

NR 6  
2003

3 listopada 2003

BIULETYN

URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

w numerze m.in.:

- **Raport ciepłowniczy za 2002 r.**
- **Prawo energetyczne  
– tekst jednolity**
- **Forum Florenckie i Madryckie**
- **Podatki energetyczne w UE**

# Urząd Regulacji Energetyki

## Oddziały Terenowe

- 1. Oddział Centralny w Warszawie**  
(obszar działania – woj. mazowieckie)  
ul. Canaletta 4  
00-099 Warszawa  
tel. (0-prefix 22) 828-02-31 (33)  
fax (0-prefix 22) 828-02-37  
e-mail: warszawa@ure.gov.pl
- 2. Północno-Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Szczecinie**  
(obszar działania – woj. zachodniopomorskie i lubuskie)  
ul. Mickiewicza 41  
70-383 Szczecin  
tel. (0-prefix 91) 424-16-30  
fax (0-prefix 91) 424-16-31  
e-mail: szczecin@ure.gov.pl
- 3. Północny Oddział Terenowy z siedzibą w Gdańsku**  
(obszar działania – woj. pomorskie i warmińsko-mazurskie)  
Al. Jana Pawła II 20  
80-462 Gdańsk  
tel. (0-prefix 58) 340-90-02 (03)  
fax (0-prefix 58) 346-83-86  
e-mail: gdansk@ure.gov.pl
- 4. Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Poznaniu**  
(obszar działania – woj. wielkopolskie i kujawsko-pomorskie)  
ul. Grunwaldzka 1  
60-780 Poznań  
tel. (0-prefix 61) 865-77-82  
fax (0-prefix 61) 856-13-12  
e-mail: poznan@ure.gov.pl
- 5. Wschodni Oddział Terenowy z siedzibą w Lublinie**  
(obszar działania – woj. lubelskie i podlaskie)  
ul. Garbarska 20  
20-340 Lublin  
tel. (0-prefix 81) 743-85-30 (09)  
fax (0-prefix 81) 743-92-91  
e-mail: lublin@ure.gov.pl
- 6. Środkowozachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Łodzi**  
(obszar działania – woj. łódzkie i świętokrzyskie)  
ul. Uniwersytecka 2/4  
90-137 Łódź  
tel. (0-prefix 42) 639-24-40  
fax (0-prefix 42) 639-24-50  
e-mail: lodz@ure.gov.pl
- 7. Południowo-Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą we Wrocławiu**  
(obszar działania – woj. dolnośląskie i opolskie)  
ul. Marszałka J. Piłsudskiego 49-57  
50-032 Wrocław  
tel. (0-prefix 71) 780-38-28 (29)  
fax (0-prefix 71) 780-38-05  
e-mail: wroclaw@ure.gov.pl
- 8. Południowy Oddział Terenowy z siedzibą w Katowicach**  
(obszar działania – woj. śląskie)  
ul. Owocowa 6 a  
40-198 Katowice  
tel. (0-prefix 32) 258-76-91  
fax (0-prefix 32) 258-64-77  
e-mail: katowice@ure.gov.pl
- 9. Południowo-Wschodni Oddział Terenowy z siedzibą w Krakowie**  
(obszar działania – woj. małopolskie i podkarpackie)  
ul. Rynek Dębnicki 10  
30-319 Kraków  
tel. (0-prefix 12) 269-46-81 (82, 83)  
fax (0-prefix 12) 269-46-80  
e-mail: krakow@ure.gov.pl

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!

Na początku 2001 r. Prezes URE zainicjował badanie koncepcyjowanych przedsiębiorstw zajmujących się działalnością ciepłowniczą, którego celem była ocena efektów regulacji w tym sektorze, oraz stworzenie bazy informacyjnej o podmiotach ciepłowniczych. Rozporządzeniem Rady Ministrów z 22 sierpnia 2003 r. (Dz. U. Nr 159, poz. 1538) podjęto decyzję o włączeniu tego przedsięwzięcia do Programu Badań Statystycznych Statystyki Publicznej. Urząd Regulacji Energetyki przygotowując się do sprostania nowym wymogom, przyjął inne rozwiązania metodyczne i zmienił zakres przedmiotowy formularza ciepłowniczego, biorąc także pod uwagę oczekiwania potencjalnych odbiorców informacji końcowych, zarówno krajowych jak i zagranicznych.

Badanie przeprowadzone w 2003 r. dokonało pewnego przełomu w realizowanych dotychczas, bowiem zastosowano w nim instrumenty uwzględniające pomiar, oprócz efektów regulacji, także aspektów ekonomicznych, technicznych i inwestycyjnych w działalności ciepłowniczego przedsiębiorstwa. W opracowaniu autorstwa A. Buńczyk, A. Daniluk i M. Okólskiego zaprezentowano zestaw wskaźników i miar ocen, które mogłyby stać się użytecznym narzędziem przy analizie ciepłownictwa, w tym przy porównaniu z innymi gałęziami gospodarki.

Publikując wstępny analizę stanu ciepłownictwa za 2002 r. otwieramy łamy Biuletynu na dyskusję, zachęcamy Czytelników do zgłaszania swoich uwag, spostrzeżeń i rekomendacji. Oczekujemy opinii, czy zaprezentowane wyniki są czytelne i zrozumiałe dla wszystkich odbiorców, a nie tylko ścisłego grona branży ciepłowniczego, jakich informacji jeszcze brakuje a na jakie w przyszłości powinno się zwrócić baczniejszą uwagę.

W lipcu i wrześniu br. miały miejsce dwa fora: Europejskie (Florenckie) Forum Regulacji Elektroenergetyki i Europejskie (Madryckie) Forum Regulacji Gazownictwa, zainicjowane wejściem w życie nowych dokumentów prawnych Parlamentu Europejskiego i Rady Unii Europejskiej dotyczących wewnętrznego rynku energii elektrycznej i gazu. Co było przedmiotem dyskusji i jakie dokumenty przyjęto podczas obrad – o tym w artykule M. Dudy.

