, aby nie ponosił żadnych opłat karnych z tytułu przyłączenia sprzętu lub instalacji. Przy instalowaniu nowych urządzeń odbiorca powinien porównać ich odporność na dany rodzaj zaburzenia z jakością zasilania w punkcie planowanej instalacji. Informacje o czułości sprzętu może i powinien uzyskać od producenta (nie zawsze jest to łatwe). Źródłem informacji o jakości zasilania, najkorzystniej uzyskanych na podstawie pomiarów lub wiarygodnych metod analizy i/lub symulacji, powinien być dostawca.
7. Odbiorca działa najczęściej według pewnego schematu. Jeżeli występuje nieprawidłowość w pracy sprzętu lub instalacji, niekiedy trudna do wyjaśnienia, wówczas winą za ten fakt stara się obarczyć w pierwszej kolejności producenta lub dostawcę urządzenia, a w następnej dostawcę energii elektrycznej<sup>2)</sup>. Przyjmuje wówczas często postawę agresywną wobec obydwo partnerów, których postrzegają jako dostawcę wadliwego produktu – urządzenia lub energii elektrycznej. Faktem jest również to, że znacznie częściej dyskusję dotyczącą jakości energii inicjuje odbiorca, bowiem u niego występuje problem lub chce on od energetyki zawodowej uzyskać zgodę na przyłączenie swoich urządzeń. Jest to sytuacja niewłaściwa. Równocześnie odbiorca chętnie widziałby w energetyce przyjaznego doradcę i wykonawcę wielu usług związanych z jakością energii. Jeżeli energetyka zawodowa nie podejmie takich zadań, będzie tracić bardzo korzystny dla niej rynek na rzecz innych, nie zawsze kompetentnych konkurentów.
8. Odbiorca podlega ograniczeniom w zakresie dopuszczalnej emisji zaburzeń (normy, rozporządzenia itp.). Jego siła przetargowa w sporze

z dostawcą rośnie wraz ze wzrostem ilości pobieranej energii. Kto bowiem obecnie podejmie decyzję o karnym wyłączeniu huty, kopalni, dużego zakładu nawet w przypadku, gdy poziom emitowanych zaburzeń przekracza dopuszczalne wartości? Korzystną alternatywą jest uwzględnienie tego faktu w taryfach energii elektrycznej.

9. Z ekonomicznego i technicznego punktu widzenia, problemy złej jakości energii korzystnie jest rozwiązywać bezpośrednio u odbiorcy, tj. u źródła zaburzeń i jednocześnie elemencie systemu, który jest czuły na te zaburzenia. Nie jest uzasadniona budowa sieci zasilającej gwarantującej najwyższe parametry zasilania. Nie każdy odbiornik wymaga bowiem tak ostrych warunków. W niektórych przypadkach korzystniejsze jest zwiększenie odporności sprzętu na zaburzenia, bowiem takie działanie ma charakter selektywny, a dzięki temu oszczędny.
10. Będzie rosła z pewnością liczba odbiorców wymagających energii wysokiej i bardzo wysokiej jakości, za którą to jakość będą skłonni lub zmuszeni dużo płacić. Dotyczy to sektora bankowego, informatycznego, firm działających w obszarze high-tech (parki technologiczne, inteligentne budynki itp.), systemy zarządzania i bezpieczeństwa, lecz także lotniska, służba zdrowia, wojsko itp. Powstaje bardzo atrakcyjny (równocześnie bardzo wymagający) sektor rynku, w który warto inwestować.

Jednym z podstawowych działów gospodarki, który już dzisiaj nakręca koniunkturę, a będzie to czynił w jeszcze większym stopniu w przyszłości, jest telekomunikacja (usługi internetowe, komunikacja satelitarna, itp.), której wymagania dotyczące jakości zasilania drastycznie rosły w ostatnich latach (przykładowo – wymagany stopień dostępności zasilania osiągnął już poziom 0,99999999%<sup>3)</sup>, dopuszczalny roczny czas przerwy w zasilaniu wynosi 0,03 s<sup>4)</sup> [1]). Można przypuszczać, że wartość czynionych tu inwestycji w dziedzinie zagwarantowania jakości zasilania, ze względu na ogromnie kosztowne skutki zaburzeń i już zaangażowane fundusze, będzie szczególnie. Jest to równocześnie ten rodzaj świadomego zagrożenia odbiorcy, który może i chce zapłacić bardzo duże pieniądze za odpowiednią do jego oczekiwań jakość zasilania. Sytuacja jest w tym przypadku szczególnie, bowiem rozwój sprzętu w tej dziedzinie pociąga za sobą zmniejszenie odporności urządzeń na zaburzenia (wzrasta współczynnik koncentracji mocy zainstalowanej w przeliczeniu na jednostkę powierzchni biurowej, zmniejszeniu uległa wartość napięcia

2) Wg badań przeprowadzonych w Holandii [6] 75% badanych klientów zakładów energetycznych uważa, że przyczyny awarii leżą po stronie dostawcy energii.

3)  $\text{Dostępność zasilania} = \frac{8760 - \lambda r}{8760}$

gdzie:  $\lambda$  – liczba zaburzeń w ciągu roku, a  $r$  – średni czas reperacji.

4) Dla porównania: odbiorcy komunalni – 0,9%, 8,8 h; szpitale i lotniska – 0,99%, 53 min. [1].

pracy tych urządzeń, następuje redukcja ich wymiarów itp.).

### Dostawca energii elektrycznej a jej jakość

Nielcelowe, bo mało skuteczne jest promowanie energii elektrycznej jako towaru, gdyż dla jej odbiorców jest ona, wobec przeciętnego stanu wiedzy o naturze elektryczności, czystą abstrakcją. Energia elektryczna sama w sobie wyrażona w kWh jest dla jej nabywcy jedynie środkiem do realizacji celu i w swej fizycznej istocie nie reprezentuje dla niego żadnej wartości. Jest nią natomiast dla pewnej kategorii odbiorców posiadanie odpowiedniego komfortu i standardu życia (oświetlenie, stopień schłodzenia lub nagrzania, wykonanie pracy itp.), a dla innych (odbiorców przemysłowych) jest podstawowym elementem realizacji produkcji. To spostrzeżenie jest w swej istocie podstawą programów DSM.

Dostawca energii elektrycznej w warunkach funkcjonującego rynku chce sprzedać jej możliwie jak najwięcej i nie chce mieć żadnych kłopotów z odbiorcami, również tych, które mogą być powodowane złą jakością oferowanego towaru – energii elektrycznej. Ze względów technicznych i ekonomicznych chce dostarczać energię w dziedzinie podstawowej harmonicznej starając się często przenieść odpowiedzialność za utrzymanie jakości energii na odbiorców (co z przyczyn technicznych nie zawsze jest możliwe). Stąd wynikają taryfowe wartości współczynnika mocy oraz ograniczenia wartości zaburzeń nakładane na odbiorców. Równocześnie oczywistym jest, że rynek energii elektrycznej zmienia dotychczasową relację pomiędzy dostawcą i odbiorcą energii. Kreuje postawę dystrybutora w znacznie większym stopniu zorientowaną na odbiorcę – klienta.

Energetyka zawodowa sama doświadcza skutki złej jakości energii (zarówno w zwiększonej awaryjności systemu zasilającego i własnych urządzeń, jak również w stratach z tytułu nie dostarczonej energii). Coraz częściej staje wobec wymagających, czułych na zaburzenia odbiorców, u których przez lata wytworzyło się przekonanie o ciągłości dostawy energii. Równocześnie ci sami odbiorcy emitują zaburzenia prowadząc w konsekwencji do degradacji jakości energii.

Można przypuszczać, że w wielu przypadkach odbiorcy uzyskują na podstawie wprowadzanych przepisów i norm prawo do negocjowania jej ceny z tytułu niedotrzymania standardów jakościowych. Jakość i niezawodność zasilania staje się w coraz większym stopniu obowiązkiem dostawcy energii. W każdym przypadku podejmowane są działania naprawcze, będące kompromisem pomiędzy poziomem jakości energii a możliwościami finansowymi jej dostawcy. Zastosowanie bardzo wysokich standardów zasilania wymaga bardzo drogiej inwestycji. Gdzieś musi być kompromis, ale w tym celu trzeba wiedzieć, jakie są oczekiwania jakościowe i poziom akceptacji cenowej klientów. Już obecnie w wielu krajach (np. [6], program ESCOM w Południowej Afryce) prowadzone są badania dotyczące bieżącej pozycji energetyki w relacji do jej

klientów. Badania dotyczą między innymi oceny relacji: jakość świadczonych usług – cena za energię, *image* dostawcy energii itp. Wg [6] odbiorcy (głównie mały biznes) ponoszone opłaty za energię traktują jako swoje „stałe koszty”, dlatego redukcja ceny energii ma mniejszy wpływ na *image* energetyki niż np. podniesienie jakości dostawy energii, w tym również jakości jej technicznych wskaźników. Bardzo pozytywnie oceniane są wcześniejsze powiadomienia o wyłączeniach, lub wyjaśnianie zaistniałych stanów awaryjnych. Badania wykazały, że energetyka niekiedy nie walczy ze „złym *image*” lecz z brakiem *image*.

Odbiorca przypominana sobie o dostawcy dopiero wówczas, gdy wystąpi awaria. W wielu krajach właśnie jakość dostawy energii uznano za czynnik zmiany tego stanu. Na podstawie badań okazało się, że realizacja przez zakłady energetyczne programów jakości energii wynikała nie zawsze z bieżących potrzeb odbiorcy, lecz często z chęci wzbogacenia oferty (do odbioru której wcześniej należy klienta przygotować, wyedukować), poprawy rynkowego wizerunku i wreszcie chęci sprzedania większej ilości energii. Te programy były często ważniejsze dla działu marketingowego niż dla technicznego. W tym rozumieniu celem działań zawodowej energetyki nie jest wyłącznie wypełnianie funkcji technicznych, lecz coś znacznie większego – spełnienie potrzeb konsumenta. W tym kontekście, jakość energii jest jedynie częścią znacznie większego pakietu różnych ofert proponowanych przez energetykę swojemu klientowi.

W przyszłości nieuniknione jest uzależnienie w jeszcze większym stopniu niż aktualnie cen energii od jej jakości. Obecnie w Polsce praktycznie jedynie przerwy w zasilaniu i trudne do wyegzekwowania zmiany napięcia są – w dużym stopniu teoretyczną – podstawą upustów cenowych lub zwrotu kosztów za nie dostarczoną energię. Energetyka zawodowa może stanąć wkrótce wobec trudnych do spełnienia wymagań, przekraczających jej aktualne możliwości techniczne.

Taka sytuacja jest równocześnie dużą szansą na bardzo szeroki rynek usług. W przypadku problemów odbiorca nadal jeszcze postrzega dostawcę energii jako swego głównego partnera dla ich rozwiązania. Podjęcie tej roli będzie w zasadniczy sposób kształtowało wizerunek marketingowy dostawcy w nowych, rynkowych warunkach. Dostawca energii powinien już teraz kształtować swoją aktywną postawę wobec problemu, czas bowiem jest tu bardzo istotnym czynnikiem. Rynek nie toleruje próżni, konkurenci mogą szybko wykorzystać nadszającą się okazję w świadczeniu usług w dziedzinie jakości. Ten proces można już w Polsce obserwować. To właśnie małe, prywatne firmy są najbardziej aktywne i widoczne na tym polu.

W działalności dostawcy energii można wyróżnić trzy postawy:

- **bierną**, polegającą na opracowaniu strategii postępowania w odpowiedzi na zgłoszony przez odbiorcę

problem, stworzeniu właściwej struktury organizacyjnej, przygotowaniu odpowiedniej kadry do rozwiązywania problemów o różnym stopniu złożoności, zagwarantowaniu odpowiedniego sprzętu i oprogramowania, uczestniczeniu w różnych działaniach tematycznie związanych z problemem: zagwarantowanie dostępu do aktualnej informacji technicznej, udział w projektach techniczno-badawczych itp.,

- **aktywną**, ukierunkowaną na potrzeby odbiorcy, a realizowaną poprzez rozeznanie jego dotychczasowych doświadczeń związanych z jakością energii, poznaniu jego technologii, potencjalnych perspektywicznych zagrożeń itp., edukowaniu odbiorcy (seminaria, wspólne stowarzyszenia techniczne, broszury, analiza przypadków, itp.), ścisła współpraca z przemysłem jako znaczącym klientem. Są to działania przygotowujące odbiorcę do kolejnego, trzeciego obszaru działalności dostawcy energii, którymi są
- **produkcja, instalacja i serwis urządzeń** służących poprawie jakości zasilania.

Sluszną wydaje się filozofia, zgodnie z którą zdefiniować można np. dwa lub trzy poziomy jakości zasilania:

- **pierwszy**, podstawowy standard jakości gwarantowany wszystkim odbiorcom przez dostawcę energii. Większość odbiorców akceptuje ten poziom jakości zasilania. Jest on też niezbędny dla producentów urządzeń, którzy muszą nadać swoim produktom odpowiedni poziom odporności. Jego brak utrudnia odbiorcy właściwy – z technicznego i ekonomicznego punktu widzenia – dobór sprzętu do danego środowiska elektromagnetycznego. Dostawcy energii uniemożliwiają natomiast sprzedaż droższego, lecz o wyższej jakości produktu, jakim jest energia elektryczna.

Podstawą do ustalenia tego standardu, prócz istniejących międzynarodowych i europejskich norm, powinny być pomiary przeprowadzone kompleksowo, na dużym obszarze i w dłuższej skali czasu,

- **drugi**, podwyższony głównie w zakresie pewności zasilania osiągniętej tradycyjnymi środkami technicznymi (zmiana konfiguracji sieci, dodatkowe zasilania, itp.), który oznacza podwyższone opłaty ponoszone przez odbiorcę,
- **trzeci** „super-jakość” (ang. *premium power*), będący przedmiotem indywidualnych negocjacji z odbiorcą. Przyjęte wskaźniki jakości zależą wyłącznie od indywidualnych oczekiwań odbiorcy i możliwości techniczno-organizacyjnych dostawcy. Jakość uzyskiwana jest w efekcie zastosowania specjalnych środków technicznych instalowanych zarówno po stronie dostawcy jak i odbiorcy energii na warunkach określonych kontraktem. W tym przypadku dostawa energii powinna obejmować także jako usługę ciąglej monitoring jej parametrów.

Nową sytuację dla dostawcy tworzy wzrost liczby i mocy lokalnych źródeł energii (elektrownie wiatrowe, biogeneracja, źródła fotowoltaiczne, produkcja w skojarzeniu itp.). W wielu krajach ich procentowy udział w całkowitej produkcji energii zaczyna mieć znaczenie (np. Dania, Niemcy, Hiszpania), a wpływ na lokalną jakość energii (głównie wartość napięcia i jego zmiany) musi być brany pod uwagę.

### Producent urządzeń a jakość energii

Na obecnym poziomie techniki większość produkowanych urządzeń tego samego rodzaju cechuje podobny, lub wręcz identyczny poziom funkcjonalny. Aby spośród wielu takich samych produktów wybrać jeden, należy go czymś wyróżnić. Tą wyróżniającą cechą może być właśnie jego „przyjazność” dla środowiska elektromagnetycznego, a więc jego mniejsze szkodliwe oddziaływanie na to środowisko. Atut ten już obecnie funkcjonuje w walce konkurencyjnej producentów. Coraz częściej jakość energii staje się elementem marketingu, w którym producent widzi swoją szansę na finansowy sukces. Jest to bardzo nośny argument, stosunkowo łatwo oddziaływający na rozbudzone ekologicznie społeczeństwa hasło – „czystości” środowiska, w tym również środowiska elektromagnetycznego. Dobrym przykładem są tutaj zapady napięcia. Jeszcze 10 lat temu były one rejestrowane wyłącznie ze względów technicznych. Obecnie, również względami marketingowymi, zostały wykreowane jako jedno z najważniejszych zaburzeń.

Wielu producentów wymaga dla swego sprzętu wysokiej jakości zasilania energią elektryczną, często nie informując o tym potencjalnych nabywców. Producenci ci, wobec silnej konkurencji, nie podnoszą cen swoich produktów kosztem rezygnacji z tych elementów konstrukcyjnych, które służą podniesieniu odporności urządzenia na zaburzenia (np. filtry wejściowe) oraz zmniejszeniu ich emisyjności<sup>5)</sup>. Prawdą jest również, że w przypadku wielu trudnych do wyjaśnienia uszkodzeń, winą obarcza się często bliżej niezdefiniowaną złą jakość zasilania. Staje się ona kluczem do wszystkiego, „kozłem ofiarnym” mającym przenieść winę z producenta „bezawaryjnego” sprzętu na dostawcę energii.

Producent nie chce ponosić kosztów napraw gwarancyjnych. Oferuje coraz częściej specjalistyczny sprzęt o coraz większej odporności na zaburzenia, ale za zasadniczo większą cenę. Powstaje nowy, głęboki rynek urządzeń przyjaznych dla sieci oraz urządzeń o zwiększonym stopniu odporności na zaburzenia elektromagnetyczne. To bardzo duża szansa dla producentów.

5) Przykładowo, dążąc do obniżenia ceny urządzeń w większości regulowanych napędów z silnikami indukcyjnymi, stosuje się na wejściu nie sterowane prostowniki. Uwzględniając powszechność ich stosowania ma to zasadniczy wpływ na jakość energii.

Coraz częściej głoszony jest pogląd, że po stronie dostawcy energii leży obowiązek rozwiązania problemów jej jakości. Możliwości dostawcy, mimo że są znaczące, są ograniczone losowością i nieprzewidywalnością pewnych zdarzeń w systemie. Dlatego producent sprzętu będzie zobowiązany dostarczyć urządzenie kompatybilne z danym, ściśle zdefiniowanym środowiskiem elektromagnetycznym, do pracy w którym jest ono dedykowane. Trend ten widać wyraźnie na przykładzie zapadów napięcia. Zamawiane są urządzenia odporne na zapady o określonym czasie trwania i określonej amplitudzie.

Rozwój problematyki jakości energii to również rozwój techniki i produkcji na bardzo dużą skalę. Dotyczy to także, a może przede wszystkim, odbiorców komunalnych. Trzeba ich przekonać do zakupu nowego telewizora, elektrotechnicznego sprzętu domowego itp. mimo, że stary jeszcze dobrze funkcjonuje. To sprawia, że sami producenci są zainteresowani zwiększeniem znaczenia tej problematyki jako nakręcającej koniunkturę i stwarzającej szansę na wykreowanie nowych, atrakcyjnych produktów stanowiących ofertę dla „głębszego” rynku.

#### Konsultant a jakość energii elektrycznej

Nowa sytuacja antagonistycznych relacji pomiędzy dostawcą i odbiorcą energii oraz producentem sprzętu wykreowała nowego partnera – konsultanta. Pełni on często rolę arbitra w nieuniknionych sporach pomiędzy wyszczególnionymi partnerami, lecz przede wszystkim jest doradcą na etapie identyfikacji problemu, szukania jego rozwiązania, redagowania kontraktów itp. Jego rola wzrasta szczególnie w warunkach rynku energii elektrycznej. To duża szansa dla nowej formy usługi.

#### Regulacje prawne jakości zasilania

Korzystając z doświadczeń innych krajów o dłuższej historii rynku energii elektrycznej, w procesie regulacji jakości energii można wyróżnić trzy etapy.

##### Etap I

Zmiana wzajemnych relacji pomiędzy różnymi stronami rynkowego obrotu energią elektryczną wymaga stanu przejściowego w celu adaptacji do nowych warunków. Nie są zalecane nagłe zmiany, proces regulacji zagadnień związanych z jakością zasilania wymaga czasu. W tym okresie najczęściej nie są stosowane żadne kary ani bonifikaty, ustalone są natomiast poziomy referencyjne oraz uruchamiany jest mechanizm kontroli i pomiaru. W szczególności należy uwzględnić następujące aspekty:

- 1) *historyczne indeksy ciągłości zasilania*. Korzystne jest kontynuowanie ich stosowania, aby mieć wystarczającą ilość danych z przeszłości w celu określenia wartości docelowych. Jeżeli będą proponowane nowe indeksy jakości, stan przejściowy powinien umożliwić przystosowanie systemu pomiarowego do

nowych wskaźników i umożliwić zgromadzenia wystarczającej bazy danych z przeszłości.