W dwóch tekstach zamieszczonych w segmencie „Integracja Europejska” przedstawiamy obszernie informacje nt. organizacji i funkcjonowania rynku energii elektrycznej oraz gazu w Unii Europejskiej, w tym charakterystykę koncernów energetycznych, które działają także na terenie Polski. W obu materiałach omówiono ponadto bariery występujące w funkcjonowaniu jednolitych rynków: energii elektrycznej i gazu, perspektywy zmian a także wnioski dla polskiej polityki energetycznej, związane m.in. z dostosowaniem branży do warunków stawianych przez Unię Europejską.

W bieżącym numerze Biuletynu zamieszczamy także jednolity tekst wielokrotnie już nowelizowanej ustawy – Prawo energetyczne, oraz kolejne hasła angielsko-polskiego słownika wyrażen używanych w regulacji, gdzie tym razem słownictwo związane jest z rynkiem bilansującym.

Redakcja

## SPIS TREŚCI

Energetyka ciepła w Polsce w 2002 r. – wstępne wyniki badań	2
Obwieszczenie Marszałka Sejmu RP	20
Ustawa – Prawo energetyczne	25
Zasady kalkulacji minimalnych zapasów paliw przez przedsiębiorstwa energetyczne	43
Europejscy regulatorzy energetyki w procesie wdrażania nowych dokumentów prawnych UE	45
Stan obecny i przyszłość elektroenergetyki w UE – wnioski dla Polski	48
Stan obecny i przyszłość sektora gazowego w UE – wnioski dla Polski	58
Podatki energetyczne w UE – wpływ na zmiany strukturalne w energetyce	65
Informacje i komunikaty	71

### 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 28 października 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

# ENERGETYKA CIEPLNA W POLSCE W 2002 R. – WSTĘPNE WYNIKI BADAŃ

Anna Buńczyk, Anna Daniluk, prof. Marek Okólski

Badania ciepłownictwa Urzędu Regulacji Energetyki zastąpią od 2004 r. dotychczasowe badania prowadzone przez Ministerstwo Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej za pośrednictwem Agencji Rynku Energii SA. Zapis w Programie Badań Statystyki Publicznej na rok 2004, przyjęty rozporządzeniem Rady Ministrów oznacza, że URE przejmuje główny ciężar prac związanych ze statystyką ciepłownictwa, które będą realizowane m.in. poprzez zbieranie danych z tego zakresu na formularzu ciepłowniczym. Przedsięwzięcia statystyczne ujęte w Programie Badań powinny uwzględniać pełne dostosowanie statystyki krajowej do standardów międzynarodowych oraz zapewnić dane dla organizacji międzynarodowych i innych użytkowników krajowych i zagranicznych.

Badanie koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych zainicjowane zostało przez Prezesa URE na początku 2001 r. Powtórzono je w dwóch kolejnych latach. Miało ono przede wszystkim posłużyć do oceny efektów procesu regulacji w tym sektorze. Zbierane informacje stanowiły również podstawę do stworzenia w URE bazy informacyjnej o koncesjonowanych przedsiębiorstwach ciepłowniczych. W 2003 r. w związku z włączeniem tego badania do statystyki publicznej zostało ono przygotowane i przeprowadzone zgodnie z zasadami i w trybie Programu Badań Statystyki Publicznej.

Przyjęte w badaniu, w 2003 r., nowe rozwiązania metodyczne i zmiana zakresu przedmiotowego formularza oraz fakt, że tylko 647 koncesjonowanych przedsiębiorstw uczestniczyło w badaniu przez trzy lata, powoduje występowanie utrudnień w porównywaniu wyników badań z trzech lat.

W 2003 r., badaniem objęto wszystkie przedsiębiorstwa, które w 2002 r. posiadały koncesje na działalność związaną z zaopatrzeniem w ciepło. Nadzór organizacyjny i merytoryczny nad przebiegiem badania sprawowała centrala URE, natomiast oddziały terenowe URE zajęły się zebraniem i wstępną weryfikacją kompletności oraz poprawności danych. Dzięki temu, że kontrolę nad zebraniem wypełnionych sprawozdań sprawowały oddziały terenowe, nie było przypadków odmowy ich wypełnienia.

Pośród przedsiębiorstw objętych badaniem (894), 849 (tj. 95%) nadesłało wypełniony formularz, pozostałe 45 nie zajmowało się (koncesjonowaną) działalnością ciepłowniczą w 2002 r. Część przedsiębiorstw wzięła udział w badaniu po raz pierwszy. Jak wynika z tabeli 1, najwięcej zbadanych przedsiębiorstw podlegało OT Poznań, a najmniej (niemal o połowę mniej) OT Lublin.

Formularz ciepłowniczy obejmował dwie części. Pierwsza część dotyczyła realizacji warunków zapisanych w koncesji, druga – działalności ciepłowniczej

Tabela 1. Przedsiębiorstwa, które wzięły udział w badaniu w 2003 r.

Oddziały Terenowe URE	Koncesjonowane przedsiębiorstwa zajmujące się działalnością ciepłowniczą	Przedsiębiorstwa, które wypełniły ankietę	Przedsiębiorstwa, które posiadały zatwierdzoną taryfę (obowiązującą w 2002 r.)
OT ŁÓDŹ	88	84	81
OT KATOWICE	125	119	110
OT LUBLIN	75	70	63
OT SZCZECIN	83	77	72
OT WROCŁAW	87	82	72
OT KRAKÓW	111	108	96
OT GDAŃSK	113	104	92
OT WARSZAWA	78	73	67
OT POZNAŃ	134	132	114
<b>RAZEM</b>	<b>894</b>	<b>849*</b>	<b>767</b>

\* Liczba zawiera 8 oddziałów Agencji Własności Rolnej Skarbu Państwa.

przedsiębiorstwa w zakresie jego charakterystyki technicznej, ekonomicznej i działalności inwestycyjnej.

Prezentowane poniżej wyniki są fragmentem obszerniejszego opracowania, które zostanie opublikowane w późniejszym terminie. Jest ono zbiorem tablic statystycznych w układzie wojewódzkim, a także w podziale na rodzaje działalności ciepłowniczej, według: wskaźnika zaangażowania w działalność energetyczną (WZDE), form prawnych, klas Polskiej Klasyfikacji Działalności (PKD) oraz wielkości całkowitych przychodów.

Podział na rodzaje działalności polegał na pogrupowaniu przedsiębiorstw w zależności od posiadanych koncesji. Podziału według WZDE dokonano w oparciu o relację całkowitych przychodów przedsiębiorstwa z działalności koncesjonowanej ciepłowniczej do całkowitych przychodów z prowadzonej działalności gospodarczej. W podziale według klas PKD wyróżniono cztery grupy przedsiębiorstw. Pierwsza obejmuje przedsiębiorstwa zajmujące się głównie działalnością elektroenergetyczną (klasa 40.10), druga – ciepłowniczą (klasa 40.30). Trzecia grupa przedsiębiorstw to „przemysł”, czyli według klasyfikacji PKD inne (niż należące do energetyki) przedsiębiorstwa produkcyjne (klasy od 15.11 do 37.20). Ostatnia grupa to przedsiębiorstwa pozostałe, należące do innych klas PKD niż wyżej wymienione.

Obraz polskiego ciepłownictwa w 2002 r., jaki wylania się z badania URE, jest bardzo zróżnicowany. „Typowe” przedsiębiorstwo (około 1/3 wszystkich firm) dysponuje **mocą** (osiągalną) w przedziale 20-100 MW, po około 1/4 przedsiębiorstw ma moc w przedziałach poniżej 5 oraz 5-20 MW, a jedynie 16% – powyżej 100 MW (3% – powyżej 500 MW). Niemal połowa (45%) firm **wytworzyła** w 2002 r. 50-500 TJ ciepła, 38% – mniej niż 50 TJ, a 18% więcej niż 500 TJ (2% – powyżej 5.000 TJ). Również **przychody** osiągnięte z tytułu działalności ciepłowniczej wykazywały silną dyspersję: 29% przedsiębiorstw miało przychód poniżej 1 mln zł, 27% – 1-4 mln zł, 29% – 4-20 mln zł, a 14% – powyżej 20 mln zł (w tym 1,3% – powyżej 200 mln zł). Zaangażowanie około 1/3 firm w **działalność energetyczną** było w pewnym sensie uboczne (WZDE – poniżej 20%), ale w przypadku aż 42% było ono bardzo wysokie, przewyższając 70%. Zdecydowana większość (60%) przedsiębiorstw **zajmowała się** zarówno wytwarzaniem, jak i przesyłem oraz dystrybucją, a dalsze 17% – również obrotem, 13% stanowili wyłącznie wytwórcy ciepła, 9% – przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłem i dystrybucją oraz obrotem i jedynie 4 przedsiębiorstwa (0,5%) miały inny „profil”. Ponad połowę (52%) firm stanowiły przedsiębiorstwa ciepłownicze (klasa 40.30, wg PKD), 21% – przedsiębiorstwa elektroenergetyczne, w tym elektrociepłownie (klasa 40.10), 21% – inne (nie energetyczne) przedsiębiorstwa zaklasyfikowane do „przemysłu” oraz 22% – przedsiębiorstwa zaliczone do innych działalności gospodarczych. Wreszcie, przeważającymi **formami prawnymi-organizacyjnymi** były: spółka z o.o. (54%) oraz

spółka akcyjna (26%). Wśród innych form największą rolę odgrywały: jednostki samorządu terytorialnego (9%), przedsiębiorstwa państwowe (3%) i spółdzielnie mieszkaniowe (3%). Oczywiście, to zróżnicowanie przejawiało się pod każdym względem znacznie silniej, jeśli uwzględnia się przekrój terytorialny Polski.

### Potencjał ciepłownictwa

Ogólnopolska moc zainstalowana wynosiła niemal 71 tys. MW, a moc osiągalna 67,2 tys. MW. Długość sieci przekraczała 17 tys. km, a zatrudnienie (w przeliczeniu na pełne etaty) 62 tys. Bliższe dane na ten temat zostały przedstawione w tabelach 2-4. Wynika z nich m.in., że ok. 1/3 potencjału ciepłownictwa (lecz jedynie 1/5 przedsiębiorstw ciepłowniczych) była skupiona w dwóch województwach: śląskim i mazowieckim, ok. 1/3 potencjału występowała w pięciu dalszych województwach: łódzkim, dolnośląskim, pomorskim, małopolskim i kujawsko-pomorskim, pozostałe dziewięć województw również dysponowało ok. 1/3 potencjału.

Koncentracja potencjału polskiego ciepłownictwa jest w znacznej mierze związana ze zróżnicowaniem wielkości przedsiębiorstw. I tak, 1,3% największych firm, które osiągnęły przychód powyżej 200 mln zł, skupiało 16% krajowej mocy zainstalowanej, 17% mocy osiągalnej i 18% zatrudnienia oraz 31% sieci, natomiast blisko 30% najmniejszych firm, których przychód nie przekroczył 1 mln zł, skupiało jedynie po 6% mocy zainstalowanej i osiągalnej, 7% zatrudnienia i 4% sieci. Po jednej trzeciej mocy posiadały przedsiębiorstwa o różnym poziomie WZDE, a mianowicie: 0-19, 20-69 i 70-100%, przy czym przedsiębiorstwa należące do pierwszej z tych grup (33% firm) dysponowały jedynie 10% sieci i skupiały 16% zatrudnienia, a należące do trzeciej grupy (42% firm) – 77% sieci i 61% zatrudnienia. Zatem niższe zaangażowanie w działalność energetyczną sprzyjało relatywnie dużej koncentracji mocy, a wyższe – relatywnie dużej koncentracji sieci i zatrudnienia.