- 2) *istniejące poziomy jakości*. Docelowe poziomy jakości muszą być realne w istniejącym stanie systemu elektroenergetycznego. Wymagany jest wystarczający okres czasu dla przystosowania rzeczywistych poziomów jakości do nowych wymagań.
- 3) *nowa infrastruktura pomiarowa*. Nie są zazwyczaj monitorowane indywidualne – dla poszczególnych odbiorców – indeksy pewności zasilania oraz poziomy jakości napięcia. Podczas okresu przejściowego dostawcy energii tworzą techniczną infrastrukturę pomiarową umożliwiającą ciągłe monitorowanie zaproponowanych wskaźników jakości. Dla przeciętnego odbiorcy jakość kojarzy się głównie z przerwami i zapadami napięcia, niekiedy także z harmonicznymi. Zrozumienie pozostałych wskaźników jakości staje się najczęściej pytaniem do ekspertów. Stąd naturalna tendencja do ograniczenia liczby wskaźników. Należy temu stanowczo przeciwdziałać.
- 4) *techniki pomiarowe*. Jakość energii musi być kontrolowana i mierzona. To wymaga dobrze zdefiniowanych wskaźników. Musi być opublikowany sposób pomiaru każdego z nich. Jednoznaczne zdefiniowanie liczbowych wskaźników jakości energii i metod ich pomiaru jest szczególnie istotne w przypadku „lamania” monopolu dostawcy, a więc w okresie tworzenia rynku energii elektrycznej. W chwili obecnej w Polsce tylko harmoniczne i wahania napięcia spełniają ten warunek, tzn. istnieją normy definiujące procedury pomiarowe i wymagania dotyczące mierników. W zawieranych w przyszłości kontraktach należy oprzeć się na normie IEC 61000-4-30, która w trybie pilnym powinna być wprowadzona do polskiej normalizacji. Powstaje pytanie: jak skłonić do tego Polski Komitet Normalizacyjny koncentrujący obecnie wszystkie swoje wysiłki na opracowywaniu norm europejskich. Powszechną tendencją jest instalowanie w sieciach przesyłowych sprzętu pomiarowego w każdym istotnym „ekonomicznym” punkcie systemu przesyłowego tj. głównie w punktach połączenia z odbiornikami WN i z przedsiębiorstwami energetycznymi. Operator systemu WN potrzebuje najczęściej indeksy zgodne z normą IEC 1000-3-6/7, które są percentylami 99% (nie 95%) (np.  $P_{99}$  i  $P_n$ ). Przyrząd pomiarowy powinien umożliwiać uzyskanie takich danych. Ten rodzaj mierników nie jest powszechnie dostępny na rynku. Powinna być realizowana zasada „potrzebna jest informacja a nie dane”. Wymaga to przetwarzania wyników pomiarów w przyrządzie lub w jego oprogramowaniu wspomagającym. Oznacza to reakcję przyrządów na przekroczenie poziomów granicznych lub wyznaczanie indeksów zagregowanych.

Można przypuszczać, że pierwsze kontrakty „jakościowe” będą zawierane na poziomie WN pomiędzy



operatorem sieci przesyłowej oraz operatorami systemów rozdzielczych lub dużymi zakładami przemysłowymi zasilanymi bezpośrednio z sieci WN. Uregulowania techniczne i prawne na poziomie WN są nieomal we wszystkich krajach na tym samym, bardzo wczesnym, początkowym etapie. Jak na razie nie ma na tym poziomie napięcia odpowiedzi na kilka zasadniczych pytań. Przykładowo:

- a) czy należy formułować jednakowe uregulowania jakościowe w skali międzynarodowej<sup>6)</sup>;
- b) czy poziomy graniczne będą:
  - i. ustalane na podstawie istniejących narodowych norm, przepisów i rekomendacji, jeżeli tak, to których<sup>7)</sup>,
  - ii. określone w przyszłości jako efekt międzynarodowej dyskusji,
  - iii. zgodne ze stanem jakości występującym obecnie w przeważającej części systemów elektroenergetycznych;
- c) jak będzie finansowany proces kontroli jakości:
  - i. czy kara w przypadku niespełnienia zapisów umowy/standardu jakości będzie płacona na rzecz odbiorcy, urzędu regulacyjnego lub operatora systemu?
  - ii. czy kompensacja płacona odbiorcy będzie oparta na rzeczywistych kosztach uszkodzeń/skutków, czy będzie to wielkość umowna?
  - iii. czy kompensacja będzie płacona jedynie w następstwie skargi czy z urzędu, a więc zawsze w przypadku niespełnienia wymagań jakościowych?
  - iv. czy całkowita roczna suma opłat kompensacyjnych będzie ograniczona? Jeżeli tak, to co będzie podstawą naliczania wartości granicznej<sup>8)</sup>,
  - v. czy przewidywane jest wprowadzenie formy ubezpieczenia przed ryzykiem wystąpienia zaburzenia. Fundusz ubezpieczeniowy może być np.

finansowany przez odbiorców, którym zależy na dobrej jakości energii, ze względu na koszty potencjalnych skutków jej złej jakości<sup>9)</sup>.

Pytań jest wiele, większość z nich nadal pozostaje bez odpowiedzi. Powyżej przytoczono jedynie wybrane, najczęściej pojawiające się w dyskusjach dotyczących regulacji jakości energii.

#### *Etap II – stan ustalony*

Zaczyna się, gdy zostaną rozwiązane wszystkie problemy stanu przejściowego. Należy zwrócić szczególną uwagę na następujące aspekty:

- 1) *obieg informacji*. Poprawa jakości realizowana jest głównie przez przedsiębiorstwa dystrybucyjne. One powinny więc w największym stopniu dostarczać informacje urzędowi regulacji oraz odbiorcom.
- 2) *audyt*. Cały proces monitorowania jakości energii i transmisji informacji musi być „przezroczysty” i czytelny dla zewnętrznych audytorów.
- 3) *procedura rozstrzygania konfliktów*. Powinna być jednoznacznie zdefiniowana w celu rozstrzygnięcia nieuniknionych sporów pomiędzy odbiorcami i dostawcami energii. Uregulowania systemowe oraz wprowadzenie zapisów dotyczących jakości zasilania w umowach na dostawę energii uruchamia (tak byto w większości krajów – vide Francja lub Norwegia<sup>10)</sup>) okres procesów sądowych. Odbiorcy w oparciu o kontrakt domagają się bardzo dobrej jakości zasilania, której dostawca często nie może zagwarantować.
- 4) *ocena skutków regulacji jakości*. Powinna istnieć procedura oceny skutków działań podjętych w celu poprawy jakości oraz, w oparciu o rachunek ekonomiczny, powinien funkcjonować mechanizm zmiany w czasie dopuszczalnych wartości wskaźników jakości.

#### *Indywidualne kontrakty*

Regulacja jakości jest odniesiona do całego systemu elektroenergetycznego. Istnieje więc pewien podstawowy standard. To nie wyklucza indywidualnych kontraktów zawieranych na bazie ekonomicznego i technicznego porozumienia. Ten rodzaj kontraktów nie powinien przenosić dodatkowych kosztów na innych

- 6) Odpowiedź jest raczej pozytywna. Duch dyrektyw europejskich wskazuje, że problem ten w dłuższej skali czasu powinien być rozwiązywany w Europie w podobny sposób. Jednakże w chwili obecnej nie jest to opinia powszechna, daleko jeszcze do ogólnoeuropejskiego porozumienia. Prawdopodobnie w najbliższym czasie każdy kraj będzie opracowywał przepisy dotyczące jakości energii zgodnie z jego „własną czułością” na zaburzenia.
- 7) Przykładowo Francuzi nie zaakceptowali w pełni postanowień normy EN 50160 jako standardu jakości w odniesieniu do wartości napięcia, ponieważ rozważa ona poziom 95%, który został jednoznacznie odrzucony przez przedstawicieli odbiorców. Z tych samych powodów, zdaniem autora artykułu, niesłuszne jest przyjmowanie dla oceny wartości napięcia percentyla CP95, co pojawia się w projektach nowej wersji rozporządzenia „jakościowego”. Spełnienie wymagań odnośnie do percentyla nie wyklucza bowiem występowania krótkotrwałych zmian napięcia o bardzo znaczących konsekwencjach technicznych i finansowych.
- 8) Przykładowo w Norwegii wprowadzono dwie różne opłaty kompensacyjne za energię nie dostarczoną podczas przerw trwających dłużej niż 3 min. i przerw krótszych niż

3 min. Energia nie dostarczona jest szacowana z grafika obciążenia. Całkowita suma opłat kompensacyjnych w roku jest ograniczona do 2% zysku i nie może przekraczać 25% całkowitej opłaty przesyłowej [1].

- 9) Dzięki temu identyfikowana będzie grupa odbiorców, którym naprawdę zależy na dobrej jakości zasilania. Operator systemu może wówczas skoncentrować na nich swoje działania inwestycyjne.
- 10) Regulator norweski prowadzi obecnie prace nad nową wersją „prawa ds. jakości energii”, które ma wymusić na dostawcy szybsze reagowanie na skargi odbiorców. Stwierdzono bowiem, że w niektórych przypadkach dostawca poprawiał złe warunki zasilania lub rozpoznawał przyczynę ich złej jakości w czasie od 2 do 9 lat [10].

odbiorców, którzy nie zabiegają o wyższą jakość zasilania.

W warunkach francuskich podstawowym celem dostawcy było umieszczenie w kontrakcie postanowienia zobowiązującego odbiorcę do podjęcia wszelkich działań w celu poprawy jego instalacji. Była to również okazja do współdziałania z odbiorcą w celu ustalenia pożądanych cech emisji zaburzeń w jego instalacji.

Kontrakt nie powinien być konfliktowy. W publikacjach francuskich stwierdzono, że poprzez wprowadzenie kontraktu „jakościowego” chciano poprawić relację pomiędzy energetyką zawodową i odbiorcami, która w chwili tworzenia kontraktu nie była najlepsza. Istotnym był także fakt, że jakość zasilania definiowano w porozumieniu z odbiorcami, nie narzucono im standardów.

### Gdzie jesteśmy dziś?

Problem jakości dostawy energii elektrycznej staje się w Polsce, podobnie jak w wielu innych krajach, w których dokonano lub dokonuje się prywatyzacji sektora energetycznego, kategorią nie tylko techniczną, lecz również, a może głównie, ekonomiczną. Zrezygnowanie z systemu wspólnych elektrowni, wspólnych sieci przesyłowych i rozdzielczych na rzecz różnych konkurujących ze sobą producentów energii, wspólnej sieci wyłącznie do przesyłu energii i regulowanego prawami rynku sposobu rozliczania się sprzedawcy z pośrednikiem i klientem (tzn. przyjęcie komercyjnego rozdziału energii elektrycznej jako produktu od jej transmisji traktowanej jako usługa), stworzyło problem rekonstrukcji taryf za energię i gwarancji jakości energii oraz związanych z tym kosztów jej pogorszenia.

Nie powstał dotychczas w Polsce dokument przedstawiający w sposób kompleksowy stan jakości energii w kraju, można więc zgodzić się z często wyrażanym poglądem, że obecnie nie jest wiadomo, czy energetyka polska jest przygotowana do przyjęcia nowych przepisów międzynarodowych. W przypadku ich szybkiego wdrożenia odbiorca (szczególnie duży, przemysłowy) nie wyeliminuje szybko szkodliwej emisji swoich instalacji, ani też od razu nie zainstaluje urządzeń do jej redukcji. Są co najmniej trzy przyczyny tego stanu: duże koszty, nadal brak jednoznacznych uregulowań prawnych i brak wystarczającej liczby specjalistów w tej dziedzinie<sup>11)</sup>. Ze względu na kilkudziesięcioletnie zaniechania inwestycyjne w kraju oraz brak należytej uwagi dotyczącej przyłączania do sieci odbiorców pogarszających jakość energii można przypuszczać, że występują obszary, na których lokalnie jakość energii jest zła. Poprawa w takich przypadkach będzie następowała

11) Należy uwzględnić również wymuszoną podwyższeniem efektywności działania i realizowaną obecnie redukcją liczby pracowników w sektorze energetycznym.

prawdopodobnie w wyniku wielokrotnych skarg i monitorów, co może trwać nawet kilka lat.

W przyjętych założeniach rozwoju branży energetycznej w Polsce mówi się o trzech zasadniczych kierunkach działań: (a) nastawieniu się na potrzeby klienta; (b) zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego kraju; (c) szczególnej trosce o środowisko naturalne. Każdy z tych celów wiąże się, w różnym stopniu, z problemem jakości dostawy energii elektrycznej.

Obecna sytuacja w polskiej energetyce jest szczególna, nie tylko z punktu widzenia jakości energii. Funkcjonuje Prawo energetyczne, które jest narzędziem regulującym na poziomie państwowym funkcje różnych podmiotów gospodarczych i ich wzajemne powiązania oraz zasady finansowych rozliczeń. Ustawa funkcjonuje w dynamicznej sytuacji zmieniających się struktur zarządzania, uruchamiania mechanizmów konkurencyjności i prywatyzacji oraz niezbędnych, a zaspokajanych w niewystarczającym stopniu, potrzeb inwestycyjnych w energetyce.

W ustawie – Prawo energetyczne pojawiły się sformułowania o obowiązku przedsiębiorstwa sieciowego przestrzegania wymagań jakościowych określanych w kontrakcie, oraz obowiązku Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki kontrolowania parametrów jakościowych.

Prawo energetyczne funkcjonuje wraz z całym szeregiem dokumentów wykonawczych – przedmiotowych rozporządzeń. Ich celem jest między innymi stworzenie podstaw prawnych gwarantujących: zapewnienie właściwych parametrów jakości energii elektrycznej odbiorcom finalnym zasilanym z sieci dostawcy, ochronę sieci dostawcy przed nadmiernym, negatywnym oddziaływaniem odbiorników zainstalowanych u odbiorców<sup>12)</sup> oraz określenie wymagań w zakresie ciągłości dostawy energii elektrycznej.

### Dokąd zmierzamy?

Natychmiastowa poprawa jakości energii i ciągłości jej dostawy nie jest możliwa – wymaga przedsięwzięć organizacyjnych i technicznych oraz znaczących nakładów finansowych. W najbliższym czasie, zdaniem autora artykułu należy: (1) określić parametry jakości energii elektrycznej, które powinny być w pierwszej kolejności objęte standaryzacją (nie ograniczą się one tylko do tych, które są w obecnej wersji rozporządzenia do Prawa energetycznego<sup>13)</sup>). Pozytywnie należy ocenić propozycje zgłaszane w projektach nowej wersji rozporządzenia. Należy jedynie podkreślić niebezpieczeństwo, które może zaistnieć w polskiej energetyce

12) Ten aspekt nie jest praktycznie rozważany w obowiązującym rozporządzeniu „jakościowym” oraz w diskutowanych nowych jego wersjach.

13) W ten sposób należy zdefiniować standard jakości gwarantowany przez dostawcę. Wszystko to, co jest ponad te gwarancje stanowić będzie przedmiot negocjacji odbiorcy z dostawcą, które znajdą swój finał w kontrakcie na dostawę energii.

w chwili wprowadzenia, zgodnie z intencją autorów projektu, wartości granicznej dla wahań napięcia  $Plt=1$ . Można mieć obawy, że ten poziom wahań będzie przekroczony w wielu sieciach SN i nn. Nietrudno wyobrazić sobie prasowo-telewizyjną kampanię pod hasłem: „dostawcy energii elektrycznej poprzez wahania napięcia niszczą nasze (odbiorców) zdrowie (taki jest bowiem efekt migotania światła)”. Czy wówczas Prezes URE nie będzie zmuszony z pozycji sprawowanego urzędu wkroczyć na teren tak wykreowanego konfliktu?; (2) określić dopuszczalne wartości odchyłek tych parametrów, które można uznać za dopuszczalne (podstawa kontraktów); (3) zdefiniować protokół pomiaru parametrów jakości energii; (4) określić precyzyjnie odpowiedzialność dostawcy za niedotrzymanie ww. parametrów jakościowych energii elektrycznej, a odbiorcy – za wprowadzanie zaburzeń do sieci zasilającej; (5) uwzględnić jakość zasilania w taryfach przedsiębiorstw dystrybucyjnych; (6) wyposażyć zakłady energetyczne i wyspecjalizowane firmy, a także placówki naukowo-badawcze w specjalistyczną aparaturę pomiarową; (7) powołać instytucję upoważnioną do bieżącej kontroli poszczególnych parametrów, określić tryb odszkodowań oraz zasady rozstrzygnięcia sporów. Ponadto warto:

- **uruchomić w Polsce wieloletni program oceny jakości energii**, wzorem niemal wszystkich państw europejskich. Za niewystarczające można uznać wykonane dotychczas pomiary parametrów jakości energii realizowane bez całościowej koncepcji, za pomocą różnej aparatury pomiarowej, bardzo ograniczone w czasie i dotyczące niewielu punktów pomiarowych. Tylko kompleksowy program konsekwentnie realizowany pozwoli zinventaryzować istniejący stan jakości energii w sieciach rozdzielczych i przesyłowych.

Duże zróżnicowanie struktury odbiorców poszczególnych spółek dystrybucyjnych pozwala przypuszczać, że istnieją znaczące różnice w jakości energii elektrycznej na terenie kraju. Ten stan faktyczny powinna uwzględnić standaryzacja wprowadzająca jednakowe wymagania wobec wszystkich spółek dystrybucyjnych. Raport o stanie energii elektrycznej, który mógłby powstać jako skutek realizacji programu, byłby podstawą oceny przydatności zagranicznych rozwiązań w zakresie normalizacji jakości energii elektrycznej w warunkach polskich. Będzie to również podstawa oceny krajowych rozwiązań dotyczących normalizacji jakości energii powstałych jako dokumenty związane z nowym Prawem energetycznym.

Program, gdyby został rozpoczęty, wprowadziłby pewną unifikację w dziedzinie przyrządów pomiarowych służących ocenie jakości zasilania. Obecnie wiele zakładów energetycznych i przemysłowych dokonuje zakupu tego specjalistycznego i niekiedy bardzo drogiego sprzętu, kierując się różnymi, nie zawsze technicznymi kryteriami. Skutkiem będzie

znacząca liczba przyrządów o ograniczonym stopniu przydatności. Różnice w algorytmach pomiarowych, a ogólnie różnice cech metrologicznych tych przyrządów powodują bowiem brak komplementarności ich wskazań.

Obecne i przyszłe uczestnictwo Polski w europejskich i międzynarodowych organizacjach zajmujących się standaryzacją (IEC, CENELEC), techniką funkcjonowania systemów przesyłowych i rozdzielczych (np. CIGRE, CIRED), zagadnieniami rynku energii elektrycznej (np. Council of European Energy Regulators, Working Group on Quality of Electricity Supply itp.) wymuszają konieczność posiadania wiedzy potrzebnej do sporządzania okresowych raportów dotyczących jakości zasilania. Może warto, aby decyzją Prezesa URE wymusić na przedsiębiorstwach energetycznych sporządzanie takich raportów dotyczących w pierwszej kolejności przerw w zasilaniu i wartości napięcia, a w przyszłości pozostałych wskaźników jakości;

- **promować urządzenia i instalacje przyjazne dla sieci zasilającej;**
- **stworzyć zespoły monitorujące w sposób ciągły stan jakości energii elektrycznej w Polsce;**
- **wprowadzić problematykę jakości energii do programów nauczania na różnych szczeblach edukacji, w szczególności w wyższych uczelniach technicznych, studiach podyplomowych itp.** W wielu krajach jest to oddzielna specjalność na wydziałach elektrycznych.

Ogromne, rosnące zainteresowanie problematyką jakości energii nie jest polską specyfiką. Występuje w większości krajów, co najwyżej w niektórych z nich nastąpiło to znacznie wcześniej i stąd wypracowano tam szereg wzorcowych rozwiązań, z których warto i należy korzystać. Na całym świecie istnieje duża liczba organizacji, instytucji, stowarzyszeń itp. zajmujących się tymi zagadnieniami. Może nastał czas, aby w Polsce połączyć rozproszone siły i środki celem stworzenia podstawy organizacyjnej krajowego forum jakości energii?