Podobna prawidłowość jest widoczna, gdy rozpatruje się potencjał z punktu widzenia „profilu branżowego” (PKD). Koncentracja mocy w przedsiębiorstwach ciepłowniczych (klasa 40.30 – 52% wszystkich firm) wynosiła 53%, ale zatrudnienia aż 74%, a sieci nawet 86%. Inne przedsiębiorstwa energetyczne (klasa 40.10) zajmujące się zaopatrzeniem w ciepło miały niewielką sieć (3%), ale zatrudniały stosunkowo dużą liczbę pracowników (13%), gdy tymczasem np. firmy przemysłowe (lecz nie energetyczne), dysponujące podobną mocą (nieco ponad 20%), miały wyraźnie większy udział w ogólnokrajowej sieci (7%), ale znacznie mniejszy w zatrudnieniu (8%).

Interesujące wydaje się również szczególnie silne skupienie mocy w spółkach akcyjnych (60%), natomiast sieci – w spółkach z o.o. (53%); ogólnie rzecz biorąc – potencjału w firmach funkcjonujących w ramach jednej z tych dwóch form prawno-organizacyjnych (80% wszystkich firm): mocy (95%), sieci (91%) i zatrudnienia (89%).

Tabela 2. Podstawowe dane o potencjale ciepłownictwa według województw w 2002 r.

Województwo	Liczba przedsiębiorstw	Moc zainstalowana (MW)	Moc osiągalna (MW)	Długość sieci ciepłowniczej (km)	Zatrudnienie (etat)
	%				
<b>Polska</b>	849,0	70 979,5	67 248,4	17 312,5	62 046,3
	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Dolnośląskie	6,7	6,6	6,5	8,5	6,3
Kujawsko-pomorskie	7,3	8,3	8,5	6,5	5,9
Lubelskie	5,3	4,6	4,7	3,7	5,1
Lubuskie	3,3	2,1	1,9	1,8	3,0
Łódzkie	6,4	6,9	6,9	7,8	7,2
Małopolskie	6,2	8,0	8,1	8,4	6,1
Mazowieckie	8,6	14,4	14,8	15,5	13,0
Opolskie	2,9	3,0	2,8	3,0	2,8
Podkarpackie	6,5	4,2	4,2	4,8	4,3
Podlaskie	2,9	2,2	2,1	2,8	3,0
Pomorskie	6,7	5,4	5,5	6,5	6,1
Śląskie	14,0	19,5	19,1	15,4	20,4
Świętokrzyskie	3,6	2,5	2,4	2,1	3,4
Warmińsko-mazurskie	5,5	2,3	2,4	3,1	3,5
Wielkopolskie	8,3	5,9	6,0	6,1	5,8
Zachodniopomorskie	5,8	4,1	4,1	4,0	4,1

Tabela 3. Podstawowe dane o potencjale ciepłownictwa według klas PKD w 2002 r.

PKD	Liczba przedsiębiorstw	Moc zainstalowana (MW)	Moc osiągalna (MW)	Długość sieci ciepłowniczej (km)	Zatrudnienie (etat)
	%				
<b>Polska</b>	849,0	70 979,5	67 248,4	17 312,5	62 046,3
	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
40.10	5,2	20,1	20,5	2,9	12,8
40.30	52,2	53,4	53,5	85,7	74,0
przemysł	20,6	22,4	22,1	6,7	7,9
inne	22,0	4,1	3,9	4,7	5,3

Tabela 4. Podstawowe dane o potencjale ciepłownictwa według formy prawnej w 2002 r.

Forma prawna	Liczba przedsiębiorstw	Moc zainstalowana (MW)	Moc osiągalna (MW)	Długość sieci ciepłowniczej (km)	Zatrudnienie (etat)
	%				
<b>Polska</b>	849,0	70 979,5	67 248,4	17 312,5	62 046,3
	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Jednostki samorządu terytorialnego	9,0	1,5	1,5	1,7	2,5
Spółki akcyjne	26,1	59,8	60,9	37,8	41,6
Spółki z o.o.	54,4	35,0	34,1	53,4	47,2
Spółdzielnie mieszkaniowe	2,7	0,5	0,5	0,6	0,7
Przedsiębiorstwa państwowe	3,4	2,5	2,3	5,5	6,9
Pozostałe przedsiębiorstwa	4,4	0,7	0,7	1,0	1,1

## Działalność gospodarcza

Wytworzono 467,5 tys. TJ, a ponadto odzyskano 24,9 tys. TJ, z czego dostarczono do sieci 336,0 tys. TJ, a sprzedano odbiorcom finalnym 298,9 tys. TJ (z czego 57% było przedmiotem obrotu), czyli do ostatecznych konsumentów dotarło zaledwie 60% wytworzonego i odzyskanego ciepła. Ze sprzedaży ciepła przedsiębiorstwa ciepłownicze uzyskały 13 323,6 mln zł. Wybrane dane pogłębiające tę kwestię zawierają tabele 5-7.

Występowało istotne zróżnicowanie działalności gospodarczej przedsiębiorstw. Na tle wielkości mocy osiągalnej, wytwarzanie ciepła było stosunkowo wysokie w woj. mazowieckim (19 wobec 15%), kujawsko-pomorskim (10 wobec 8%) i pomorskim (7 wobec 5%), a stosunkowo niskie w woj. śląskim (14 wobec 19%). Względnie niewiele ciepła wytworzyły firmy o najwyższym (70-100%) zaangażowaniu w działalność energetyczną (28 wobec 33%), i mające przy tym formę spółki z o.o. (29 wobec 34%), a względnie dużo ciepła np. firmy mające formę spółki akcyjnej (67 wobec 61%).

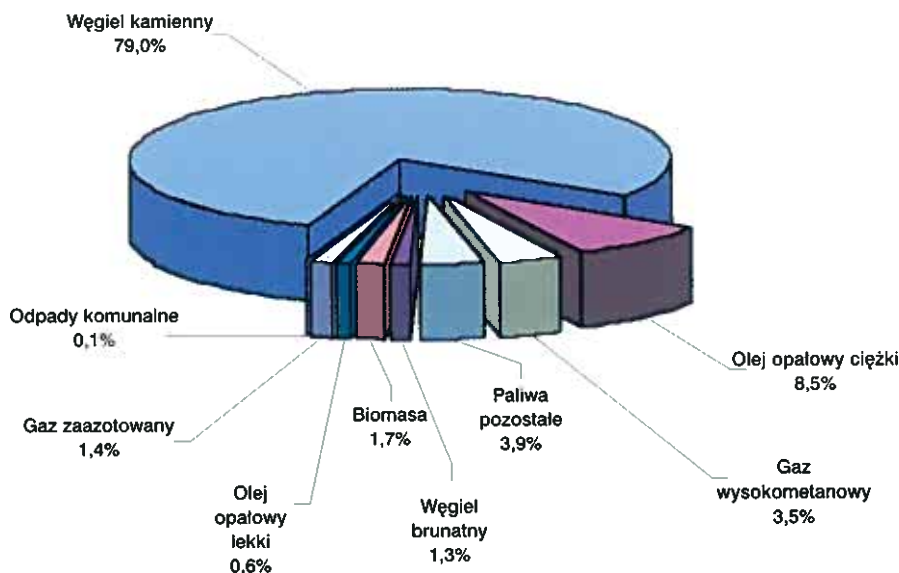
Prawie 100% ciepła pochodzącego z odzysku, czyli wytworzonego w procesach technologicznych przemysłu innych niż produkcja ciepła, pochodziło z przedsiębiorstw o najniższym WZDE (99,6%) oraz zaliczonych do przemysłu w podziale według klas PKD

(98,9%). Blisko 90% ciepła z odzysku skoncentrowało się w zaledwie pięciu województwach: małopolskim, mazowieckim, śląskim, pomorskim i lubelskim, a w dziewięciu (pozostałe, poza opolskim i zachodniopomorskim) w ogóle nie wystąpił odzysk ciepła lub odzyskano go mniej niż 0,5% krajowego odzysku.

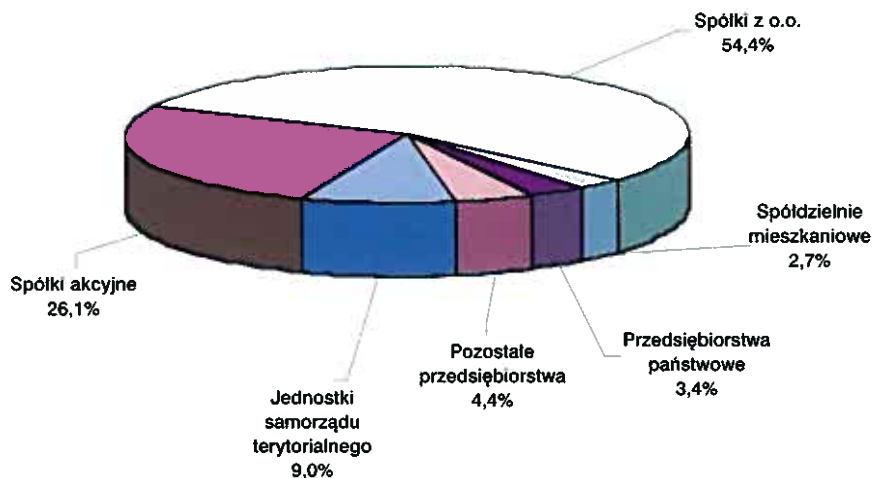
W niektórych województwach sprzedawano odbiorcom końcowym przeważającą część produkcji (i odzyskanego) ciepła, np. w podlaskim (83%), świętokrzyskim (76%) i śląskim (74%), ale w niektórych innych jedynie znikomą jego część, np. opolskim (29%) i kujawsko-pomorskim (35%). Szczególnie niewielką część ciepła (zaledwie 26%) sprzedawały przedsiębiorstwa o najniższym WZDE (poniżej 20%).

Największy obrót ciepłem wystąpił w woj. mazowieckim. Osiągnęło ono 27-procentowy udział w krajowym rynku, przy znacznie mniejszym udziale mocy (15%) i wytwarzania (10%). Również wyraźnie wyższy udział w krajowej sprzedaży w stosunku do udziału w wytwarzaniu odnotowały dwa inne województwa mające na swoim terenie wielką aglomerację miejską: łódzkie i śląskie, choć w tym ostatnim przypadku był on mniejszy od udziału w krajowym potencjale (mocy). Udział tych trzech jednostek terytorialnych przekroczył 45% ogólnopolskiej sprzedaży ciepła odbiorcom finalnym.

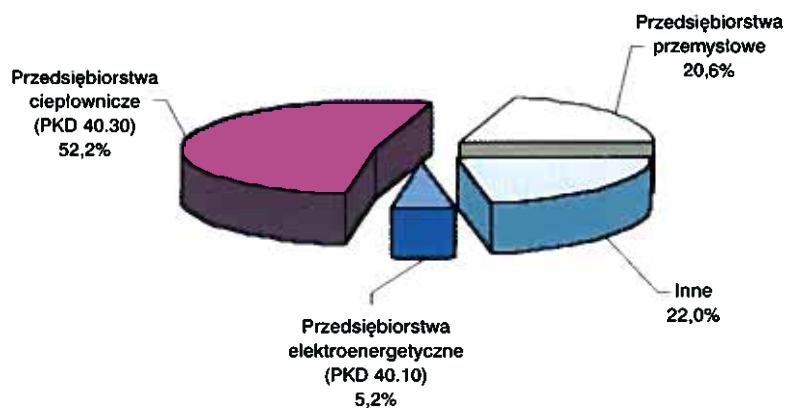
Rysunek 1. Struktura zużycia paliw w ciepłownictwie w 2002 r.