*Autor jest pracownikiem Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie*

#### Literatura:

1. EDF & EPRI, *First European Power Quality Interest Group*, Paris, Sep. 4-5, 2000.

2. Gomez T., Rivier J.: *Distribution and power quality regulation under electricity competition. A comparative study*. 0-7803-6/00/ 2000IEEE.
3. Hanzelka Z.: *Rozważania o jakości energii elektrycznej (I) – Jeden z najważniejszych problemów elektrotechniki*. Elektroinstalator 9, 2001 (www.twelvee.com.pl).
4. IEC 61000-3-6, IEC 61000-3-7, IEC 61000-4-30.
5. Javerzac J. L.: *Contracting the quality of electricity: the French experience*. 0-7803-64499-6/00/ 2000IEEE.
6. Knijp J., de Zwart T.: *Improving customer satisfaction*. EPQ'97, Stockholm.
7. Moroń W.: *Kompatybilność elektromagnetyczna – geneza i ewolucja*. JUEE 1966, 2, 2.
8. Rivier J., Gomez T.: *A conceptual framework for power quality regulation*. 0-7803-6/00/ 2000IEEE.
9. Robert A.: *Power quality monitoring at the interface between transmission system and users*. 0-7803-6499-6/00/ 2000IEEE.
10. Seljeseth H.: *Power quality and liberalisation (example from Norway)*. International Workshop on Power Quality, Leganes, Madrid 21st May 2003.
11. www.lpqj.org.
12. Ustawa – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 54, poz. 348 z późn. zm) oraz rozporządzenia wykonawcze.

## LOKALNE RYNKI I PLANY ZAOPATRZENIA W ENERGIĘ

Witold Cherubin

### 1. Specyfika potrzeb energetycznych i dostaw energii

Tradycyjnie pojęcie rynku kojarzy się z dokonywaniem aktów kupna-sprzedaży towarów, których cena wynika z rządzących na tym rynku praw ekonomicznych (m.in. tzw. prawa podaży i popytu oraz konkurencji). Jednakże w odniesieniu do specyficznego towaru, jakim jest energia, pojęcie rynku wymaga komentarza, gdyż na rynku tym po stronie podaży mogą występować różne rodzaje energii pierwotnej i przetworzonej (uzyskanej w wyniku przemian energetycznych), a po stronie popytu różne rodzaje potrzeb energetycznych, które mogą być pokryte przy wykorzystaniu różnych rodzajów energii. Wynika to z prawa zachowania i przemiany energii, zgodnie z którym w przyrodzie występują różne postacie energii (np. energia mechaniczna, chemiczna, wodna, elektryczna, ciepła itd.), a ich sumaryczna ilość jest stała, gdyż dzięki przemianom energetycznym jeden rodzaj energii można zmienić w inny.

Współcześnie, w coraz większym zakresie wytwarzanie i dostarczanie różnych rodzajów energii nabiera rynkowego charakteru, postrzeganego przez pryzmat lokalnego rynku energii. Rozwój lokalnych rynków energii zależy od szeregu czynników, z których najistotniejsze są:

- struktura (rodzaj i wielkość) potrzeb energetycznych odbiorców (w tym także przemian energetycznych zachodzących w procesach produkcyjno-technologicznych),
- dostępność poszczególnych rodzajów energii oraz koszty związane z pokryciem potrzeb energetycznych odbiorców przy wykorzystaniu tych rodzajów energii (konkurencyjność różnych sposobów pokrycia tych potrzeb).

**Struktura potrzeb energetycznych odbiorców** zależy od ich charakteru, ale ogólnie można stwierdzić, że potrzeby te dzielą się na takie, które można pokryć wykorzystując określony nośnik energii (np. energię elektryczną do oświetlenia, sprzętu RTV i AGD, elektrycznych napędów, pieców indukcyjnych itd.) i takie, które mogą być pokryte przy wykorzystaniu różnych nośników energii (np. ogrzewanie). W tabeli 1 (na str. 51) przedstawiono przykładowe zestawienie różnych rodzajów potrzeb energetycznych i różnych nośników energii, które można wykorzystywać do pokrycia tych potrzeb. Z tabeli tej wynika, że potrzeby energetyczne, w których występuje wymiana ciepła, można pokryć wykorzystując różne nośniki energii. Należy dodać, że energia elektryczna też jest wytwarzana w wyniku przemian energetycznych, w których wykorzystane mogą być różne rodzaje energii: np. energia jądrowa lub energia chemiczna różnych paliw w elektrowniach ciepłych i elektrociepłowniach, energia wody w elektrowniach wodnych, energia wiatru w elektrowniach wiatrowych itd.

Zakres wykorzystania poszczególnych nośników energii na lokalnym rynku energii zależy od ich dostępności oraz kosztów związanych z pokryciem potrzeb energetycznych odbiorców.

**Dostępność nośników energii** zależy od struktury bilansu energetycznego (zasobów krajowych i wymiany międzynarodowej), a także od rozwoju sieci elektroenergetycznej i gazowniczej w poszczególnych rejonach kraju. Polska posiada znaczące zasoby energii pierwotnej, ale są to głównie paliwa stałe (węgiel kamienny i brunatny). Paliwa węglowodorowe pochodzą głównie z importu, gdyż krajowe zasoby gazu ziemnego są stosunkowo niewielkie (część tych zasobów stanowi gaz zaazotowany o niższej wartości opałowej), a krajowe zasoby ropy naftowej są

Tabela 1. Możliwości wykorzystania różnych nośników energii do pokrycia różnego rodzaju potrzeb energetycznych

Rodzaj potrzeb lub przemian energetycznych <sup>1)</sup>	Nośniki energii pierwotnej							Nośniki energii przetworzonej						
	węgiel (brun., kamienny itp.)	gaz ziemny	ropa naftowa	drewno itp.	energia wody lub wiatru	energia geotermalna	energia słońca	koks, brykiety itp.	gaz koksown., miejski itp.	gaz ciekły	paliwa ciekłe	energia elektryczna	ciepło w parze	ciepło w gorącej wodzie
oświetlenie							dzień				noc			
sprzęt RTV i AGD														
napęd urządzeń i śr. transportu														
procesy technologiczne														
wytwarzanie energii elektrycznej														
wytwarzanie pary														
wytwarzanie gorącej wody														
ogrzewanie, wentylacja														
podgrzewanie wody wodociąg.														
podgrzewanie posiłków														

Objaśnienia:

Pola jasnoszare wskazują nośniki energii, które mogą być wykorzystane do pokrycia określonych potrzeb energetycznych. Pola ciemnoszare wskazują nośniki energii najczęściej wykorzystywane do pokrycia określonych potrzeb energetycznych.

1) Podano najczęściej występujące potrzeby lub przemiany energetyczne, występujące u różnych odbiorców energii pierwotnej lub przetworzonej.

znikome. Zasoby energii wodnej są także ograniczone, zaś energię wiatru można wykorzystać w określonych rejonach kraju. Również drewno i inne zasoby energii odnawialnej nie mają ważącej roli w bilansie energetycznym. Największy udział w zużyciu energii pierwotnej w kraju mają różne źródła ciepła, użytkowanego w przemyśle, handlu i usługach, rolnictwie, transporcie oraz tzw. sektorze komunalno-bytowym (budownictwo mieszkaniowe, użyteczności publicznej itd.).

**Koszty związane z pokryciem potrzeb energetycznych odbiorców** zależą od wielu czynników, związanych z kosztami dostarczania poszczególnych nośników energii oraz kosztami zakupu, montażu i eksploatacji urządzeń i instalacji, w których ta energia jest wykorzystywana, a także w coraz większym stopniu od kosztów ochrony środowiska. Jako przykład zależności kosztów pokrycia potrzeb energetycznych odbiorców od charakteru tych potrzeb można podać różne technologie wykorzystania węgla kamiennego. Energia chemiczna węgla jest w procesie spalania zamieniana w energię cieplną spalin, która może być wykorzystana w:

- a) prostym i tanim piecyku przenośnym, służącym do ogrzewania pomieszczeń (np. w domu letniskowym) przez stosunkowo krótki okres czasu, w którym większość ciepła jest tracona w spalinach kierowanych do komina, a ciepło użytecznie wykorzystane stanowi znikomą część (ok. 20%) energii chemicznej spalonego węgla; ponadto taki piecyk stanowi źródło zanieczyszczenia środowiska, gdyż spaliny są z niego kierowane bezpośrednio do atmosfery, a popiół do otoczenia,
- b) kapitałochłonnej elektrociepłowni o złożonym procesie technologicznym, w którym energia cieplna spalin służy do wytworzenia pary, wykorzystywanej do skojarzonej produkcji energii elektrycznej i ciepła (użytkowanych dla celów produkcyjnych w zakładzie przemysłowym, lub sprzedawanych do sieci innych przedsiębiorstw energetycznych), przy czym uzyskana w tym procesie energia elektryczna i ciepło stanowią ok. 85% energii chemicznej spalonego węgla; ponadto zanieczyszczenie środowiska przez elektrociepłownię jest niewielkie, gdyż znacznie mniejsza jest ilość spalin przypadająca na jednostkę wytworzonej energii (ciepła i energii elektrycznej), a spaliny przed ich skierowaniem do atmosfery są oczyszczane z zanieczyszczeń, zaś popiół jest transportowany do specjalnych składowisk.

Zazwyczaj pojęcie lokalnego rynku energii jest ograniczane do konkretnego nośnika energii i pokrywanych przez ten nośnik potrzeb energetycznych, przy czym tak rozumiany rynek, w tradycyjnym znaczeniu tego pojęcia, może istnieć w przypadku tych nośników energii, które analogicznie jak inne towary mogą być produkowane przez różnych wytwórców oraz składowane (magazynowane) i dostarczane przez różnych sprzedawców klientom, jak np.: paliwa stałe (węgiel, koks, drewno opałowe itd.) lub paliwa ciekłe (olej opałowy, gaz płynny

itd.). Odbiorcy tych nośników energii mają swobodę wyboru kupowanego towaru i sprzedawcy oraz mogą ten towar odebrać w dowolnym miejscu i czasie. Charakterystyczne jest też, że strony dokonują aktu kupna-sprzedaży takich towarów zazwyczaj dokonując jednorazowej transakcji (niekiedy organizując przetarg i zawierając umowę na piśmie).

Odmierna sytuacja występuje w przypadku nośników energii, które są do klientów dostarczane za pośrednictwem przewodów, stanowiących element sieci energetycznej (elektroenergetycznej, gazowniczej lub ciepłowniczej). Charakterystyczne jest, że ze względu na brak możliwości magazynowania tych nośników w sieciach energetycznych, niezbędne jest regulowanie w sposób ciągły wielkości podaży (ilości dostarczanej do sieci energii elektrycznej, paliwa gazowego lub ciepła) w zależności od popytu (aktualnego poboru w instalacjach odbiorczych). Ponadto zawarcie umowy sprzedaży energii elektrycznej, paliwa gazowego lub ciepła może nastąpić dopiero po zawarciu umowy o przyłączenie do sieci i zrealizowaniu inwestycji, związanych z budową odpowiedniego przyłącza oraz niezbędną rozbudową sieci energetycznej, zainstalowaniem układów pomiarowo-rozliczeniowych itd.

Zarówno dostęp do sieci (budowa przyłącza), jak też odłączenie od sieci i zaspokojenie potrzeb energetycznych odbiorcy w inny sposób, wymagają pokrycia przez zainteresowane strony kosztów związanych z realizacją kosztownych inwestycji. Odbiorca ma więc ograniczoną możliwość wyboru (zmiany) dostawcy, a dostawca ograniczoną możliwość wyboru (pozyskania) odbiorców. Urządzenia i instalacje odbiorcze należące do odbiorcy i sieć należąca do dostawcy są bowiem połączone kapitałochłonnymi urządzeniami technicznymi, a umowy na ciągłe dostarczanie omawianych nośników energii są zawierane na okresy wieloletnie (często na czas nieoznaczony).

Dostawcy i odbiorcy nośników energii, dostarczanych przez tych dostawców za pośrednictwem sieci energetycznych, są więc związani nie tylko wieloletnią umową ale także trwałym przyłączem. Jednocześnie istnieją bardzo istotne różnice, zarówno w odniesieniu do sposobu użytkowania i regulacji ilości dostarczanej/pobieranej energii elektrycznej, gazu lub ciepła oraz stosowanych układów pomiarowo-rozliczeniowych i zasad rozliczeń z odbiorcami (klientami), jak też technologii pracy omawianych sieci energetycznych.

**Energia elektryczna** jest przesyłana przewodami i dostarczana do instalacji odbiorczych, w których zależnie od rodzaju odbiorników wykonuje pracę (silniki, silowniki itp.) lub spełnia inne funkcje (oświetlenie, ogrzewanie itd.). Ilość dostarczonej mocy i energii elektrycznej jest regulowana poprzez włączenie i wyłączenie odbiorników, przy czym zależnie od rodzaju odbiorcy stosuje się różne systemy rozliczeń za pobór mocy i energii elektrycznej (liczniki, watomierze, rejestratory poboru mocy itd.). Ze względu na brak możliwości magazynowania energii elektrycznej konieczne jest dokładne i ciągłe równoważenie

popytu i podaży, co wymaga elastycznego sterowania pracą sieci elektroenergetycznej przez dyspozytora sieci. Względy techniczno-ruchowe powodują, że konwencjonalne elektrownie ciepłe wymagają dość stabilnego poboru mocy elektrycznej (długi czas uruchomienia i wyłączenia kotła lub turbiny parowej). Ponadto poszczególne odcinki sieci elektroenergetycznej o różnym poziomie napięcia mają określone możliwości przesyłowe, a łączenie sieci o różnym poziomie napięć jest możliwe poprzez budowę kapitałochłonnych stacji transformatorowych i rozdzielni. Straty mocy i energii elektrycznej podczas przesyłania oraz omówione wyżej czynniki stwarzają określone warunki sterowania pracą sieci elektroenergetycznych. Zmiany popytu na lokalnym rynku energii elektrycznej wymagają dostosowania krajowego systemu elektroenergetycznego do pracy przy zmiennym poborze mocy, czyli zapewnienia odpowiednich zmian podaży energii elektrycznej (zmian ilości energii elektrycznej dostarczanej do sieci). Niezbędne jest dysponowanie w krajowym systemie energetycznym odpowiednią mocą w tzw. „regulacyjnych” źródłach energii elektrycznej (np. kapitałochłonnych elektrowniach szczytowo-pompowych), których uruchomienie lub zatrzymanie jest możliwe w bardzo krótkim czasie, lub turbozespołach gazowych (budowanych w ostatnim okresie), których czas uruchomienia i zatrzymania jest stosunkowo krótki. Istnieją też połączenia z sieciami elektroenergetycznymi sąsiednich krajów, co umożliwi międzynarodową wymianę i handel energią elektryczną. Sterowanie pracą systemu elektroenergetycznego na szczeblu ogólnokrajowym (wraz z wymianą międzynarodową) jest prowadzone przez operatora sieci przesyłowej, a na szczeblu regionalnym przez operatorów sieci dystrybucyjnych.

**Paliwo gazowe** (importowane lub wydobyte ze złóż krajowych, bądź wytworzone w instalacjach przemysłowych) jest przesyłane rurociągami tworzącymi sieć gazowniczą, a kierunek przepływu gazu wynika z różnicy ciśnień (gaz płynie w kierunku niższego ciśnienia). Poszczególne odcinki sieci gazowniczej mają określony poziom ciśnienia i możliwości przesyłowe, przy czym w celu podniesienia ciśnienia gazu w rurociągach budowane są kapitałochłonne tłocznie, w których jako źródło napędu stosuje się zazwyczaj turbiny gazowe. Możliwości łączenia sieci gazowniczych są ograniczone, zwłaszcza jeśli w poszczególnych złożach i rurociągach występuje gaz o różnych parametrach fizyko-chemicznych (np. gaz wysoko-metanowy, gaz zaazotowany, gaz koksowniczy, gaz miejski itd.). Niektóre niewielkie złoża gazu są wykorzystywane dla pokrycia lokalnych potrzeb energetycznych poprzez sieci, które nie są połączone z krajowym systemem gazowniczym. Gaz jest dostarczany z sieci do instalacji odbiorczych, w których zależnie od rodzaju zainstalowanych urządzeń jest spalany (kotły, turbiny, piece, kuchnie itd.) lub wykorzystywany jako surowiec technologiczny (przemysł chemiczny, nawozowy itp.). Ilość dostarczonego gazu jest regulowana przez zmianę poboru gazu w instalacji odbiorczej (w odbior-

niku), przy czym zależnie od rodzaju odbiorcy stosuje się różne systemy rozliczeń za pobór gazu (gazomierze, rejestratory poboru gazu lub tzw. mocy umownej itp.). W systemie gazowniczym brak jest możliwości magazynowania gazu i niezbędne jest ciągłe równoważenie popytu i podaży, co wymaga elastycznego sterowania pracą sieci gazowniczej przez dyspozytora sieci. Ze względów techniczno-ruchowych wydobycie paliw gazowych wymaga stabilnego poboru gazu ze złoża, a wieloletnie kontrakty na dostawę importowanego gazu określają – z tych samych względów – dopuszczalne zmiany wielkości tych dostaw. Stwarza to określone warunki dla sterowania pracą sieci gazowniczych, a zmiany popytu występujące na lokalnym rynku gazu (np. przy użytkowaniu gazu do celów grzewczych) wymagają dostosowania krajowego systemu gazowniczego do pokrycia zmian w poborze gazu, występujących między zimą i latem oraz w czasie sezonu grzewczego. W związku z tym niezbędne jest posiadanie możliwości magazynowania występującego w lecie nadmiaru gazu w kapitałochłonnych podziemnych zbiornikach i czerpanie gazu z tych zbiorników w sezonie grzewczym. Istnieją też połączenia z sieciami gazowniczymi sąsiednich krajów, co umożliwi międzynarodową wymianę i handel gazem. Sterowanie pracą systemu gazowniczego na szczeblu ogólnokrajowym (wraz z wymianą międzynarodową i wykorzystaniem podziemnych zbiorników gazu) jest prowadzone przez operatora sieci przesyłowej, a na szczeblu regionalnym przez operatorów sieci dystrybucyjnych.

**Ciepło**, w odróżnieniu od energii elektrycznej i gazu, nie jest bezpośrednio zużywane w instalacjach odbiorczych. Ponadto ciepło można wytwarzać przy wykorzystaniu różnych technologii i nośników energii, zarówno w lokalnych źródłach zlokalizowanych w obiektach odbiorców (miejscach odbioru ciepła), jak też źródłach scentralizowanych, z których ciepło jest dostarczane za pośrednictwem nośnika ciepła (najczęściej pary lub gorącej wody), płynącego siecią ciepłowniczą do węzłów cieplnych, z którymi połączone są urządzenia i instalacje odbiorcze. Kierunek przepływu nośnika ciepła w sieci wynika z różnicy ciśnień (nośnik płynie w kierunku niższego ciśnienia). W węzłach cieplnych (a przy dostawie pary w urządzeniach odbiorczych), następuje wymiana ciepła między nośnikiem ciepła dostarczonym z sieci ciepłowniczej, a innym czynnikiem płynącym w instalacjach lub urządzeniach odbiorczych, przy czym para po oddaniu ciepła zamienia się w skropliny, które w zależności od rodzaju instalacji odbiorczej są zwracane rurociągiem powrotnym do źródła ciepła, lub kierowane do kanalizacji (po schłodzeniu zgodnie z wymogami ochrony środowiska). Regulacja ilości ciepła dostarczonego ze źródła ciepła do sieci ciepłowniczej i z sieci ciepłowniczej do węzłów cieplnych lub urządzeń odbiorczych jest skomplikowana, gdyż zależnie od rodzaju nośnika ciepła i charakteru potrzeb cieplnych może być dokonywana przez zmianę natężenia przepływu lub temperatury nośnika ciepła (albo obu tych wielkości). Zależnie od rodzaju nośnika ciepła i charakteru potrzeb

cieplnych odbiorcy stosuje się różne układy pomiarowo-rozliczeniowe i systemy rozliczeń za pobór ciepła. Istotne znaczenie dla rozliczeń mają ubytki nośnika ciepła oraz straty ciepła podczas przesyłania, których wielkość zależy głównie od wymiarów rurociągów (średnicy i długości) i stanu technicznego sieci ciepłowniczej (jakości izolacji cieplnej, szczelności armatury i osprzętu itd.). W wyniku strat ciepła i oporów hydraulicznych następuje bowiem stopniowe obniżanie (zależnie od odległości przesyłu) temperatury i ciśnienia nośnika ciepła dostarczanego z sieci do węzłów cieplnych 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. Ponadto w wodnych sieciach ciepłowniczych konieczne jest dokonanie tzw. regulacji hydraulicznej, czyli ustalenie obliczeniowego natężenia przepływu wody dla poszczególnych przyłączy (węzłów cieplnych). Regulacja ta wymaga skomplikowanych obliczeń (obecnie stosuje się specjalne programy komputerowe), na podstawie których ustalane jest maksymalne natężenie przepływu i dobierane są urządzenia regulacyjne (ograniczniki przepływu), montowane w przyłączach.