Rysunek 2. Struktura przedsiębiorstw ciepłowniczych według formy prawnej w 2002 r.



Rysunek 3. Struktura przedsiębiorstw ciepłowniczych według klas PKD w 2002 r.



Rysunek 4. Rozdysponowanie wytworzonego ciepła w 2002 r.

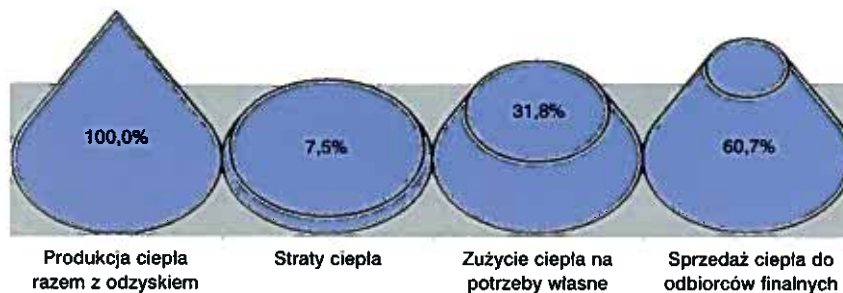




Tabela 5. Podstawowe dane o działalności przedsiębiorstw ciepłowniczych według województw w 2002 r.

Województwo	Moc osiągalna (MW)	Wytwarzanie ciepła	Odzysk	Zużycie ciepła na potrzeby własne	Dostawa ciepła do sieci	Straty ciepła	Sprzedaż ciepła do odbiorców finalnych	Całkowity obrót ciepłem	Całkowite przychody ze sprzedaży (mln zł)								
										TJ							
										%							
Polska	67 248,4	467 527,8	24 939,7	156 424,6	336 043,0	37 117,9	298 925,1	170 461,6	13 323,6								
	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0								
Dolnośląskie	6,5	6,0	0,1	2,5	7,1	8,7	6,9	7,0	7,0								
Kujawsko-pomorskie	8,5	10,1	0,4	18,2	5,6	5,7	5,6	5,2	5,8								
Lubelskie	4,7	4,7	12,3	7,7	3,9	4,0	3,9	5,0	4,3								
Lubuskie	1,9	1,8	-	1,1	2,0	1,7	2,0	1,8	2,2								
Łódzkie	6,9	6,7	-	1,3	8,7	10,8	8,5	1,4	6,3								
Małopolskie	8,1	7,1	20,9	9,8	6,9	7,8	6,8	7,1	6,3								
Mazowieckie	14,8	19,4	19,6	19,8	19,3	15,9	19,7	27,1	20,9								
Opolskie	2,8	3,3	8,1	7,5	1,7	1,7	1,7	0,5	1,5								
Podkarpackie	4,2	3,2	0,1	2,1	3,5	3,1	3,6	3,6	3,8								
Podlaskie	2,1	2,3	-	0,4	3,0	3,0	3,0	2,9	3,0								
Pomorskie	5,5	7,5	14,4	11,2	6,2	7,7	6,0	7,4	6,8								
Śląskie	19,1	13,9	19,3	7,8	17,1	16,4	17,2	18,1	16,7								
Świętokrzyskie	2,4	2,1	0,2	0,9	2,6	1,7	2,7	1,1	2,2								
Warmińsko-mazurskie	2,4	2,5	-	1,2	3,0	2,7	3,0	2,2	2,9								
Wielkopolskie	6,0	4,9	0,1	2,4	5,6	5,1	5,7	6,1	6,1								
Zachodniopomorskie	4,1	4,5	4,5	6,1	3,8	4,0	3,7	3,5	4,2								

Tabela 6. Podstawowe dane o działalności przedsiębiorstw ciepłowniczych według WZDE w 2002 r.

WZDE	Moc osiągalna (MW)	Wytwarzanie ciepła	Odzysk	Zużycie ciepła na potrzeby własne	Dostawa ciepła do sieci	Straty ciepła	Sprzedaż ciepła do odbiorców finalnych	Całkowity obrót ciepłem	Całkowite przychody ze sprzedaży (mln zł)								
										TJ							
										%							
Polska	67 248,4	467 527,8	24 939,7	156 424,6	336 043,0	37 117,9	298 925,1	170 461,6	13 323,6								
	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0								
70-100%	32,8	27,6	-	2,6	37,2	79,5	32,0	95,1	63,2								
20-69%	33,8	34,8	0,4	3,6	46,8	17,1	50,5	2,1	27,5								
0-19%	33,4	37,6	99,6	93,8	16,0	3,4	17,5	2,8	9,3								

Tabela 7. Podstawowe dane o działalności przedsiębiorstw ciepłowniczych według klas PKD w 2002 r.

PKD	Moc osiągalna (MW)	Wytwarzanie ciepła	Odzysk	Zużycie ciepła na potrzeby własne	Dostawa ciepła do sieci	Straty ciepła	Sprzedaż ciepła do odbiorców finalnych	Całkowity obrót ciepłem	Całkowite przychody ze sprzedaży (mln zł)								
										TJ							
										%							
Polska	67 248,4	467 527,8	24 939,7	156 424,6	336 043,0	37 117,9	298 925,1	170 461,6	13 323,6								
	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0								
40.10	20,5	21,0	0,0	2,4	28,1	2,6	31,2	0,9	15,1								
40.30	53,5	47,9	0,4	5,2	64,2	92,6	60,7	96,1	79,1								
przemysł	22,1	28,2	98,9	89,8	4,8	1,8	5,2	1,1	2,8								
inne	3,9	2,9	0,7	2,6	2,9	3,0	2,9	1,9	3,0								

### Wskaźniki ekonomiczne

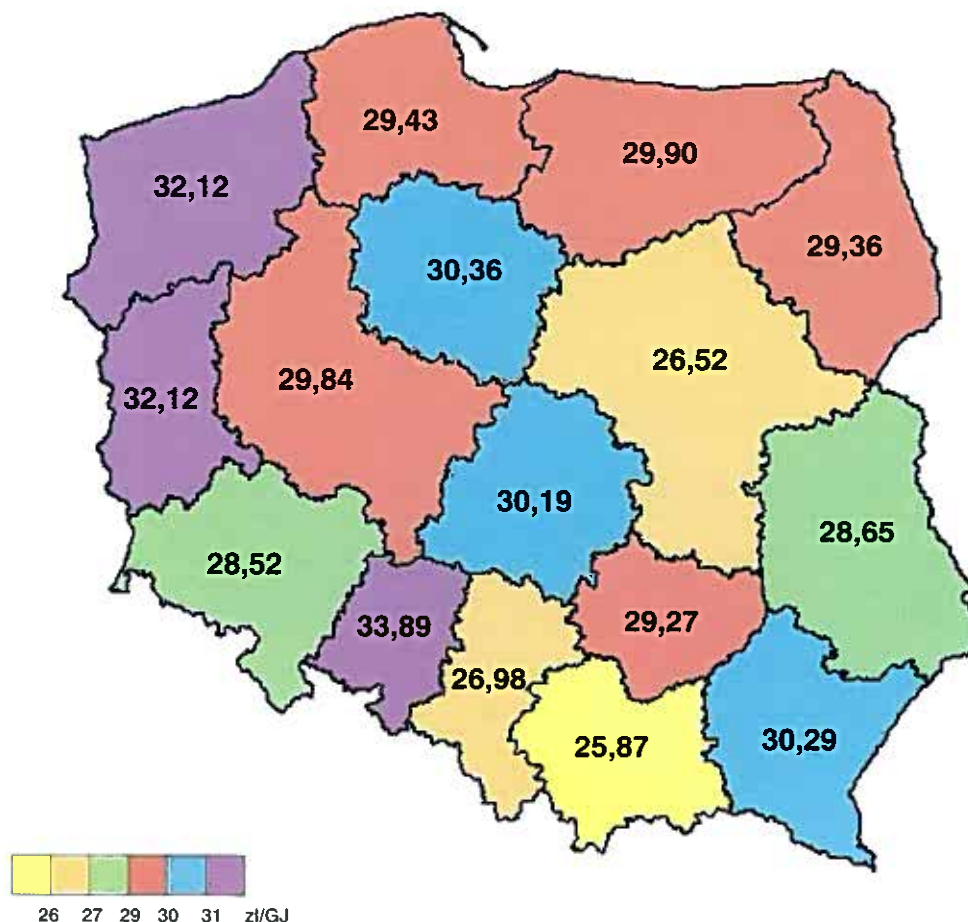
Tabele 8-11, mapy 1 i 2 oraz rysunki 5-8 (str. 8-13) przedstawiające podstawowe informacje na temat wskaźników ekonomicznych w wybranych przekrojach, dowodzą wielkich różnic efektywnościowych w polskim ciepłownictwie.

W przekroju terytorialnym istotnie różnią się wszystkie przytoczone wskaźniki ekonomiczne. Na przykład, wydajność pracy w opolskim stanowiła 54%, a produktywność majątku trwałego 37% średniej krajowej. Jeśli chodzi o wydajność pracy, to niekorzystna sytuacja występowała ponadto w świętokrzyskim i lubuskim (poniżej 3/4 wartości średniej), a jeśli chodzi o produktywność majątku, to w dolnośląskim i śląskim (również poniżej 3/4 średniej). Z drugiej strony, niektóre województwa (np. mazowieckie ze 161% krajowej wydajności pracy i 132% produktywności majątku) korzystnie odbiegały od krajowego standardu; na szczególną uwagę zasługuje m.in. wysoka produktywność w woj. warmińsko-mazurskim (176%) i lubelskim (160%), choć w obu przypadkach wydajność pracy była raczej niska.

W mniejszym stopniu różniły się wynagrodzenia pracowników i ceny. Najniższy poziom średniego miesięcznego wynagrodzenia brutto odnotowano w kujawsko-pomor-

skiem (89% średniej krajowej), warmińsko-mazurskim (92%) i lubelskim (92%), a najwyższy w dolnośląskim (108%) i małopolskim (107%). Związek tego zróżnicowania z odrębnościami w wydajności pracy nie był zbyt silny; pod tym ostatnim względem dwa z pięciu wymienionych skrajnych przypadków (kujawsko-pomorskie i małopolskie) plasowały się bardzo blisko średniej krajowej. Również jeśli chodzi o poziom tzw. ceny jednostkowej ciepła, to dyspersja terytorialna nie była uderzająco duża, choć różnica między ekstremalnymi przypadkami (najniższa cena w małopolskim, najwyższa w lubuskim i zachodniopomorskim) wynosiła 22 punkty procentowe. Bardziej znamieny był ujemny związek ceny i efektywności ekonomicznej. W opolskim, najmniej efektywnym regionie Polski, cena była najwyższa, a zatem to odbiorcy ponosili tam koszty nieefektywności podmiotów gospodarczych. Z drugiej strony, najbardziej efektywny region, mazowieckie, miał niemal najniższą (ustępując nieznacznie woj. małopolskiemu) cenę ciepła w kraju. Przy okazji warto zwrócić uwagę, że w wielu wypadkach niska efektywność wiązała się z wysokim wskaźnikiem niegospodarności (o którym będzie mowa poniżej); szczególny przypadek stanowiło tu wspomniane nieefektywne woj. opolskie, w którym drugi z tych wskaźników osiągnął blisko 350% średniej krajowej.

Mapa 1. Cena jednostkowa ciepła w 2002 r.