Możliwości łączenia sieci ciepłowniczych są ograniczone zarówno ze względu na to, że poszczególne sieci ciepłownicze służą do przesyłania tylko jednego nośnika ciepła (pary lub wody) o określonych parametrach (ciśnieniu, temperaturze itd.), jak też wskutek panującego w poszczególnych odcinkach sieci ciśnienia dyspozycyjnego, determinującego kierunek przepływu nośnika ciepła w rurociągach. W sieci ciepłowniczej brak jest możliwości magazynowania ciepła i niezbędne jest ciągłe równoważenie popytu i podaży, co wymaga elastycznego sterowania pracą tej sieci i źródeł ciepła przez dyspozytora sieci. Sterowanie pracą systemu ciepłowniczego jest prowadzone przez operatora sieci ciepłowniczej, przy czym ogromna większość przedsiębiorstw przesyła do odbiorców ciepło wytworzone we własnych źródłach, co upraszcza procedury sterowania pracą źródeł i sieci, a tylko w niektórych dużych systemach ciepłowniczych przesyłane jest ciepło zakupione od innych przedsiębiorstw.

W świetle powyższego można stwierdzić, że w stosunku do nośników energii dostarczanych za pośrednictwem sieci działanie sił rynkowych jest ograniczone, gdyż odbiorca nie ma możliwości wyboru przedsiębiorstwa dostarczającego mu nośnik energii o określonych parametrach za pomocą sieci, a dostawca ma ograniczone możliwości pozyskiwania odbiorców, wynikające z uwarunkowań ekonomicznych (głównie z uwagi na opłacalny zakres rozwoju sieci). Ponadto wysoka kapitałochłonność systemów sieciowych wymaga racjonalnego planowania rozwoju sieci energetycznych w oparciu o przewidywane zmiany potrzeb energetycznych odbiorców, wynikające m.in. z planów

zagospodarowania przestrzennego, a także przewidywanego rozwoju techniki, zmian w poziomie i trybie życia ludności itd.

W związku z tym pojęcie lokalnego rynku energii bardziej kojarzy się z tymi nośnikami energii, w stosunku do których działają siły rynkowe (istnieje konkurencja między sprzedawcami), aniżeli z tymi nośnikami energii, które są dostarczane za pośrednictwem sieci. Pojęcie lokalnego rynku energii jest w jeszcze mniejszym stopniu kojarzone ze zintegrowanym lokalnym rynkiem energii, obejmującym wszystkie występujące na tym rynku nośniki energii pierwotnej lub przetworzonej i pokrywane przez nie potrzeby energetyczne, gdyż do tego rodzaju rynku mają zastosowanie długookresowe analizy optymalizacyjne, prowadzone na etapie planowania i podejmowania decyzji o budowie lub rozbudowie poszczególnych układów sieciowych, które omówiono w ostatnim rozdziale.

## 2. Przepisy regulujące funkcjonowanie lokalnych rynków energii

Przedsiębiorstwa dostarczające nośniki energii mają naturalną przewagę nad wieloma rozproszonymi odbiorcami, a ich pozycja na rynku jest z wielu względów silniejsza niż pozycja odbiorców. Niekiedy dochodzi też do uzyskania przewagi nad konkurentami i uzyskania dominującej pozycji, a nawet opanowania lokalnego rynku energii przez jedno przedsiębiorstwo, bądź porozumienia się kilku przedsiębiorstw w sprawie podziału wpływów na tym rynku, lub stosowania innych praktyk powodujących ograniczenie działania sił rynkowych. Działania takie, zwane potocznie praktykami monopolistycznymi i nieuczciwą konkurencją, prowadzą do tworzenia monopolu, które dyktują poziom cen i warunki sprzedaży określonych nośników energii. Natomiast w przypadku dostarczania nośników energii za pomocą sieci występuje tzw. monopol naturalny, który charakteryzuje się tym, że strony oprócz umowy są ze sobą związane za pomocą trwałego przyłącza, a więc nie mają swobody wyboru (zmiany) partnera handlowego, a ograniczenie działania sił rynkowych jest naturalną konsekwencją zawarcia przez strony umowy o przyłączenie do sieci, a następnie umowy przesyłowej lub umowy sprzedaży energii elektrycznej, paliw gazowych lub ciepła.

W większości krajów o gospodarce rynkowej istnieją przepisy określające zasady funkcjonowania sprzedawców w warunkach konkurencji i tzw. organy antymonopolowe, których podstawowym zadaniem jest ochrona konkurencji i konsumentów oraz zwalczanie nieuczciwej konkurencji. Ponadto w wielu krajach istnieją przepisy określające zasady funkcjonowania tych sektorów gospodarki, w których działanie sił rynkowych jest ograniczone (posiadających cechy naturalnego monopolu – np. przy dostawie nośników energii za pomocą sieci) oraz tzw. organy regulacyjne, których podstawowym zadaniem jest niejako „zastępowanie sił rynkowych” poprzez regulowanie funkcjonowania przedsiębiorstw, w celu równoważenia



interesów dostawców i odbiorców oraz popierania konkurencji. W gospodarce wolnorynkowej czynnikiem wymuszającym obniżkę kosztów produkcji i poziomu cen jest konkurencja, natomiast w przypadku naturalnego monopolu, jakim są dostawy za pomocą sieci, siły rynkowe zastępowane są działaniami prowadzonymi przez niezależny organ regulacyjny w oparciu o obowiązujące przepisy.

W Polsce centralnym organem administracji rządowej, właściwym w sprawach ochrony konkurencji i konsumentów oraz sprawowania kontroli przestrzegania przez przedsiębiorców przepisów ustawy z 15 grudnia 2000 r. o ochronie konkurencji i konsumentów (Dz. U. z 2000 r. Nr 122, poz. 1319) jest Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów (*Prezes UOKiK*), którego kompetencje i obowiązki obejmują m.in. występowanie do przedsiębiorców i związków przedsiębiorców w sprawach ochrony praw i interesów konsumentów, podejmowanie czynności wynikających z ustawy z 16 kwietnia 1993 r. o zwalczaniu nieuczciwej konkurencji (Dz. U. z 1993 r. Nr 47, poz. 211 ze zm.) oraz współpraca z organami samorządu terytorialnego oraz organizacjami społecznymi i innymi instytucjami, do których zadań statutowych należy ochrona interesów konsumentów. Działalność Prezesa UOKiK obejmuje m.in. omówione wyżej nośniki energii, w stosunku do których nie ma ograniczeń w działaniu sił rynkowych, tzn. konsument (odbiorca) ma możliwość wyboru towaru i sprzedawcy oraz istnieje konkurencja między sprzedawcami.

Natomiast w stosunku do nośników energii dostarczanych za pomocą sieci energetycznych, do których działanie sił rynkowych jest ograniczone, centralnym organem administracji rządowej, powołanym do realizacji zadań z zakresu spraw regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji jest Prezes Urzędu Regulacji Energetyki (*Prezes URE*), który reguluje działalność przedsiębiorstw energetycznych zgodnie z założeniami polityki energetycznej państwa i ustawą z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 1997 r. Nr 54, poz. 348 z późn. zm.) – zwaną dalej *Prawem energetycznym*, zmierzając do minimalizacji kosztów tych przedsiębiorstw i odbiorców paliw i energii.

Prawo energetyczne określiło m.in. zasady kształtowania polityki energetycznej państwa i organy właściwe w sprawach gospodarki paliwami i energią, zasady planowania rozwoju sieci energetycznych i zasady koncesjonowania działalności przedsiębiorstw energetycznych, a właściwy minister został upoważniony do określenia zasad przyłączania do sieci energetycznych i świadczenia usług przesyłowych oraz zasad tworzenia taryf i rozliczeń z odbiorcami. Określone zostały również zadania samorządów terytorialnych w zakresie planowania zaopatrzenia w paliwa gazowe, energię elektryczną i ciepło. Prawo energetyczne określiło zakres kompetencji i obowiązków Prezesa URE, które m.in. obejmują:

- koncesjonowanie działalności przedsiębiorstw energetycznych, zajmujących się wytwarzaniem,

magazynowaniem, przesyłaniem i dystrybucją lub obrotem paliwami i energią,

- zatwierdzanie i kontrolowanie taryf dla energii elektrycznej, paliw gazowych i ciepła, ustalanych przez przedsiębiorstwa posiadające koncesje, pod względem zgodności z postanowieniami ustawy i rozporządzeniami wydanymi na podstawie tej ustawy,
- uzgadnianie planów rozwoju sieci elektroenergetycznych i gazowniczych oraz kontrolowanie parametrów jakościowych dostaw i obsługi odbiorców przyłączonych do tych sieci.

Prawo energetyczne wprowadziło też podstawową zasadę gospodarki rynkowej, zgodnie z którą taryfy dla paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła powinny z jednej strony zapewniać pokrycie uzasadnionych kosztów działalności przedsiębiorstw energetycznych (wytwarzanie, przetwarzanie, magazynowanie, przesyłanie i dystrybucja lub obrót – wraz z kosztami modernizacji, rozwoju i ochrony środowiska), a z drugiej strony ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen (zasada równoważenia interesów stron zawierających umowę sprzedaży gazu, energii elektrycznej lub ciepła).

### 3. Lokalne rynki energii i planowanie energetyczne

Analiza praw rynku i przepisów Prawa energetycznego wskazuje, że pozornie sprzeczne interesy wytwórców, dystrybutorów oraz odbiorców paliw i energii powinny być jednak zbieżne, gdyż w przeciwnym razie nie będzie zachowana zasada równości stron zawierających umowy, zarówno w odniesieniu do praw i obowiązków, jak też uzyskiwanych wyników ekonomicznych. Zgodnie z ogólną zasadą ekwiwalentności świadczeń i przepisami Prawa energetycznego żadna ze stron nie może być uprzywilejowana, ani też ponosić strat materialnych (ekonomicznych), czyli zawarcie umowy musi być opłacalne dla obu stron.

Przychody ze sprzedaży określonego nośnika energii muszą więc zapewnić pokrycie uzasadnionych kosztów jego wytworzenia (lub pozyskania w inny sposób) oraz dostarczenia (środkami transportu lub za pomocą sieci) do odbiorcy końcowego, a także osiągnięcie zysku na poziomie akceptowanym przez właścicieli (akcjonariuszy itp.) przedsiębiorstw uczestniczących w łańcuchu dostawy tego nośnika energii do odbiorcy końcowego. W przypadku nośników energii, w stosunku do których działają siły rynkowe (węgiel, drewno, paliwa ciekłe itd.), odbiorca końcowy dokonuje wyboru sprzedawcy i dokonuje transakcji kupna nośnika energii odpowiednio do swoich potrzeb (a niekiedy także możliwości płatniczych). Natomiast w przypadku nośników energii dostarczanych za pomocą sieci energetycznych, w stosunku do których działanie sił rynkowych jest ograniczone, odbiorca końcowy nie tylko nie dokonuje wyboru sprzedawcy, ale niekiedy nie ma również wpływu na ilość dostarczonego mu nośnika

energii. Przykładem tego może być ciepło dla celów grzewczych, którego pobór w znacznym stopniu zależy od warunków atmosferycznych, a tym samym poziom kosztów i przychodów ze sprzedaży ciepła zależy od czynników, na które nie mają wpływu dostawca i odbiorcy końcowi. Jednocześnie wytwórcy i dystrybutorzy nośników energii dostarczanych za pomocą sieci muszą zapewnić pokrycie określonego w umowach maksymalnego poboru nośnika energii przez odbiorców, co wymaga budowy (rozbudowy) niezbędnych mocy wytwórczych i zdolności przesyłowych sieci energetycznej oraz ponoszenia kosztów ich utrzymania przez cały okres ich eksploatacji, niezależnie od zmian poboru nośnika energii przez odbiorców.

Ponieważ inwestycje energetyczne są bardzo drogie, a okres ich eksploatacji sięga kilkudziesięciu lat, przy ich projektowaniu i realizacji trzeba uwzględniać nie tylko aktualne potrzeby istniejących odbiorców, ale także przewidywane potrzeby przyszłych odbiorców, jak również podejmowane przez odbiorców działania w kierunku zmniejszenia poboru nośników energii. Wskazuje to na konieczność planowania inwestycji energetycznych na okresy wieloletnie, a planowane koszty dostarczania nośników energii wraz z niezbędnym zyskiem muszą uwzględniać nie tylko koszty bieżącej eksploatacji, ale także koszty rozwoju, modernizacji i ochrony środowiska. Ponadto Prawo energetyczne nałożyło na przedsiębiorstwa, zajmujące się obrotem energią elektryczną i ciepłem, obowiązek ich zakupu ze źródeł odnawialnych, a także obowiązek zakupu energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z produkcją ciepła, co również wiąże się z potrzebą długookresowego planowania energetycznego. Jednocześnie plany te muszą uwzględniać istnienie konkurencji, gdyż poszczególne rodzaje potrzeb energetycznych mogą być pokryte przy wykorzystaniu różnych (konkurencyjnych) nośników energii.

Zgodnie z Prawem energetycznym przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła sporządzają dla obszaru swojego działania plany rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na te nośniki energii, uwzględniając miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego (lub studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy). Plany te muszą obejmować okres nie krótszy niż trzy lata i określać m.in.:

- przewidywany zakres dostarczania paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła,
- przedsięwzięcia w zakresie modernizacji, budowy (rozbudowy) sieci i ewentualnych nowych źródeł paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła, w tym źródeł odnawialnych,
- przedsięwzięcia racjonalizujące zużycie paliw i energii u odbiorców,
- przewidywany sposób finansowania inwestycji,
- przewidywane przychody niezbędne do realizacji planów,
- przewidywany harmonogram realizacji inwestycji.

Omawiane plany powinny zapewniać minimalizację nakładów i kosztów, tak aby w poszczególnych latach nie nastąpił nadmierny wzrost cen i stawek opłat (przy zapewnieniu ciągłości, niezawodności i jakości dostaw). Przy sporządzaniu tych planów, w celu racjonalizacji przedsięwzięć inwestycyjnych, przedsiębiorstwa mają obowiązek współpracy z gminami, na obszarze których prowadzą działalność gospodarczą i odbiorcami, których objekty są przyłączone do sieci energetycznej. Projekty planów rozwoju podlegają uzgodnieniu z Prezesem URE, z wyłączeniem planów rozwoju w zakresie zaopatrzenia w ciepło.

Istnieje bowiem zasadnicza różnica między zaopatrzeniem w energię elektryczną lub paliwa gazowe, a zaopatrzeniem w ciepło. Systemy (sieci) elektroenergetyczne i gazownicze mają bowiem zasięg ogólnokrajowy i międzynarodowy, a eksploatujące je przedsiębiorstwa energetyczne prowadzą działalność gospodarczą na terenie wielu gmin. Natomiast zaopatrzenie w ciepło stanowi zadanie własne gmin, a sieci ciepłownicze mają zasięg lokalny. Jednocześnie poszczególne elementy systemów zaopatrzenia w ciepło należą do wielu różnych jednostek i osób, których interesy są najczęściej różne i często sprzeczne. W wyniku tego planowanie racjonalnego rozwoju, a nawet kompleksowej modernizacji systemu zaopatrzenia w ciepło przez jedno przedsiębiorstwo (dystrybutora ciepła) jest praktycznie niemożliwe, gdyż nie ma ono możliwości skoordynowania działań podejmowanych przez poszczególnych uczestników lokalnego rynku ciepła (wytwórców, dystrybutorów i odbiorców ciepła). Dotychczasowe doświadczenia wskazują, że nieskoordynowane działania przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców powodują niekiedy wzrost kosztów, zamiast oczekiwanych oszczędności. Przykładem tego mogą być efekty uzyskiwane w wyniku wprowadzania automatycznej regulacji dostawy i odbioru ciepła w systemach ciepłowniczych. Kompleksowe działania w tym zakresie (w źródłach ciepła, sieciach ciepłowniczych i przyłączonych do nich węzłach ciepłowniczych) przynoszą znaczące zmniejszenie zużycia paliw i energii, a tym samym obniżkę kosztów zaopatrzenia w ciepło i zmniejszenie zanieczyszczenia środowiska. Natomiast podjęcie działań (np. przez odbiorcę), które nie są skoordynowane z działaniami innych uczestników lokalnego rynku ciepła (wytwórcy, dystrybutora ciepła i innych odbiorców), nie tylko nie przynosi zmniejszenia zużycia paliw i energii w systemie ciepłowniczym, ale nawet może spowodować zakłócenia w pracy tego systemu.

Wymaga też wyjaśnienia, że sieć ciepłownicza w istocie służy do przesyłania nośnika ciepła, gdyż jak wykazano w tabeli 1, ciepło można wytwarzać w różnych źródłach, wykorzystując różne technologie i nośniki energii. W związku z tym zaopatrzenie w ciepło jest związane zarówno z systemem elektroenergetycznym (ciepło z elektrociepłowni i elektrowni) lub systemem gazowniczym (ciepło z kotłów, turbin i silników gazowych), jak też z dostawcami różnych paliw (ciepło ze źródeł opalanych węglem, olejem itd.) oraz lokalnymi

zasobami energetycznymi (ciepło wód geotermalnych, ciepło odpadowe z procesów przemysłowych, źródła ciepła wykorzystujące lokalne złoża gazu, odpady przemysłowe, komunalne itp.).

Istotna rola w optymalizacji kosztów zaopatrzenia w energię przypada gminom, gdyż Prawo energetyczne określiło ich obowiązkowe zadania własne m.in. w zakresie planowania i organizacji zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe na obszarze gminy, przy czym gminy realizują te zadania zgodnie z założeniami polityki energetycznej państwa i miejscowymi planami zagospodarowania przestrzennego (lub studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy). Wójt (burmistrz, prezydent miasta) opracowuje projekt założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe (zwanego dalej *planem energetyzacji*), który powinien określać:

- ocenę stanu aktualnego i przewidywanych zmian zapotrzebowania na ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe,
- przedsięwzięcia racjonalizujące użytkowanie ciepła, energii elektrycznej i paliw gazowych,
- możliwości wykorzystania istniejących nadwyżek i lokalnych zasobów paliw i energii, z uwzględnieniem skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej oraz zagospodarowania ciepła odpadowego z instalacji przemysłowych,
- zakres współpracy z innymi gminami.

Założenia do planu energetyzacji w zasadzie opracowywane są dla obszaru jednej gminy lub jej części, ale w przypadku systemów sieciowych obsługujących wiele gmin, np. w dużych aglomeracjach miejsko-przemysłowych, może się okazać opłacalne podjęcie wspólnych inwestycji energetycznych przez te gminy i powołanie przez nie wspólnego przedsiębiorstwa. Praktyka taka jest dość powszechna w krajach o rozwiniętej demokracji samorządowej (Skandynawia) i jest już stosowana w Polsce.

Założenia powinny uwzględniać wszystkie zasoby energetyczne oraz źródła ciepła i sieci ciepłownicze, które można wykorzystać do pokrycia zapotrzebowania na ciepło oraz sieci elektroenergetyczne i źródła energii elektrycznej, a także sieci gazownicze i złoża gazu lub instalacje wytwarzające paliwa gazowe, niezależnie od tego kto jest ich właścicielem.

Polityka gminy w zakresie wyboru optymalnych systemów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe musi uwzględniać wszystkie czynniki wpływające na jakość i niezawodność oraz poziom kosztów zaopatrzenia w te nośniki energii, a także dotrzymywanie wymagań w zakresie ochrony środowiska. Oznacza to, że wybór najkorzystniejszego sposobu pokrycia potrzeb energetycznych gminy powinien obejmować optymalizację łącznych kosztów, ponoszonych z tytułu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe przez wszystkich odbiorców tych nośników energii na terenie gminy.

Jednocześnie, jak już wspomniano, przedsiębiorstwa energetyczne są obowiązane do współdziałania z gminami i odbiorcami, a w szczególności do przekazywania informacji o planowanych przedsięwzięciach i zapewnienia spójności między ich planami rozwoju a założeniami do planów energetyzacji gmin, zlokalizowanych na obszarze działania tych przedsiębiorstw. W warunkach gospodarki rynkowej przedsiębiorstwa te muszą być zainteresowane zwiększeniem sprzedaży przesyłanych przez nie nośników energii, a więc będą informowały o swoich planach rozwojowych oraz przedstawiały propozycje dotyczące warunków dostawy i pokrycia potrzeb energetycznych odbiorców zlokalizowanych na terenie gminy. Będzie to szansa na uwzględnienie w założeniach do planu energetyzacji przedstawionej przez nie oferty, a tym samym szansa na zwiększenie sprzedaży dla tych przedsiębiorstw, które zaoferują najkorzystniejsze warunki pokrycia potrzeb energetycznych.

Projekt założeń do planu energetyzacji podlega opiniowaniu przez samorząd województwa w zakresie koordynacji współpracy z innymi gminami i przez wojewodę w zakresie zgodności z założeniami polityki energetycznej państwa oraz jest wykładany do publicznego wglądu – dla umożliwienia złożenia przez wszystkie osoby i jednostki organizacyjne, zainteresowane zaopatrzeniem w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe na terenie gminy, swoich wniosków, zastrzeżeń i uwag do tego projektu. Rada gminy uchwała założenia do planu energetyzacji, rozstrzygając jednocześnie zgłoszone wnioski, uwagi i zastrzeżenia.

Prawo energetyczne stanowi też, że jeśli plany przedsiębiorstw energetycznych nie zapewniają realizacji uchwalonych przez gminę założeń do planu energetyzacji, wówczas wójt (burmistrz, prezydent miasta) opracowuje na podstawie tych założeń projekt planu energetyzacji dla obszaru gminy lub jej części. Projekt planu energetyzacji musi być zgodny z tymi założeniami i powinien zawierać:

- propozycje w zakresie rozwoju i modernizacji poszczególnych systemów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, wraz z uzasadnieniem ekonomicznym,
- harmonogram realizacji zadań,
- przewidywane koszty realizacji planowanych przedsięwzięć oraz źródła ich finansowania.

Projekt ten jest przedstawiany wojewodzie w celu stwierdzenia zgodności z uchwalonymi wcześniej założeniami do tego planu, a rada gminy uchwała ten plan, przy czym w celu jego realizacji gmina może zawierać umowy z przedsiębiorstwami energetycznymi. W przypadku, gdy realizacja uchwalonego przez gminę planu nie jest możliwa na podstawie umów, rada gminy – dla zapewnienia zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe – może wskazać w drodze uchwały tą część planu, z którą muszą być zgodne działania prowadzone na obszarze gminy. Taka część planu stanowi więc „prawo lokalne”, a za podjęcie niezgod-

nych z nim działań grożą kary określone w Prawie energetycznym.

Podstawowe cele opracowywania planów energetyzacji można określić następująco:

- wykorzystanie istniejących na terenie gminy lokalnych zasobów i rezerw energetycznych,
- optymalizacja kosztów, ponoszonych przez odbiorców końcowych,
- ograniczenie zanieczyszczenia środowiska.

Aby wyjaśnić istotę planowania energetycznego i optymalizacji kosztów ponoszonych przez odbiorców końcowych posłużmy się przykładem osiedla mieszkaniowego. W Polsce takie planowanie energetyczne i optymalizacja kosztów nie są jeszcze prowadzone, a nowe budynki są zazwyczaj przyłączane do sieci gazowniczej, elektroenergetycznej i ciepłowniczej, zarządzanych przez trzy przedsiębiorstwa energetyczne. Ocenia się, że struktura potrzeb energetycznych w takim osiedlu kształtuje się następująco:

Lp	Rodzaj potrzeb energetycznych	Udział w łącznym poborze energii [%]
1	ogrzewanie i wentylacja pomieszczeń	65,0
2	podgrzewanie ciepłej wody	19,0
3	oświetlenie i sprzęt elektryczny (AGD, RTV)	12,5
4	przygotowanie posiłków	3,5
5	ŁĄCZNIE	100,0

Prawo energetyczne stanowi, że taryfy dla energii elektrycznej, paliw gazowych i ciepła powinny zapewnić pokrycie uzasadnionych kosztów działalności przedsiębiorstw energetycznych wraz z kosztami rozwoju, modernizacji i ochrony środowiska. Oznacza to, że ustalone na podstawie tych taryf opłaty, pobierane od odbiorców końcowych (mieszkańców), muszą pokryć omawiane koszty uzasadnione, ponoszone przez trzy przedsiębiorstwa energetyczne. Wynika to z podstawowej zasady ekonomii, że koszty ponoszone przez sprzedawcę muszą być pokryte opłatami pobieranymi od kupujących.

W związku z tym w rachunku optymalizacyjnym uwzględniane są łączne wydatki, ponoszone przez odbiorców końcowych na pokrycie ich potrzeb energetycznych, przy czym wydatki te obejmują nie tylko opłaty z tytułu dostarczania ciepła, energii elektrycznej i gazu, ale także koszty wyposażenia budynków i lokali w instalacje odbiorcze oraz koszty utrzymania tych instalacji w należyтым stanie technicznym.

Trzeba przy tym wskazać, że jednostkowe koszty dostarczania nośników energii za pośrednictwem sieci są tym niższe, im większa jest sprzedaż danego nośnika odbiorcom przyłączonym do tej sieci. Nie trzeba też specjalnie uzasadniać, że decydujący wpływ na tą zależność mają koszty stałe, których udział jest dominujący (nawet do 90%) w łącznych kosztach przesyłania i dystrybucji nośników energii. Ponieważ koszty stałe nie zależą od ilości sprzedanego nośnika energii, poziom

jednostkowych kosztów przesyłania i dystrybucji jest odwrotnie proporcjonalny do stopnia obciążenia danej sieci energetycznej w stosunku do jej nominalnej zdolności przesyłowej. W rejonach o znacznej gęstości zabudowy jednostkowy koszt dostarczania energii elektrycznej, gazu lub ciepła jest niższy niż w rejonach o małej gęstości zabudowy, a w przypadku zabudowy rozproszonej, ze względu na bardzo wysokie jednostkowe koszty przesyłania i dystrybucji niewielkich ilości ciepła lub gazu, budowa sieci ciepłowniczych lub gazowniczych jest po prostu ekonomicznie nieuzasadniona (energia elektryczna jest dostarczana z uwagi na konieczność pokrycia określonych potrzeb energetycznych).

Optymalizacja kosztów pokrycia potrzeb energetycznych odbiorców końcowych powinna więc być oparta na kompleksowej analizie, obejmującej koszty inwestycyjne (kapitałowe) i eksploatacyjne. Analiza ta powinna wykazać, czy z punktu widzenia interesów odbiorców

końcowych (ponoszonych przez nich łącznych opłat) zasadne jest doprowadzenie trzech sieci energetycznych do omawianych budynków. Potrzeba takiej optymalizacji wynika stąd, że poszczególne rodzaje potrzeb energetycznych mogą być pokryte przy wykorzystaniu różnych nośników energii, co już wykazano w tabeli 1. Biorąc pod uwagę wymagania ochrony środowiska oraz warunki (standard) życia mieszkańców osiedla, jako realne uwzględniono następujące możliwości pokrycia potrzeb energetycznych tego osiedla:

- potrzeby energetyczne w zakresie ogrzewania mogą być pokryte przy wykorzystaniu nośników energii dostarczanych z sieci elektroenergetycznej (ogrzewacze elektryczne w pomieszczeniach), sieci gazowniczej (kotły gazowe w budynkach lub lokalach, albo ogrzewacze gazowe w pomieszczeniach) lub ciepłowniczej (ciepłownia lub elektrociepłownia, które mogą być opalane różnymi paliwami),
- potrzeby energetyczne w zakresie podgrzewania ciepłej wody mogą być pokryte przy wykorzystaniu tych samych nośników energii jak w zakresie ogrzewania, tzn. z sieci elektroenergetycznej, sieci gazowniczej lub sieci ciepłowniczej,
- potrzeby energetyczne w zakresie oświetlenia i sprzętu elektrycznego (AGD, RTV) mogą być pokryte przy wykorzystaniu energii elektrycznej (sieci elektroenergetycznej),
- potrzeby energetyczne w zakresie przygotowania posiłków mogą być pokryte przy wykorzystaniu

nośników energii dostarczanych z sieci elektroenergetycznej lub sieci gazowniczej (kuchnie elektryczne lub gazowe).

W warunkach gospodarki rynkowej konkurencja między przedsiębiorstwami energetycznymi dostarczającymi nośniki energii za pomocą sieci jest możliwa pod warunkiem, że jej efektem będzie obniżka jednostkowych kosztów i cen nośników energii dostarczanych odbiorcom końcowym. Taka zasada funkcjonuje w warunkach istnienia wolnego rynku, gdy odbiorcy mają swobodę wyboru sprzedawcy, natomiast zupełnie inaczej przedstawia się funkcjonowanie konkurencji przy dostawach za pomocą sieci. W przypadku systemów sieciowych konkurencja może funkcjonować w fazie planowania i podejmowania decyzji o budowie lub rozbudowie poszczególnych układów sieciowych. Optymalizacja kosztów ponoszonych przez odbiorców jest bowiem możliwa tylko na etapie, gdy jeszcze nie zostały poniesione wydatki inwestycyjne, które po zrealizowaniu inwestycji obciążą koszty stałe ponoszone przez dostawcę, pokrywane przez odbiorców końcowych w opłatach pobieranych od nich z tytułu przyłączenia do sieci i dostarczania tą siecią określonego nośnika energii.

W związku z tym, w warunkach naturalnego monopolu, jakim jest dostarczanie nośników energii za pomocą sieci, podejmowanie decyzji inwestycyjnych dotyczących budowy (rozbudowy) poszczególnych systemów sieciowych powinno być poprzedzone przeprowadzeniem kompleksowej, długookresowej analizy techniczno-ekonomicznej, obejmującej ocenę skutków ekonomicznych nie tylko po stronie sprzedawcy, ale także odbiorców – pod kątem optymalizacji ponoszonych przez nich łącznych kosztów zaopatrzenia w energię. Analiza taka powinna uwzględniać koszty inwestycyjne (kapitałowe) i eksploatacyjne, jakie będą łącznie ponoszone dla pokrycia potrzeb energetycznych odbiorców, a konkurencja na etapie planowania rozwoju poszczególnych sieci energetycznych powinna doprowadzić do optymalizacji łącznych opłat z tytułu zaopatrzenia w energię, ponoszonych przez odbiorców finalnych.

W wyniku optymalizacji kosztów zaopatrzenia w energię może się okazać, że w określonych obszarach gminy nieuzasadniona jest budowa (rozbudowa) wszystkich trzech sieci energetycznych, gdyż korzystniejsze jest wykorzystywanie tylko dwóch sieci (np. gazowej i elektroenergetycznej albo ciepłowniczej i elektroenergetycznej), a przy zabudowie rozproszonej najkorzystniejsze może się okazać wykorzystanie tylko jednej sieci – elektroenergetycznej. Efektem tego będzie optymalizacja kosztów budowy (rozbudowy) poszczególnych sieci i budowy przyłączy, a jednocześnie uzyskane będzie optymalne obciążenie sieci energetycznych, co wpłynie na optymalizację jednostkowych kosztów i cen, a tym samym na optymalizację łącznych opłat ponoszonych przez odbiorców końcowych z tytułu zaopatrzenia w energię. Wybór optymalnych rozwiązań w tym zakresie musi być oparty na bezstronnej analizie ekonomicznej,

która pozwoli na podjęcie obiektywnych decyzji i optymalizację kosztów ponoszonych przez przedsiębiorstwa energetyczne i odbiorców końcowych. Prowadzenie takich skomplikowanych analiz optymalizacyjnych na etapie planowania rozwoju poszczególnych systemów sieciowych wymaga stosowania nowoczesnych metod i narzędzi planistycznych oraz analitycznych, które są od kilkudziesięciu lat (po tzw. kryzysie energetycznym w 1973 r.) rozwijane w krajach o gospodarce rynkowej jako tzw. lokalne planowanie energetyczne lub zintegrowane planowanie zasobów (ang. *Local Energy Planning lub Integrated Resources Planning*), ale wszystkie one obejmują m.in. restrukturyzację systemu zaopatrzenia w energię po stronie dostawy (ang. *Supply Side Management lub Energy Management*) i po stronie odbioru (ang. *Demand Side Management*), a w swej istocie sprawdzają się do optymalizacji kosztów zaopatrzenia w energię, ponoszonych przez przedsiębiorstwa energetyczne i odbiorców końcowych.

Doświadczenia niektórych krajów Europy Zachodniej wskazują, że lokalne planowanie energetyczne, oparte na długookresowych analizach optymalizacyjnych i prawidłowo pojętej konkurencji, może doprowadzić do ograniczenia tempa wzrostu, a nawet do obniżenia poziomu łącznych opłat ponoszonych przez odbiorców końcowych z tytułu zaopatrzenia w energię. Ponieważ przeprowadzanie takich analiz nie leży w interesie poszczególnych przedsiębiorstw dostarczających siecią energetyczną jeden nośnik energii, w różnych krajach stosowane są różne rozwiązania umożliwiające optymalizację kosztów zaopatrzenia w energię.

Jednym z takich rozwiązań jest tworzenie lokalnych przedsiębiorstw „multienergetycznych”, które zajmują się przesyłaniem i dystrybucją ciepła oraz paliw gazowych (niekiedy również energii elektrycznej). Przedsiębiorstwa takie muszą optymalizować ponoszone koszty i przychody z tytułu dostarczania do odbiorców dwóch najbardziej „konkurencyjnych” nośników energii. W związku z tym plany rozwoju sieci ciepłowniczych i gazowniczych muszą być w takich przedsiębiorstwach wzajemnie skorelowane, m.in. pod kątem skutków ekonomicznych (poziomu kosztów i cen oraz przychodów), jakie dla przedsiębiorstwa i odbiorców przyniosłoby np. zaniechanie rozbudowy sieci gazowej w rejonach, gdzie istnieje sieć ciepłownicza, bądź zwiększenie sprzedaży gazu kosztem ograniczenia sprzedaży ciepła itd.

Innym rozwiązaniem jest wykonywanie omawianych analiz optymalizacyjnych na zlecenie władz lokalnych przez niezależne wyspecjalizowane jednostki projektowo-badawcze, dysponujące odpowiednią kadrą oraz narzędziami planistycznymi i analitycznymi. Na rysunku 1 (str. 61) przedstawiono wynik końcowy takich analiz optymalizacyjnych w formie ideogramu planu zaopatrzenia w energię dla miasta, w którym potrzeby energetyczne odbiorców zlokalizowanych na poszczególnych obszarach będą pokrywane z różnych sieci energetycznych (trzech, dwóch lub jednego układu sieciowego).

Jednocześnie w wielu krajach wprowadzono przepisy upoważniające władze lokalne do określenia obszarów, na których potrzeby energetyczne odbiorców mogą być pokrywane przy wykorzystaniu określonych nośników energii, dostarczanych za pomocą sieci energetycznych (tzw. „zoning”). Decyzje takie są podejmowane na podstawie omówionych wyżej analiz optymalizacyjnych, zazwyczaj zawartych w lokalnych planach zaopatrzenia w energię (traktowanych jako element miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego), w których uwzględniane są wymagania dotyczące ochrony środowiska.

W Polsce gminy nie zajmują się jeszcze optymalizacją kosztów zaopatrzenia w energię, przy czym wiele z nich nie opracowało dotychczas założeń do planu energetyzacji, a uchwalane przez rady gmin założenia stanowią często formalne wykonanie obowiązku wynikającego z Prawa energetycznego. Wskazuje na to prowadzona przez wiele gmin lokalna polityka energetyczna (a właściwie brak takiej polityki), w wyniku czego np. wydawane są pozwolenia na budowę sieci i kotłowni gazowych na obszarach zasilanych z istniejącego systemu ciepłowniczego, mimo istnienia nadwyżki mocy cieplnej i zdolności przesyłowej sieci oraz niskiej ceny ciepła dostarczanego z elektrociepłowni za pomocą sieci ciepłowniczej. Niekiedy jest to tłumaczone jako wprowadzanie konkurencji na lokalnym rynku energii, mimo że ta fałszywie rozumiana „konkurencja” dotyczy dwóch naturalnych monopolii, jakimi są sieci gazownicze i ciepłownicze.

Tymczasem w przypadku źle pojętej „konkurencji” między przedsiębiorstwami, które dostarczają nośniki energii za pomocą sieci energetycznych, jej efektem nie będzie obniżka, lecz wzrost jednostkowych kosztów dostarczania tych nośników i łącznych opłat ponoszonych przez odbiorców końcowych. Przykładami takiej „konkurencji” jest nie tylko wspomniana wyżej budowa sieci i kotłowni gazowych na obszarze zasilanym w ciepło z istniejącej sieci ciepłowniczej, ale także przyłączenie do sieci gazowej obiektów zasilanych z sieci ciepłowniczej, jak również budowa „konkurencyjnej” sieci ciepłowniczej na terenie zasilanym z istniejącej sieci ciepłowniczej należącej do innego przedsiębiorstwa energetycznego. W wyniku tak pojmowanej „konkurencji” stopień obciążenia istniejącej sieci ciepłowniczej ulega zmniejszeniu, co spowoduje wzrost jednostkowych kosztów oraz cen ciepła i stawek opłat za usługi przesyłowe, a w konsekwencji wzrost opłat ponoszonych przez odbiorców końcowych zasilanych z tej sieci. Jednocześnie stopień obciążenia nowych odcinków „konkurencyjnej” sieci gazowniczej będzie również niewielki, co w analogiczny sposób wpłynie na poziom jednostkowych kosztów i stawek opłat za usługi przesyłowe, stosowanych w rozliczeniach z odbiorcami przyłączonymi do sieci gazowej. Z kolei w przypadku budowy „konkurencyjnej” sieci ciepłowniczej, nastąpi wzrost jednostkowych kosztów i stawek opłat za usługi przesyłowe, a tym samym wzrost opłat ponoszonych

przez odbiorców końcowych zasilanych z istniejącej sieci (wskutek zmniejszenia sprzedaży ciepła z tej sieci), natomiast odbiorcy końcowi, użytkujący obiekty odłączone od istniejącej sieci i przyłączone do „konkurencyjnej” sieci, będą musieli pokryć zarówno koszty inwestycyjne (kapitałowe) związane z jej budową i przyłączeniem do niej użytkowanych przez nich obiektów, jak też koszty eksploatacji tej nowej sieci.

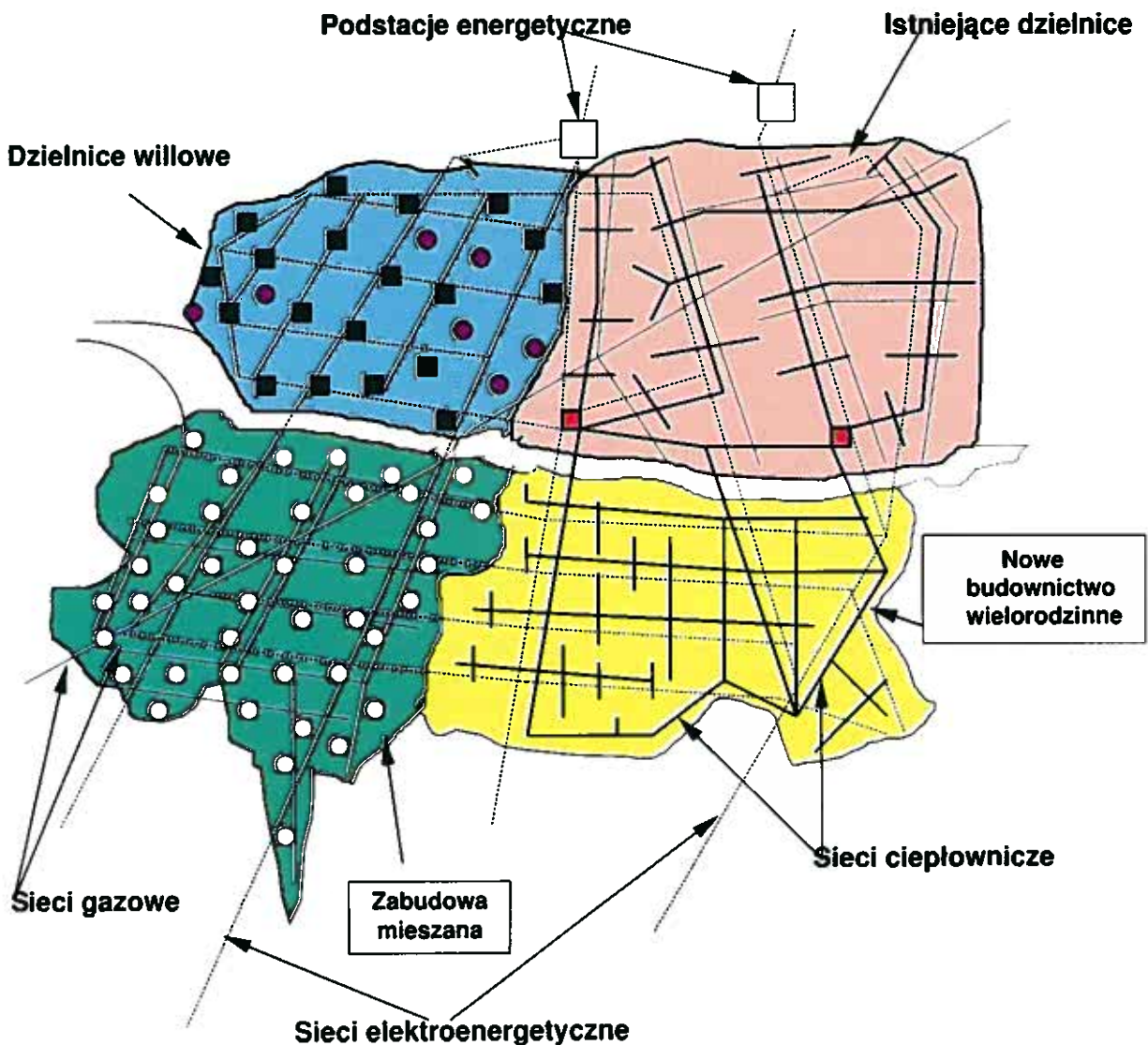
Ponadto trzeba zwrócić uwagę, że analizy porównawcze różnych systemów zaopatrzenia w energię, a zwłaszcza poziomu opłat ponoszonych przez odbiorców końcowych, powinny być prowadzone dla okresów wieloletnich (m.in. z uwagi na zależność poboru nośników energii od warunków atmosferycznych), przy uwzględnieniu konieczności zapewnienia ciągłości dostarczania energii podczas wielu lat eksploatacji urządzeń i instalacji należących do wytwórców, dystrybutorów i odbiorców nośników energii. Obecnie w sektorze paliwowo-energetycznym występuje jeszcze dotowanie lub subsydiowanie skrośne między niektórymi rodzajami działalności gospodarczej i grupami taryfowymi. Wynika to z wielu uwarunkowań społeczno-ekonomicznych, w tym m.in. z konieczności dostosowania tempa wzrostu cen nośników energii, a zwłaszcza opłat ponoszonych przez ludność, do sytuacji społeczno-politycznej i gospodarczej (aby nie doprowadzać do kosztownych napięć społecznych oraz nadmiernego wzrostu kosztów produkcji i usług, a tym samym zmniejszenia konkurencyjności polskich produktów na rynku). Trzeba bowiem wskazać, że ceny nośników energii od kilkunastu lat systematycznie rosną, a udział opłat za wszystkie nośniki energii w budżetach rodzinnych jest relatywnie wysoki, gdyż stanowi średnio ok. 11% (ponad 30% w ubogich rodzinach), podczas gdy w Europie Zachodniej udział ten wynosi średnio 3,5-4,5%.





Prawdopodobnie dopiero po zakończeniu procesu restrukturyzacji sektora energii (w tym prywatyzacji) ceny wszystkich nośników energii będą ustalane na podstawie uzasadnionych kosztów ich wytwarzania i dostarczania do odbiorców, zaliczonych do określonych grup taryfowych. Dopiero wówczas będzie możliwe obiektywne porównywanie ekonomicznej efektywności różnych systemów zaopatrzenia w energię i wysokości opłat ponoszonych przez odbiorców końcowych, oczywiście przy zachowaniu wymaganych standardów bezpieczeństwa i ochrony środowiska naturalnego oraz niezawodności i jakości zaopatrzenia w energię.



Autor jest doradcą Prezesa URE

Rysunek 1. Ideogram planu zaopatrzenia w energię



- 
**Obszar, w którym budynki są przyłączone do 3 systemów sieciowych:**  
 — gazowniczego; — elektroenergetycznego; — ciepłowniczego;  
 ■ źródła ciepła zasilające system ciepłowniczy
- 
**Obszar, w którym budynki są przyłączone do 2 systemów sieciowych:**  
 — gazowniczego — elektroenergetycznego ○ lokalne kotłownie opalane gazem
- 
**Obszar, w którym budynki są przyłączone do 2 systemów sieciowych:**  
 — elektroenergetycznego — ciepłowniczego
- 
**Obszar, zasilany przez 1 system sieciowy → elektroenergetyczny**  
 ● źródła ciepła opalane olejem ■ ogrzewanie elektryczne

# BEZPIECZEŃSTWO I HIGIENA PRACY W SEKTORZE ENERGETYCZNYM

## Przykład reprezentatywnej grupy koncesjonowanych przedsiębiorstw

Marek Rozya

Przystąpienie Polski do Unii Europejskiej, pomimo podpisania umowy akcesyjnej 16 kwietnia 2003 r., wymaga ciągle jeszcze kolejnych działań dostosowawczych. Do newralgicznych obszarów wymagających takich działań z całą pewnością można zaliczyć bezpieczeństwo i higienę pracy, a zwłaszcza tworzenie i funkcjonowanie bezpiecznych miejsc pracy. Prace w tym zakresie od 1994 r. w ramach strategicznego programu rządowego „Bezpieczeństwo i ochrona zdrowia człowieka w środowisku pracy” realizuje Centralny Instytut Ochrony Pracy. Ich celem jest nie tylko dostosowanie polskiego prawa do postanowień dyrektyw Unii Europejskiej i norm europejskich w tym zakresie, ale także, by ich praktyczna realizacja służyła ograniczeniu strat społecznych związanych z wykonywaniem pracy.

Wdrożenie nowych wymagań do praktyki będzie związane z kosztami, które będą musiały ponieść m.in. przedsiębiorstwa energetyczne. W przypadku szeroko rozumianego sektora energetycznego, z uwagi na zasady cenotwórstwa opartego na bazie kosztów uzasadnionych, sprawa ta nabiera szczególnego znaczenia. Idzie o to, by sfera BHP nie stała się obszarem ani nadmiernego ograniczania wydatków, ani źródłem dodatkowych kosztów.

Uznając te problemy za niezwykle istotne, w maju 2003 r. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki na podstawie art. 28 ustawy – Prawo energetyczne zwrócił się do wybranych losowo 34 koncesjonowanych przedsiębiorstw energetycznych z prośbą o nadesłanie syntetycznej oceny stanu funkcjonowania sfery BHP, ze szczególnym uwzględnieniem aspektów finansowych i rozwiązań organizacyjno-funkcjonalnych w tym zakresie. Przedmiotem szczegółowego zainteresowania były następujące kwestie:

- zasady finansowania oraz struktura wydatków na bezpieczeństwo i ochronę zdrowia pracowników,
- sposób realizacji zadań związanych z BHP, czy są one realizowane w oparciu o własne służby, czy ich realizacja następuje na zasadach outsourcingu – czyli na przekazaniu zadań, funkcji i procesów firmie zewnętrznej specjalizującej się w danej dziedzinie,
- w przypadku własnych służb BHP określenie zasad wyboru rodzaju odzieży i obuwia roboczego oraz środków ochrony indywidualnej i zbiorowej, sposobów ich serwisowania, okresu ich używalności, czy jest to ustalane w porozumieniu z zakładową organizacją związkową, czy delegatem załogi,
- w przypadku outsourcingu – kryteria i zasady wyboru firmy zewnętrznej, czy jest to firma w jakiś sposób zależna np. poprzez wykorzystanie potencjału ludzkiego bądź materialnego przy tworzeniu firmy „córki”, jak zmieniły się koszty funkcjonowania sfery bezpieczeństwa i higieny pracy przy wyodrębnieniu jej na zewnątrz.

Mając na uwadze przystąpienie Polski do Unii Europejskiej (po pozytywnym wyniku referendum) 1 maja 2004 r., Prezes URE poprosił również o nadesłanie programu długookresowych działań w zakresie BHP w związku z przystosowaniem polskich przepisów dotyczących sfery BHP do przepisów obowiązujących w Unii Europejskiej. Chodzi tu przede wszystkim o wdrażanie Dyrektywy 89/391/EWG w sprawie wprowadzania środków sprzyjających poprawie bezpieczeństwa i higieny pracy (Dyrektywa Ramowa). Celem jej jest wprowadzanie środków stymulujących do działania w kierunku poprawy bezpieczeństwa i ochrony zdrowia pracowników podczas pracy. Jest ona jedną z najważniejszych dyrektyw w dziedzinie bezpieczeństwa i higieny pracy w grupie dyrektyw społecznych.

Zapytanie skierowano do 34 koncesjonowanych przedsiębiorstw energetycznych działających w sferze wytwarzania, przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej, ciepła i gazu. Z nadesłanych odpowiedzi wynika, że w 32 przedsiębiorstwach (na podstawie art. 237<sup>11</sup> Kodeksu Pracy [Służba bhp]:

**§ 1. Pracodawca zatrudniający więcej niż 100 pracowników tworzy służbę bezpieczeństwa i higieny pracy, zwaną dalej „służbą bhp”, pełniącą funkcje doradcze i kontrolne w zakresie bezpieczeństwa i higieny pracy.**

**§ 2. Jeżeli pracodawca nie jest obowiązany do powołania służby bhp, o której mowa w § 1, obowiązek wykonywania zadań tej służby spoczywa na pracodawcy.**

**§ 3. Pracodawca może powierzyć wykonywanie zadań służby bhp specjalistom spoza zakładu pracy albo pracownikowi zatrudnionemu przy innej pracy. ...)** działają własne służby BHP, w dwóch zatrudniających poniżej 100 pracowników zagadnienia bezpieczeństwa i higieny pracy powierzono specjalistom z zewnątrz zatrudnionemu na umowę zlecenie. Jest to zgodne z prawodawstwem Unii Europejskiej, w której większość pracodawców musi zatrudniać własnych specjalistów BHP. W wielu krajach Wspólnoty obowiązek ten jest uzależniony od wielkości przedsiębiorstwa. I tak np.



w Niemczech, w firmach liczących ponad 20 pracowników, istnieje obowiązek powołania jednego lub dwóch inspektorów do spraw bezpieczeństwa i higieny pracy. We Francji w przedsiębiorstwach zatrudniających ponad 50 pracowników powoływane są specjalne komisje zajmujące się ochroną pracy.

W związku z tym, że większość przedsiębiorstw energetycznych, do których skierowano zapytanie (za wyjątkiem trzech) zatrudnia więcej niż 250 pracowników w myśl art. 237<sup>12</sup> Kodeksu Pracy (§ 1. **Pracodawca zatrudniający więcej niż 250 pracowników powołuje Komisję Bezpieczeństwa i Higieny Pracy, zwaną dalej „Komisją” jako swój organ doradczy i opiniotwórczy.** ...), działają w nich Komisje BHP. Mając na uwadze fakt, że w myśl obowią-

zującego prawa w przeważającej większości przedsiębiorstw energetycznych funkcjonują zarówno służby BHP, jak i komisje BHP, niemożliwe jest powierzenie obsługi sfery BHP jako całości firmie zewnętrznej na zasadzie outsourcingu. Spośród przedsiębiorstw energetycznych, do których skierowano zapytanie jedynie w dwóch skorzystano z outsourcingu w sferze BHP. Są to: Zakład Energetyczny Białystok SA, w którym zaopatrzeniem w konkretne wzory ubrań i obuwia roboczego posiadających stosowne certyfikaty, wybierane w porozumieniu z pracownikami i zatwierdzone przez Wydział BHP i P.poż. zajmuje się spółka „córka” – ZEB Przedsiębiorstwo Produkcyjno Handlowe EKTO Sp. z o.o. (100% własność ZEB SA)<sup>1)</sup> oraz Zespół Elektrociepłowni

Tabela 1. Struktura wydatków poniesionych przez zakłady energetyczne na sferę BHP

	I	II
<b>1. Zakłady energetyczne (spółki dystrybucyjne)</b>		
- sprzęt i materiały BHP	8,24%	8,00%
- świadczenia rzeczowe związane z BHP (napoje, posiłki i higiena)	19,46%	33,60%
- odzież ochronna, robocza i sprzęt ochronny	50,56%	28,40%
- szkolenia BHP	2,34%	3,75%
- opieka zdrowotna	19,40%	3,68%
- dodatki za pracę w warunkach szkodliwych i uciążliwych	-	22,20%
- odszkodowania i świadczenia wyrównawcze	-	0,37%
<b>2. Przedsiębiorstwa energetyki ciepłej (spółki dystrybucyjne)</b>		
- odzież ochronna, robocza i sprzęt ochronny	34,69%	38,23%
- świadczenia rzeczowe związane z BHP (napoje, posiłki i higiena)	54,38%	19,19%
- usługi związane z BHP (przeglądy sprzętu, legalizacja urządzeń itp.)	9,39%	9,77%
- odszkodowania z tytułu wypadków przy pracy	1,54%	-
- ochrona zdrowia	-	28,69%
- szkolenia	-	4,12%
<b>3. Elektrociepłownie</b>		
- świadczenia rzeczowe związane z BHP (napoje, posiłki i higiena)	47,84%	40,00%
- odzież ochronna, robocza i sprzęt ochronny	18,74%	37,00%
- ekwiwalent za pranie i naprawy	9,15%	-
- badanie sprzętu elektroizolacyjnego	0,60%	-
- szkolenia BHP	0,82%	22,00%
- ochrona zdrowia	22,85%	1,00%
<b>4. Elektrownie</b>		
- koszty wydziałowe	24,15%	-
- świadczenia rzeczowe związane z BHP (napoje, posiłki i higiena)	20,66%	16,07%
- odzież ochronna, robocza i sprzęt ochronny	40,81%	10,85%
- ochrona zdrowia	9,95%	9,35%
- szkolenia BHP	4,43%	-
- poprawa warunków BHP	-	33,20%
- dodatkowe wynagrodzenie z tytułu warunków szkodliwych, uciążliwych i niebezpiecznych	-	30,53%
<b>5. Spółki zajmujące się dystrybucją gazu</b>		
- odzież ochronna, robocza i sprzęt ochronny	46,86%	8,32%
- świadczenia rzeczowe związane z BHP (napoje, posiłki, higiena)	42,10%	5,44%
- pozostałe	11,04%	8,77%
- ochrona zdrowia	-	8,04%
- ekwiwalent za pranie odzieży	-	7,73%
- poprawa warunków BHP	-	61,70%

1) www.ekto.com.pl i www.zeb.com.pl

Poznańskich SA, w którym zakupami, dystrybucją odzieży, obuwia i sprzętu ochronnego, a także jej praniem, konserwacją i naprawą zajmuje się firma zewnętrzna – GOS-ZEC Sp. z o.o. (40% własność ZEC-P SA)<sup>2)</sup>.

W pozostałych przedsiębiorstwach energetycznych wykorzystanie zasady outsourcingu daje się zauważyć przy realizacji prac obsługowo-naprawczych, pomocniczych i transportowych.

Struktura wydatków poniesionych przez przedsiębiorstwa energetyczne na sferę BHP z uwagi na przedstawioną przez nie niejednorodną strukturę kosztów może mieć jedynie orientacyjny charakter, zilustrowany w tabeli 1 na str. 63 na przykładzie dwóch spółek zajmujących się dystrybucją energii elektrycznej, dwóch zajmujących się dystrybucją ciepła, dwóch elektrociepłowni, dwóch elektrowni oraz dwóch spółek dystrybucyjnych gazu.

We wszystkich ankietowanych przedsiębiorstwach energetycznych wydatki na sferę BHP realizowane są z własnych środków. W przytoczonych powyżej strukturach wydatków można dostrzec pewne różnice – wynikające z niejednorodnych warunków, w jakich funkcjonują poszczególne zakłady energetyczne. Różnice w wielkości wydatków poniesionych na odzież roboczą, ochronną i sprzęt ochronny wynikają przede wszystkim z faktu, że czasokres używalności niektórych środków ochronnych wynosi niekiedy nawet do trzech lat, a analizą objęty był jedynie 2002 rok. We wszystkich 34 koncesjonowanych przedsiębiorstwach energetycznych funkcjonują tabele norm przydziału odzieży i obuwia roboczego oraz środków ochrony indywidualnej zawierające między innymi zasady przydziału, wykazy stanowisk pracy, okresy używalności ustalone w porozumieniu z przedstawicielami pracowników lub organizacjami związkowymi. Zakupy środków ochrony indywidualnej, odzieży, obuwia roboczego i ochronnego odbywają się w drodze przetargów, w trybie zamówień publicznych oraz w drodze swoistego „konkursu ofert” (wybór najkorzystniejszej oferty z uwagi na cenę, warunki płatności, termin dostawy) przy z góry określonej jakości oferowanego produktu. Niektóre z przedsiębiorstw stosują wybór oferenta poprzez testowanie oferowanych produktów, a następnie wybór najkorzystniejszego z punktu widzenia zakładu i pracowników asortymentu odzieży, obuwia roboczego i ochronnego. Są również przedsiębiorstwa, które mają stałych, sprawdzonych poprzez lata współpracy dostawców.

Przytoczona na wstępie Dyrektywa 89/391/EWG w sprawie wprowadzania środków sprzyjających poprawie bezpieczeństwa i higieny pracy (Dyrektywa Ramowa) powinna być wprowadzana w życie przede wszystkim poprzez zapobieganie ryzyku zawodowemu. Pracodawca przy realizacji tego celu powinien kierować się dziewięcioma zasadami prewencji i stosować je w odpowiedniej kolejności.

2) [www.zec.poznan.pl](http://www.zec.poznan.pl)

#### Zasady zapobiegania ryzyku zawodowemu:

- Unikanie ryzyka – stosowane rozwiązania technologiczne, maszyny, urządzenia, materiały oraz organizacja pracy nie powinny powodować ryzyka dla pracownika.
- Ocena ryzyka, którego nie można uniknąć – w jej następstwie pracodawca musi podjąć środki zapobiegawcze, które zwiększą poziom bezpieczeństwa i zdrowia pracowników.
- Zapobieganie ryzyku u źródła – należy koncentrować się na źródle ryzyka i sposobach jego wyeliminowania lub ograniczenia.
- Dostosowanie pracy do człowieka – powinno być uwzględniane przy projektowaniu stanowisk pracy, wyborze wyposażenia roboczego, projektowaniu metod produkcyjnych i metod pracy.
- Stosowanie nowych rozwiązań technicznych.
- Zastępowanie środków niebezpiecznych bezpiecznymi lub mniej niebezpiecznymi.
- Prowadzenie spójnej i całościowej polityki zapobiegawczej – powinno ono obejmować organizację pracy, warunki pracy, technikę, stosunki społeczne oraz wpływ czynników związanych ze środowiskiem pracy.
- Priorytet środków ochrony zbiorowej nad środkami ochrony indywidualnej – stosowanie środków ochrony zbiorowej rozszerza zakres ochrony na wszystkie osoby, których może dotyczyć.
- Instruowanie pracownika – jedynie odpowiednio poinstruowani pracownicy mogą mieć dostęp do obszaru w którym grozi poważne niebezpieczeństwo.

Długookresowe programy działań w zakresie BHP powinny być ściśle powiązane z przedstawionymi powyżej zasadami. W tym miejscu więcej uwagi należy poświęcić dwóm zasługującym na imienne wyróżnienie przedsiębiorstwom energetycznym – Elektrowni „Bełchatów” SA i FENICE Poland Sp. z o.o.

#### Elektrownia „Bełchatów” SA

W Elektrowni Bełchatów wdrożony i utrzymywany jest Zintegrowany System Zarządzania Jakością, Środowiskiem i BHP – certyfikat PCBC i JQNet Nr JBS – 43/1/2003 z 7.03.2003 r. (wcześniej ZSZ Środowiskiem i BHP – certyfikat PCBC i JQNet Nr BS – 1/1/2002 z 10.01.2002 r.).

Plan poprawy warunków BHP na 2003 rok:

- 1) zmniejszenie narażenia na hałas – 18 zadań,
- 2) ograniczenie zagrożeń występujących na stanowiskach – 43 zadania,
- 3) poprawa warunków higieniczno sanitarnych – 3 zadania,
- 4) polepszenie warunków ergonomicznych stanowisk pracy – 9 zadań,
- 5) poprawa warunków środowiska pracy – 35 zadań.

Podobne zadania zrealizowane w Elektrowni w 2002 r. pochłonęły ponad 33% wszystkich wydatków na BHP, co

świadczy o przywiązywaniu w przedsiębiorstwie dużej wagi do przedsięwzięć mających na celu poprawę bezpieczeństwa i higieny pracy.

#### FENICE Poland Sp. z o.o.

FENICE Poland działa w obszarze energii i ekologii stosując Zintegrowany System Zarządzania Jakością, Środowiskiem i BHP funkcjonującym według międzynarodowych norm ISO 9001:2000, ISO 14001:1996 oraz PN-N-18001.

Plan poprawy warunków BHP w FENICE Poland:

- 1) poprawa niezawodności zasilania, przy jednoczesnym obniżeniu ryzyka zawodowego pracowników poprzez modernizację obiektów, instalacji oraz urządzeń energetycznych,
- 2) dążenie do stałej poprawy BHP oraz ciągłego doskonalenia działań w tym zakresie poprzez wdrażanie postępu technicznego oraz najwyższych osiągnięć nauki,
- 3) stosowanie procedury „Identyfikacji zagrożeń i oceny ryzyka zawodowego”,
- 4) wdrażanie nowych i bezpiecznych technologii,
- 5) prowadzenie monitoringu występujących na stanowiskach roboczych „czynników środowiska pracy”.

Podobne zadania realizowane w spółce w 2002 r. pochłonęły 61,7% wszystkich wydatków na sferę BHP.

Wdrożony System Zarządzania Bezpieczeństwem i Higieną Pracy potwierdzony spełnieniem normy PN-N-18001 mają również Poznańska Energetyka Ciepła SA oraz Elektrociepłowni Wybrzeże SA. W planach wprowadzenie Systemu Zarządzania BHP opartego na normie PN-N-18001 mają:

- Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.,
- Zespół Elektrociepłowni Poznańskich SA,
- Elektrociepłownia Kraków SA,
- Zamojska Korporacja Energetyczna SA.

Z analizy nadesłanych przez przedsiębiorstwa energetyczne odpowiedzi wynika, że praktycznie we wszystkich z nich wdrażane są polskie przepisy prawne przenoszące na grunt prawa krajowego postanowienia Dyrektywy Ramowej. Przykładowe formy realizacji powyższego to:

- doskonalenie metodologii oceny ryzyka zawodowego oraz dokonywanie oceny efektywności działań profilaktycznych,
- poprawa warunków pracy poprzez inwestycje, modernizację obiektów i instalacji energetycznych,
- wdrażanie nowoczesnych rozwiązań technologicznych,
- prowadzenie systematycznych pomiarów środowiska pracy,
- dostosowywanie uregulowań zakładowych do zmieniających się przepisów,
- identyfikacja, szacowanie i dokumentowanie ryzyka zawodowego,
- okresowe przeglądy stanowisk pracy.

Przyjmowanie przez Polskę, a co za tym idzie i przez sektor energetyczny, prawnego dorobku Unii Europejskiej prowadzi do wielu zmian, zarówno w polityce państwa jak i przedsiębiorstw. Dotyczą one nie tylko wdrażania procesów oceny ryzyka zawodowego i działań podejmowanych w celu jego zmniejszenia lecz także kreowania kultury bezpieczeństwa. Celem tej polityki jest również ograniczenie kosztów ekonomicznych związanych z wypadkami przy pracy i chorobami zawodowymi, ponoszonych przez społeczeństwo i przedsiębiorstwa, a tym samym umożliwienie rozwoju ekonomicznego i osiągnięcie sukcesu gospodarczego Polski w zjednoczonej Europie.

Warunki pracy w dzisiejszej Europie w niczym nie przypominają już warunków z minionych dziesięcioleci. Następują gwałtowne zmiany w metodach produkcji i zarządzania, wdrażane są technologie dotąd nieznanne, postępuje informatyzacja i globalizacja, zwiększają się wymagania konkurencyjności. Przyszła pozycja Polski w Europie będzie zależać od zdolności reagowania polskich przedsiębiorstw, w tym także energetycznych na te zmiany, od skuteczności działań na rzecz minimalizacji strat i kosztów we wszystkich obszarach działalności, w tym również w dziedzinie bezpieczeństwa i higieny pracy.

Podsumowując można stwierdzić, że funkcjonowanie sfery BHP we wszystkich 34 koncesjonowanych przedsiębiorstwach energetycznych jest zgodne z obowiązującymi przepisami prawa. Analizując strukturę i wielkość wydatków poniesionych na sferę BHP można stwierdzić, że są one w pełni uzasadnione z punktu widzenia obecnie obowiązujących przepisów w tej dziedzinie. Nie stwierdzono też występowania ani zjawisk rozrzutności, ani też nadmiernych oszczędności w tym zakresie. W związku z tym, że większość dyrektyw Unii Europejskiej z dziedziny Bezpieczeństwa i Higieny Pracy została już przeniesiona do prawa polskiego – te polskie przedsiębiorstwa (w tym także energetyczne), które nie mają problemów ze spełnianiem wymagań obowiązującego prawa polskiego, nie poniosą też znaczących kosztów związanych z wstąpieniem Polski do Unii Europejskiej w dniu 1 maja 2004 r.



Autor jest doradcą Prezesa URE

## INFORMACJA

**o powoływaniu przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki komisji kwalifikacyjnych ds. stwierdzania wymagań kwalifikacyjnych osób zajmujących się eksploatacją i dozorem urządzeń, instalacji i sieci energetycznych.**

### WSTĘP

Informacja zawiera zbiór zasad, wskazówek i zaleceń, którymi powinny się kierować uprawnione podmioty, występujące do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z wnioskiem o powołanie komisji kwalifikacyjnych ds. stwierdzania wymagań kwalifikacyjnych osób zajmujących się eksploatacją i dozorem urządzeń, instalacji i sieci energetycznych.

Zawiera ona również kryteria jakimi będzie się kierował Prezes Urzędu Regulacji Energetyki podejmując w trakcie kadencji komisji kwalifikacyjnych niektóre decyzje związane z ich działalnością.

### 1. PODSTAWY PRAWNE

Osoby zajmujące się eksploatacją sieci oraz urządzeń i instalacji określonych w przepisach, obowiązane są posiadać kwalifikacje potwierdzone świadectwem wydanym przez komisje kwalifikacyjne – art. 54 ust. 1 ustawy z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 1997 r. Nr 54, poz. 348 i Nr 158, poz. 1042, z 1998 r. Nr 94, poz. 594, Nr 106, poz. 668 i Nr 162, poz. 1126, z 1999 r. Nr 88, poz. 980, Nr 91, poz. 1042 i Nr 110, poz. 1255, z 2000 r. Nr 43, poz. 489, Nr 48, poz. 555 i Nr 103, poz. 1099, z 2001 r. Nr 154, poz. 1800 i 1802, z 2002 r. Nr 74, poz. 676, Nr 113, poz. 984, Nr 129, poz. 1102 i Nr 135, poz. 1144 oraz z 2003 r. Nr 50, poz. 424 i Nr 80, poz. 718), zwanej dalej „ustawą”.

Komisje kwalifikacyjne są powoływane na okres 5 lat – m.in. – przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, zwanego dalej „Prezesem URE”.

Podstawę prawną ich powołania stanowią:

- art. 54 ust. 3 pkt 1 ww. ustawy,
- § 12 ust. 1 pkt 1 i 2 rozporządzenia Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Socjalnej z 28 kwietnia 2003 r. w sprawie szczegółowych zasad stwierdzania posiadania kwalifikacji przez osoby zajmujące się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci (Dz. U. z 2003 r. Nr 89, poz. 828 i Nr 129, poz. 1184), zwanego dalej „rozporządzeniem”.

### 2. WNIOSKODAWCY

Podmiotami uprawnionymi do składania Prezesowi URE wniosku o powołanie komisji kwalifikacyjnej – stosownie do § 12 ust. 1 pkt 1 i 2 rozporządzenia – są:

- 1) przedsiębiorcy zatrudniający co najmniej 200 osób wykonujących prace, o których mowa w § 5 ust. 1 rozporządzenia (związane z eksploatacją urządzeń,

instalacji i sieci energetycznych, a objętych wykazem – patrz § 12 ust. 2 pkt 3 rozporządzenia),

- 2) władze stowarzyszeń naukowo-technicznych, jeżeli statuty tych stowarzyszeń zawierają postanowienia określające zakres wykonywanej działalności na rzecz gospodarki energetycznej.

### 3. WNIOSK O POWOŁANIE KOMISJI KWALIFIKACYJNEJ

Skierowany do Prezesa URE wniosek o powołanie komisji kwalifikacyjnej, zwanej dalej „Komisją”, powinien zawierać:

- 1) pełną nazwę jednostki organizacyjnej Wnioskodawcy, z podaniem formy prawnej,
- 2) dane adresowe w układzie:
  - dokładny adres siedziby jednostki organizacyjnej występującej z wnioskiem (ulica, nr nieruchomości, kod pocztowy, miejscowość, nr telefonu, faxu);
  - dokładny adres siedziby komisji (jeśli jest różny od wymienionego wyżej),
- 3) liczbę osób zatrudnionych na stanowiskach pracy wykonujących prace, o których mowa w § 5 ust. 2 pkt 3 rozporządzenia (dotyczy tylko wniosku składanego przez przedsiębiorcę),
- 4) szczegółowe uzasadnienie wskazujące, że jednostka organizacyjna występująca o powołanie Komisji, jest w stanie zapewnić nie tylko właściwe przeprowadzenie postępowań egzaminacyjnych, ale również odpowiednią obsługę administracyjną Komisji oraz archiwizowanie dokumentacji związanej z działalnością Komisji,
- 5) proponowany zakres działalności Komisji – według rodzajów urządzeń, instalacji i sieci energetycznych, określonych w Załączniku nr 1 do rozporządzenia (patrz Załącznik Nr 9.1 do niniejszej informacji).

### 4. WYMAGANE DOKUMENTY

Do wniosku o powołanie Komisji należy dołączyć:

- 1) wypis z rejestru sądowego oraz akt założycielski lub statut, potwierdzające zakres wykonywanej działalności jednostki organizacyjnej występującej o powołanie Komisji, a w przypadku stowarzyszenia – również jego naukowo-techniczny charakter,
- 2) w przypadku wniosku składanego przez przedsiębiorcę – wykaz stanowisk pracy (w ujęciu ilościowym), sporządzony na podstawie § 12 ust. 2 pkt 3 rozporządzenia – odrębnie dla poszczególnych

grup i rodzajów urządzeń, instalacji i sieci energetycznych, określonych w Załączniku nr 1 do rozporządzenia, przy których eksploatacji jest wymagane posiadanie kwalifikacji,

- 3) proponowany imienny skład Komisji – z podaniem imienia, nazwiska, imienia ojca, daty i miejsca urodzenia kandydata, obecnego miejsca pracy i zajmowanego stanowiska, posiadanych kwalifikacji wraz z proponowanym podziałem na funkcje w Komisji, w następującej kolejności:
  - przewodniczący;
  - zastępca przewodniczącego;
  - członkowie z uprawnieniami przewodniczących zespołów egzaminacyjnych (patrz § 8 ust. 6, 7 i 9 rozporządzenia); (*wymagania analogiczne jak przewodniczący i jego zastępca*)
  - członkowie;
  - sekretarz (lub członek i sekretarz),
- 4) poświadczoną za zgodność z oryginałem kserokopię strony 1, 2 i 3 dowodu osobistego osób proponowanych do składu Komisji (lub poświadczoną za zgodność z oryginałem kserokopię strony 1 i 2 nowego dowodu osobistego),
- 5) informację z Krajowego Rejestru Karnego o niekaralności kandydatów na członków komisji – udzieloną nie dawniej niż przed 6 miesiącami,
- 6) oświadczenia zainteresowanych osób o wyrażeniu zgody na powołanie do składu Komisji kwalifikacyjnej (patrz Załącznik Nr 9.2 do niniejszej informacji),
- 7) poświadczone przez wnioskującego kopie dokumentów potwierdzających posiadanie przez kandydatów na członków Komisji wykształcenia i stażu pracy, odpowiadającego specjalnościom osób egzaminowanych, w tym aktualne świadectwa kwalifikacyjne typu „E” i „D” (w przypadku Komisji powoływanych na wniosek stowarzyszeń naukowo-technicznych) oraz „E” i/lub „D” (w przypadku Komisji powoływanych na wniosek przedsiębiorców). Okres ważności świadectw powinien wynosić min. 1 rok,
- 8) regulamin pracy Komisji, zakresy tematyczne egzaminów i wzory:
  - wniosku, o którym mowa w § 7 ust. 1 rozporządzenia;
  - protokołu, o którym mowa w § 8 ust. 7 rozporządzenia;
  - Świadectwa kwalifikacyjnego, o którym mowa w § 10 ust. 1 rozporządzenia oraz informację o systemie numeracji świadectw kwalifikacyjnych, który **musi**, w alfa numerycznym oznaczeniu **jednoznacznie** wyróżniać Numer Komisji, która to świadectwo wystawiła (np. Komisja kwalifikacyjna Nr 999 wydaje świadectwa o Nr: 999/E/XYZ/KR, a Komisja Nr 1001 świadectwa o Nr: D/1001/BCZ/KR itd.).
- 9) deklaracji o miejscu i sposobie przechowywania dokumentacji z prac Komisji.

Ponadto Wnioskodawca powinien przesłać Prezesowi URE, raz w roku, informację o liczbie przeprowadzonych postępowań egzaminacyjnych (patrz Załącznik Nr 9.3 do niniejszej informacji).

Świadectwa kwalifikacyjne kandydatów powinny być uzyskane przed Komisjami, których nie byli członkami i które nie działają w ich macierzystych miejscach zatrudnienia.

Natomiast w przypadku kandydatów do Komisji powoływanych przy stowarzyszeniach naukowo-technicznych, ich świadectwa kwalifikacyjne muszą być uzyskane przed Komisjami działającymi przy innych stowarzyszeniach.

Wniosek wraz z załącznikami stanowi komplet materiałów niezbędnych do wszczęcia procedury opracowania projektu aktu powołania Komisji. Zakończenie procedury następuje z chwilą podpisania aktu powołania przez Prezesa URE i przesłania go do Wnioskodawcy.

Załączniki do wniosku należy przedkładać w kolejności – jak wyżej, a kserokopie dokumentów (na formacie A4) muszą być czytelne i potwierdzone za zgodność z oryginałem (czytelny podpis i data).

## 5. AKT POWOŁANIA, SKŁAD KOMISJI, ZESPÓŁ EGZAMINACYJNY

Prezes URE powołuje Komisje na okres 5 lat, licząc od dnia powołania (art. 54 ust. 3 pkt 1 ustawy).

W skład Komisji wchodzi:

- 1) przewodniczący i zastępca przewodniczącego, posiadający wykształcenie wyższe odpowiadające specjalności osób egzaminowanych i co najmniej dziesięcioletni staż pracy przy eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci energetycznych,
- 2) co najmniej pięciu członków posiadających wykształcenie wyższe odpowiadające specjalności osób egzaminowanych i co najmniej pięcioletni staż pracy przy eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci energetycznych,
- 3) co najwyżej trzech członków o specjalności Inżynieria Bezpieczeństwa (wykształcenie wyższe) i/lub o specjalności BHP i Ppoż. z wykształceniem technicznym średnim i co najmniej dziesięcioletnim stażem pracy,
- 4) Sekretarz Komisji, który w przypadku spełniania wymagań, o których mowa w pkt 1, 2 lub 3 może równocześnie pełnić funkcję członka.

Komisja przeprowadza egzaminy na stwierdzenie kwalifikacji w zespołach, zwanych dalej „zespołami egzaminacyjnymi”, złożonych co najmniej z trzech osób.

Przewodniczącym zespołu egzaminacyjnego może być przewodniczący Komisji, jego zastępca lub inny członek Komisji, wyznaczony przez przewodniczącego Komisji i spełniający wymagania analogiczne do wymagań stawianych przed przewodniczącym lub jego zastępcą.

Uprawnienia Komisji do stwierdzania kwalifikacji wymaganych na stanowiskach pracy związanych z eksploatacją i dozorem urządzeń, instalacji i sieci energetycznych (a wymienionych w odpowiednich grupach i punktach Załącznika nr 1 do rozporządzenia), przyznane w akcie powołania są ustalane na podstawie indywidualnych uprawnień kwalifikacyjnych członków Komisji. Ma to zapewnić możliwość utworzenia (minimum 3 osobowych) zespołów egzaminacyjnych (§ 8 ust. 3 rozporządzenia), których członkowie reprezentują specjalności odpowiadające specjalnościom osób egzaminowanych.

Indywidualne uprawnienia członków Komisji przyznane im w akcie powołania są rezultatem uprawnień przyznanych Komisji i nie muszą być zgodne z uprawnieniami podanymi w ich świadectwach kwalifikacyjnych.

Mając na względzie różnego rodzaju zdarzenia losowe i chcąc zachować ciągłość działania Komisji w całym zakresie przyznanych jej w akcie powołania uprawnień, wnioskodawcom zaleca się odpowiedni dobór liczby członków poszczególnych zespołów egzaminacyjnych, już na etapie formułowania wniosku o powołanie Komisji. Zaleca się wnioskowanie o Komisje składające się z maksymalnie 30 osób, gdyż jak wykazała dotychczasowa (5-letnia) praktyka, w liczniejszych Komisjach występują określone trudności formalno-organizacyjne.

## 6. ZMIANA UPRAWNIEN KOMISJI I/LUB JEJ CZŁONKÓW

W szczególnie uzasadnionych przypadkach, Prezes URE może dokonać zmiany uprawnień przyznanych w akcie powołania Komisji i/lub jej członków.

Wnioskowanie o zmiany w akcie powołania Komisji może być podyktowane:

- względami organizacyjnymi występującymi po stronie Wnioskodawcy (np. zmiana nazwy, formy prawnej, adresu itp.),
- niezbędnymi zmianami składu osobowego (np. odwołanie na podstawie art. 54 ust. 3a ustawy),
- zmianami zakresu uprawnień Komisji (rozszerzenie lub zawężenie zakresu uprawnień członków Komisji).

Wniosek o dokonanie zmian w akcie powołania Komisji powinien zawierać tylko istotne informacje, analogiczne do wymaganych w Rozdziale 3 niniejszej informacji.

W odniesieniu do punktów: 2, 3 i 5 (Rozdział 3) – wymagane jest ponowne podanie informacji **tylko** w przypadku wystąpienia różnic w porównaniu z wnioskiem pierwotnym. W pkt 4 należy szczegółowo uzasadnić proponowane zmiany wykazując niezbędność ich wprowadzenia. Propozycję zmiany składu osobowego i/lub zakresu uprawnień Komisji (pkt 5) – należy również podać w postaci tabelarycznej (patrz Załącznik Nr 9.4 do niniejszej informacji).

W związku z powyższym Prezes URE rozważając każdorazowo dokonanie zmian w akcie powołania Komisji, będzie brał pod uwagę następujące okoliczności:

- 1) faktyczną (realną) potrzebę (konieczność) dokonania zmian,
- 2) zasadność zaproponowanych zmian w odniesieniu do pozycji Komisji, określonej liczbą już powołanych Komisji (o analogicznych uprawnieniach) w danej miejscowości,
- 3) optymalizację składu osobowego Komisji pod względem zapewnienia funkcjonalności jej działania (możliwość tworzenia 3-osobowych zespołów egzaminacyjnych),
- 4) liczbę posiadanych przez członków Komisji uprawnień kwalifikacyjnych (stanowiska dozoru i/lub eksploatacji),
- 5) liczbę i charakter ograniczeń parametrów i rodzajów urządzeń instalacji i sieci energetycznych (w odniesieniu do wymienionych w Załączniku nr 1 do rozporządzenia) w świadectwach kwalifikacyjnych kandydatów i członków Komisji,
- 6) dotychczasową działalność Komisji (np. poziom i fachowość promowanych absolwentów, jakość wydawanych świadectw, przestrzeganie zakresu uprawnień),
- 7) udział członków Komisji w pracach innych Komisji kwalifikacyjnych (**nie więcej niż w dwóch**).

Wnioskodawcom zwraca się uwagę, że większość przytoczonych wyżej okoliczności powinna być przedmiotem ustaleń jeszcze przed wystąpieniem z wnioskiem o powołanie Komisji. Wnioskowanie do Prezesa URE o działania korygujące, na drodze dokonywania zmian aktów powołania, ma tylko charakter fakultatywny i powinno być ograniczone do niezbędnego minimum.

## 7. ODWOŁANIE CZŁONKA KOMISJI

Odwołanie członka Komisji poprzedza wszczęcie procedury opracowania projektu aktu odwołania członka ze składu osobowego Komisji. Zakończenie procedury następuje z chwilą podpisania przez Prezesa URE formularza aktu odwołania i przesłania go do Wnioskodawcy.

Zgodnie z przepisem art. 54 ust. 3a ustawy, Prezes URE może odwołać (przed upływem kadencji) członka powołanej przez siebie Komisji w przypadku:

- 1) choroby trwale uniemożliwiającej sprawowanie funkcji,
- 2) rezygnacji z członkostwa w Komisji,
- 3) nie wywiązywania się z obowiązków członka Komisji,
- 4) utraty kwalifikacji uniemożliwiających powołanie w skład Komisji.

Odwołanie członka Komisji w przypadkach określonych w pkt 1, 2 i 3 następuje w rezultacie rozpatrzenia wniosku, skierowanego do Prezesa URE, przez kierow-

nika jednostki organizacyjnej, przy której zastała powołana Komisja, a której członkiem jest zainteresowany (a nie indywidualnego wniosku P.T. Zainteresowanego do Prezesa URE).

Wnioskodawcom zwraca się uwagę, że w niektórych przypadkach indywidualna utrata członkostwa może powodować brak możliwości utworzenia zespołu egzaminacyjnego dla danej specjalności, a w konsekwencji utratę uprawnień Komisji do przeprowadzania egzaminów w zakresie odpowiednich grup i punktów (wg Załącznika nr 1 do rozporządzenia).

W przypadkach **stwierdzenia nieprawidłowości** w pracach Komisji **przez organ powołujący Komisję lub organy kontrolne** (np. przekroczenia uprawnień przyznanych w akcie powołania), kiedy przypisanie indywidualnej odpowiedzialności za stwierdzone uchybienia jest bardzo trudne czy wręcz niemożliwe, Prezes URE będzie zmuszony odwołać przewodniczącego zespołu egzaminacyjnego, a w krańcowych przypadkach nawet przewodniczącego Komisji. Takie postępowanie ma na celu czasowe **uniemożliwienie działalności merytorycznej Komisji** (egzaminowanie i wydawanie świadectw) **stwarzając warunki do usunięcia powstałych nieprawidłowości i podjęcia** odpowiednich **działań korekcyjnych** zapewniających uniknięcie w przyszłości stwierdzonych uchybień.

Stwierdzenie faktu rażącego naruszenia przez członka Komisji obowiązków (w tym przypadki popełnienia przestępstwa stwierdzonego prawomocnym wyrokiem sądu) jest kwalifikowane jako nie wywiązywanie się z obowiązków członka Komisji.

Przez utratę kwalifikacji członka Komisji, uniemożliwiających prace w Komisji należy rozumieć m.in. wygaśnięcie ważności świadectw kwalifikacyjnych.

Ponowne powołanie na członka Komisji będzie możliwe dopiero z chwilą ustąpienia przyczyn odwołania.

## 8. KOLEJNA KADENCJA KOMISJI KWALIFIKACYJNEJ

Przed upływem 5 lat, licząc od dnia powołania Komisji Wnioskodawca, chcąc zachować ciągłość pracy Komisji, może wystąpić do Prezesa URE z wnioskiem o ponowne jej powołanie (na ok. 2 miesiące przed upływem kadencji). Do wniosku należy dołączyć krótkie sprawozdanie z dotychczasowego okresu działalności Komisji, wykorzystując Załącznik Nr 9.3 do niniejszej informacji. Zawartość wniosku oraz wymagane dokumenty są określone w Rozdziałach 3 i 4 niniejszej informacji.

Zarówno w odniesieniu do wniosku jak i dokumentów **należy podać tylko te informacje**, w których **występują różnice w porównaniu z wnioskiem** o powołanie, **dotyczącym upływającej kadencji**. Wskazanym byłoby również przedłożenie przez kandydatów na członków Komisji certyfikatów, świadectw, dyplomów itp. – ukończonych w czasie trwania ubiegającej kadencji – kursów i szkoleń świadczących o podniesieniu przez nich kwalifikacji.

Wnioskodawcom zwraca się uwagę, że niektóre dokumenty (np. Świadectwa kwalifikacyjne, informacje z KRK) mają określone terminy ważności, które należy skorelować z terminem ich ważności wymaganym przez Prezesa URE.

Oświadczenia zainteresowanych osób o wyrażeniu zgody na powołanie do składu Komisji kwalifikacyjnej (Rozdział 4 pkt 6 niniejszej informacji) należy rozszerzyć o oświadczenie o ewentualnym uczestniczeniu w pracach innych komisji kwalifikacyjnych, powołanych przez Prezesa URE (patrz Załącznik Nr 9.2 do niniejszej informacji).

*Opracowano w Departamencie  
Przedsiębiorstw Energetycznych URE*

### Informacja dodatkowa:

Pięcioletni okres powołania dotychczas działających Komisji kwalifikacyjnych należy liczyć od **ostatniej daty nowelizacji Aktu Powołania** – (nie mylić z datą Aktu Zmieniającego Akt Powołania).

I tak np. dla Komisji Nr 999 – powołanej pierwotnie Aktem Powołania – z 1 grudnia 1998 r. o nr 999/100/28/98 i nowelizowanym 30 września 1999 r. (Aktem Powołania o nr 999/120/28/98 – A) oraz ponownie nowelizowanym 29 grudnia 1999 r. (Aktem Powołania o nr 999/123/28/98 – B), a do którego 30 czerwca 2003 r. sporządzono Akt Zmieniający Akt Powołania (o nr 999/123/28/98 – C) – datą końca 5-letniej kadencji jest 28 grudnia 2004 r.

Załącznik Nr 9.1

Tabela ustalania zakresu działalności Komisji Kwalifikacyjnej

Lp	Imię i Nazwisko Data Urodzenia Miejscowość  <i>(przewodniczący)</i>  <i>(z-ca przewodniczącego)</i>  <i>(przewodniczący zespołu egzaminacyjnego)</i>	Komisja przy ....., w ....., w ....., w .....																														Indywidualne uprawnienia w: Gr. Punkty	Uwagi	Arkusze / -y	/	
		Grupa 1, pkt .....										Grupa 2, pkt .....										Grupa 3, pkt .....														
		Grupa 1										Grupa 2										Grupa 3														
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10					
01																																	Gr.1			
02																																	Gr.2			
03																																	Gr.3			
																																	Gr.1			
																																	Gr.2			
																																	Gr.3			
																																	Gr.1			
																																	Gr.2			
																																	Gr.3			
																																	Gr.1			
																																	Gr.2			
																																	Gr.3			
																																	Gr.1			
																																	Gr.2			
																																	Gr.3			

X – oznaczyć posiadane uprawnienia kwalifikacyjne

(data i podpis osoby odpowiedzialnej arkusz)



*Załącznik Nr 9.2**Imię i Nazwisko**zamieszkały: ulica i nr**kod pocztowy, miejscowość**Pesel nr: .....**Miejscowość, dnia ..... rok*

### Oświadczenie

Wyrażam zgodę na pracę w komisji kwalifikacyjnej ds. stwierdzania wymagań kwalifikacyjnych osób zajmujących się dozorem i eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci energetycznych, powoływanej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

Jednocześnie oświadczam, że jestem członkiem wyszczególnionych poniżej komisji kwalifikacyjnych powołanych przez Prezesa URE oraz właściwych ministrów, o których mowa w art. 54 ust. 3 pkt 2 i 3 ustawy – Prawo energetyczne:\*

1. ....

*(wykazać wszystkie komisje kwalifikacyjne, których jest się członkiem)*

*data i czytelny podpis*

\* Skreślić w przypadku, gdy kandydat nie uczestniczy w pracach innych komisji.

Załącznik Nr 9.3

## Arkusz sprawozdawczy z działalności komisji

Nr ..... powołanej przy ..... od dnia ..... do dnia .....  
(podać datę rozpoczęcia działalności) (podać datę końca okresu sprawozdawczego)

Lp.	Nr aktu powołania i kolejnych jego zmian	Liczba osób egzaminowanych w zakresie		Liczba przyznanych uprawnień (łącznie kolumna 4 i 6) w poszczególnych Grupach (wg Zał. Nr 1 do rozp. Min. Gosp. z 16 marca 1998 r. ze zm. oraz wg Zał. nr 1 do rozp. MGPIPS z 28.04.2003 r. ze zm.)												Uwagi							
		Eksplloatacja		Grupa 1						Grupa 2							Grupa 3						
		Przystąpiło	Zdąło	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12		1	2	3	4	5	6	7
(1)	(2)	(3)	(4)	(7)						(8)						(9)						(10)	
Razem:																							

Dane w kolumnach od (3) do (9) podać odrębnie dla aktu powołania i jego ewentualnych kolejnych zmian, które należy wpisać w kolumnie (2).

Ponadto należy podać:

- Liczba osób, którym wydano świadectwa kwalifikacyjne w pełnym zakresie uprawnień w Gr. 1 pkt 1 do 10; Gr. 2 pkt 1 do 10 i Gr. 3 pkt 1 do 10 – ..... osób.
- Wysokość opłaty egzaminacyjnej wnoszonej przez egzaminowanych wynoszą: od ..... f. do ..... f. – ..... zł, od ..... f. do ..... f. – ..... zł.

*(pozostawić wolne miejsce na uwagi Urzędu Regulacji Energetyki)*

*(data i czynniki podpisu sprawozdawczego arkusza)*



## ANGIELSKO-POLSKI SŁOWNIK WYRAŻEŃ UŻYWANYCH W REGULACJI

(pod redakcją dr. Mariana Ślifierza)

<b>Affordability</b>	– dostępność ekonomiczna energii
<b>Bypass</b>	– możliwość ominięcia pewnych odcinków sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej
<b>City gate</b>	– miejsce połączenia gazowego systemu przesyłowego z systemem dystrybucyjnym
<b>Core customer</b>	– odbiorca nie mający możliwości zmiany dostawcy
<b>Deliverability</b>	– zdolność systemu do dostarczenia określonej ilości energii lub jej nośnika w danym czasie
<b>Firm purchase</b>	– zakup energii zamówionej
<b>Load pocket</b>	– obszar, który może być obsługiwany przez lokalnych wytwórców energii
<b>Load management</b>	– działalność dostawcy zmierzająca do zmiany profilu obciążenia systemu przez nabywców
<b>Load shifting</b>	– przeniesienie obciążenia z godzin szczytowych na pozostałe
<b>Marketer</b>	– handlujący energią
<b>Multi-sector regulation</b>	– regulacja wielosektorowa
<b>Non-core customer</b>	– nabywca mający możliwość zmiany dostawcy
<b>NRA (National Regulatory Agency)</b>	– regulator krajowy
<b>Qualifying facility</b>	– dostawca pozasystemowy
<b>Regulatory capture</b>	– nieuzasadniony wpływ podmiotów regulowanych na procesy regulacyjne
<b>Sales customer</b>	– nabywca kupujący wraz z energią inne usługi
<b>Single-sector regulation</b>	– regulacja jednosektorowa
<b>Time of use pricing</b>	– taryfa czasowo-strefowa, uzależniająca cenę energii od pory doby (inaczej taryfa dobowo-strefowa)

2		POLECENIE PRZELEWU		A
<b>W ciężar rachunku</b>		<b>Na dobro rachunku</b>		
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
<b>W ciężar rachunku</b>		<b>Na dobro rachunku</b>		
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
<b>W ciężar rachunku</b>		<b>Na dobro rachunku</b>		
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
<b>W ciężar rachunku</b>		<b>Na dobro rachunku</b>		
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)

<b>Zamówienie – Biuletyn URE – 2004</b>	
Numery:	
Liczba egzemplarzy:	
Wartość:	
Imię i nazwisko lub nazwa firmy:	
Imię i nazwisko bezpośredniego odbiorcy Biuletynu:	
Ulica:	nr.:
Miasto:	kod:
Telefon kontaktowy (z kier.):	
NIP: _ _ _ - _ _ _ - _ _ _ - _ _ _	
<p><i>Oświadczam, że jestem płatnikiem VAT i upoważniam Urząd Regulacji Energetyki do wystawienia faktury bez mojego podpisu.</i></p> <p>.....</p> <p style="text-align: center;"><i>Pieczętka i podpis</i></p>	

<b>Zamówienie – Biuletyn URE – 2004</b>	
Numery:	
Liczba egzemplarzy:	
Wartość:	
Imię i nazwisko lub nazwa firmy:	
Imię i nazwisko bezpośredniego odbiorcy Biuletynu:	
Ulica:	nr.:
Miasto:	kod:
Telefon kontaktowy (z kier.):	
NIP: _ _ _ - _ _ _ - _ _ _ - _ _ _	
<p><i>Oświadczam, że jestem płatnikiem VAT i upoważniam Urząd Regulacji Energetyki do wystawienia faktury bez mojego podpisu.</i></p> <p>.....</p> <p style="text-align: center;"><i>Pieczętka i podpis</i></p>	

**„Biuletyn**

**Urzędu Regulacji Energetyki”**

zawiera m.in.:

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

Biuletyn ukazuje się jako dwumiesięcznik.

\* \* \* \* \*

**Warunki prenumeraty w roku 2004**

**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

**Amortyzacja** (ang. *depreciation*) – wyrażone w pieniądzu zużycie majątku trwałego w ciągu danego czasu (roku, miesiąca).

Amortyzacja jest zaliczana do kosztów, gdyż określa wielkość zużycia danego składnika majątku trwałego, będącą rezultatem wykorzystania go w procesie produkcji. Jest ona instrumentem pomiaru zmniejszania się początkowej wartości trwałego majątku przedsiębiorstwa wskutek jego zużywania się w procesie produkcji (umorzenie), narzędziem przenoszenia, w postaci comiesięcznych odpisów, wartości zużycia majątku trwałego na wytwarzany produkt (uwzględnienie jej jako kosztu produkcji), narzędziem tworzenia funduszy pieniężnych przeznaczonych na finansowanie inwestycji odtworzeniowych (zastąpienie zużytego majątku nowym).

Wysokość amortyzacji danego składnika majątku trwałego zależy od jego wartości początkowej, przewidywanego okresu użytkowania oraz przyjętej metody amortyzowania wartości początkowej składnika majątku.

Częstym zjawiskiem jest otrzymywanie w momencie wycofywania z użytkowania danego składnika majątku tzw. wartości rezydualnej. Wystąpienie takiego zysku oznacza, że odtworzeniu przez amortyzowanie podlegać powinna wartość początkowa pomniejszona o wartość końcową (rezydualną) obiektu.

Decyzja związana z amortyzacją obiektów majątku trwałego dotyczy wyboru metody amortyzowania ich wartości początkowej. Chodzi o to, że między zyskiem netto a amortyzacją zachodzi ściśle określona zależność. I tak, wysoka amortyzacja zwiększa koszty działalności jednostki w danym okresie, co w rezultacie wpływa na zmniejszenie jej zysku netto. Odwrotny skutek wystąpi w przypadku niskiej amortyzacji, a więc niskich relatywnie kosztów bieżącej działalności jednostki gospodarczej. Planując przyszłe wyniki finansowe podmiot gospodarczy musi przesądzić, czy będzie dążyć do szybkiego odtworzenia zaangażowanego majątku trwałego, godząc się na początek na relatywnie niższe zyski, czy też będzie preferował wcześniejsze wyższe zyski z działalności, przez rozłożenie procesu odtworzenia tego majątku na dłuższy okres. Niemniej należy zauważyć, iż większość składników majątku posiada ograniczony prawnie okres amortyzacji, stąd swoboda podejmowania decyzji przez jednostkę jest też ograniczona.

Stawka amortyzacyjna ustalana jest na podstawie przewidywanego okresu użytkowania jedną z następujących metod:

- 1) metodą liniową,
- 2) metodą naturalną,
- 3) metodami degresywnymi – np. malejącego salda.

**Metoda liniowa amortyzacji** – zakłada, że eksploatowany obiekt majątku trwałego zużywa się równomiernie przez cały okres jego życia ekonomicznego. Bieżąca wartość tego zużycia w dowolnym okresie jest wartością stałą, co oznacza, że koszty działalności jednostki gospodarczej przez cały okres użytkowania tego obiektu obciążane są stałą wartością, określającą zużycie eksploatowanych składników majątku trwałego.

Przyjmuje się, że metoda amortyzacji liniowej jest sprawiedliwym rozłożeniem w czasie kosztów odtworzenia zaangażowanych składników majątku trwałego. Jest to słuszne w przypadkach, kiedy zużycie tych składników następuje z okresu na okres w miarę równomiernie.

**Metoda naturalna amortyzacji** – uzależnia wysokość stawek amortyzacyjnych od pracy wykonanej w danym okresie przez dany składnik majątku trwałego. Oznacza to, że przewidywany okres eksploatacji obiektu określany jest nie w latach, lecz w dowolnie zmierzonej przewidywanej pracy obiektu (w zlotówkach, godzinach, metrach itp.).

Trzeba stwierdzić, że ten sposób liczenia wartości zużycia nie może dotyczyć wszystkich składników majątku trwałego, gdyż nie zawsze jest możliwe określenie wielkości pracy wykonanej przez te obiekty.

Chociaż teoretycznie jest to metoda trafna, gdyż amortyzacja jest ściśle związana z efektami ekonomicznymi danego obiektu, to jednak w praktyce jej stosowanie często wydłuża okres amortyzacji poza okres ekonomicznie uzasadniony. Dotyczy to np. obiektów niezbędnych dla danej jednostki gospodarczej lecz z uzasadnionych powodów wykorzystywanych okresowo.

Stawki amortyzacyjne określane za pomocą tej metody, są stawkami zmiennymi w czasie trwania życia ekonomicznego obiektu i są wprost proporcjonalne do pracy wykonanej w danym okresie przez dany obiekt.

**Metody degresywne amortyzacji** – nazywane są metodami amortyzacji przyspieszonej. Zakładają one, że przydatność obiektu majątku trwałego maleje w miarę upływu lat jego użytkowania. Jest to jednoznaczne z założeniem, że stawki amortyzacyjne maleją wraz ze starzeniem się eksploatowanego obiektu.

Konsekwencją tych metod jest skrócenie okresu amortyzowania obiektów majątku trwałego i jednocześnie wyraźne zróżnicowanie obciążeń z tego tytułu w kolejnych latach użytkowania tych obiektów: w pierwszych latach koszty amortyzacji są o wiele wyższe niż w końcowym okresie eksploatacji obiektów. Powoduje to zmniejszenie zysku, a więc również zmniejszenie obciążeń podatkowych na początku eksploatacji obiektów oraz wzrost zysku i podatku dochodowego w końcowych latach ich użytkowania.

Metody amortyzacji przyspieszonej są szczególnie korzystne w odniesieniu do obiektów majątku trwałego podatnych na starzenie się technologiczne, a więc obiektów, których wytwarzanie charakteryzuje się szybkim postępem technicznym. Takie obiekty majątku trwałego wraz z upływem lat ich eksploatacji tracą swoje pierwotne zdolności wytwórcze. Pojawia się więc konieczność zastąpienia ich obiektami nowocześniejszymi, wydajniejszymi. Wpływ metod degresywnych na wynik finansowy i podatkowe obciążenie jednostki gospodarczej pozwalają na tego rodzaju inwestycje. Stosunkowo szybko następuje zgromadzenie znacznych środków pieniężnych na odtworzenie eksploatowanych obiektów.

Metoda malejącego salda oparta jest o następujący wzór:

$$Aw_t = 1 - \sqrt[n]{\frac{Ow}{Wp}}$$

gdzie:

- $Aw_t$  – roczna (miesięczna) stawka amortyzacyjna
- $Wp$  – wartość początkowa obiektu
- $Ow$  – wartość rezydualna obiektu w momencie jego likwidacji
- $n$  – przewidywany okres eksploatacji obiektu w latach (miesiącach)

W praktyce czasami metoda malejącego salda występuje w wersji zmodyfikowanej, która polega na większym przyspieszeniu tempa odtwarzania eksploatowanych obiektów majątku trwałego. Modyfikacja taka dotyczy rezygnacji ze stosowania tej metody w momencie, kiedy jej bieżąca stawka amortyzacji staje się niższa od stawki wyliczonej dla tego samego obiektu metodą liniową i przyjęcia od tego momentu tej ostatniej metody za metodę odtwarzania wartości danego obiektu majątku trwałego.



**URE**  
URZĄD REGULACJI ENERGETYKI