Głębokie różnice efektywnościowe są związane ze skalą działalności gospodarczej. W tym przypadku konkluzja wydaje się oczywista: ciepłownictwo polskie wymaga odpowiedniej skali działania. Jak wynika z tabeli 9 (str. 12), ze wzrostem całkowitego przychodu firmy zwiększa się silnie jej wydajność pracy i (nieco słabiej) produktywność majątku trwałego, zarazem ceny stają się niższe, a zarobki pracowników większe. Ta konstatacja może mieć dodatkowe znaczenie przy tworzeniu długookresowej strategii restrukturyzacji ciepłownictwa w Polsce.

Inne spostrzeżenie dotyczące efektywności wiąże się ze specjalizacją; przedsiębiorstwa „zawodowe” lub bardziej zaangażowane w działalność energetyczną są znacznie bardziej efektywne niż „niezawodowe” lub mające niski poziom WZDE. Wreszcie, słabym z tego punktu widzenia ogniwem ciepłownictwa są spółdzielnie mieszkaniowe, notujące niezwykle niską wydajność pracy i produktywność majątku oraz wysokie ceny.

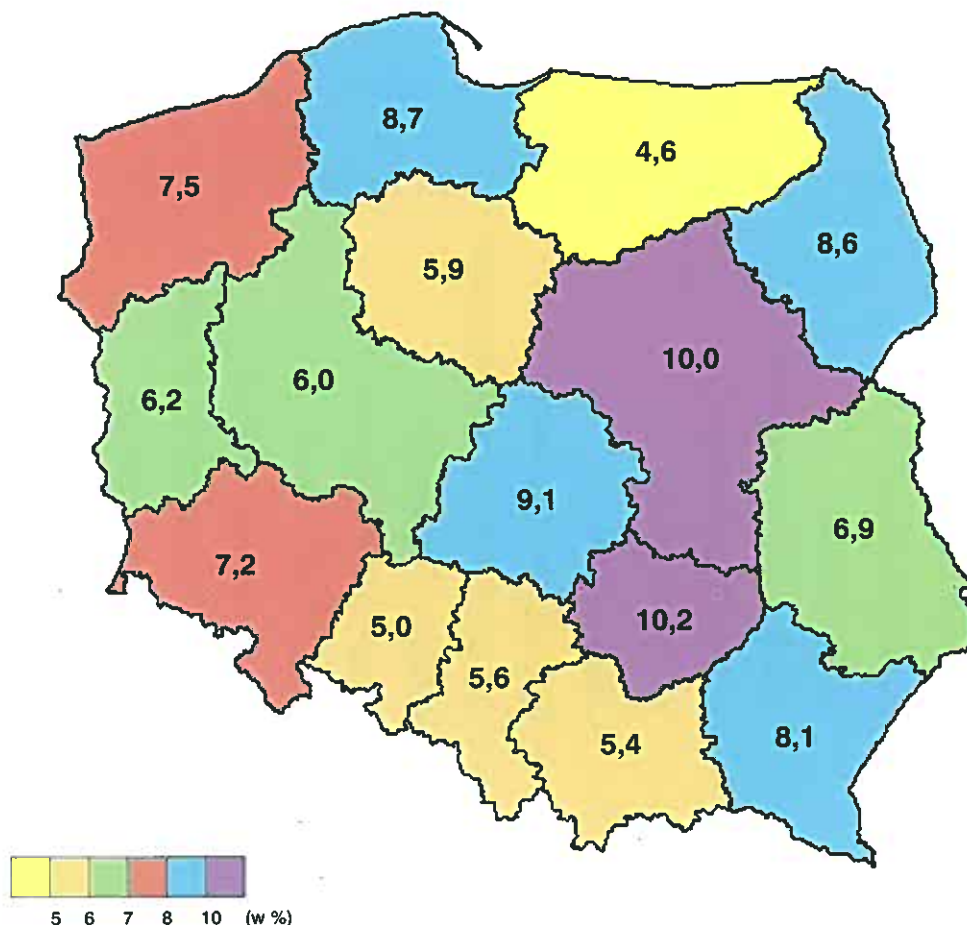
Spojrzenie na mapę 2 pozwala na wyrobienie sobie ostrożnego (ze względu na niepełną porównywalność danych) poglądu na ruch ceny jednoskładnikowej między rokiem 2001 i 2002. Cena wzrosła o 7,6%, z tym że nierównomiernie; najsilniej, bo o ponad 10% w świętokrzyskim i mazowieckim, najslabiej zaś, bo o mniej niż 5% w warmińsko-mazurskim. Trudno w tak

znacznym (ponad dwukrotnym w dwóch kolejnych latach) regionalnym zróżnicowaniu dynamiki cen dopatrzeć się istotnego związku z efektywnością ekonomiczną lub wyjściowym (odnotowanym w 2001 r.) poziomem cen. Prawdopodobnie wynika ono (oprócz wspomnianej już skali wytwarzania) ze sztywności działalności ciepłowniczej, wywodzącej się z różnego poziomu technologicznego, a zwłaszcza regionalnych odrębności w korzystaniu z różnego rodzaju paliwa, o czym będzie mowa w końcowej części.

Średnia rentowność w 2002 r. wyniosła -0,6%, co oznacza, że w skali ogólnopolskiej całkowite przychody przedsiębiorstw były nieco niższe od całkowitych kosztów działalności ciepłowniczej. Wskaźnik rentowności wahał się od -5,3% w śląskim do 6,2% w podlaskim. W dziesięciu województwach odnotowano rentowność dodatnią: dolnośląskim, kujawsko-pomorskim, lubelskim, lubuskim, łódzkim, małopolskim, opolskim, podlaskim, wielkopolskim i zachodniopomorskim.

W skali kraju najmniej nierentowne były przedsiębiorstwa, które zajmowały się zarówno wytwarzaniem ciepła jak i obrotem. Wskaźnik rentowności w tej grupie był wysoki i ukształtował się na poziomie 9,6%. Wartym uwagi jest fakt, że najmniej rentowne było podejmo-

Mapa 2. Zmiany ceny jednoskładnikowej ciepła w 2002 r. w porównaniu z 2001 r.

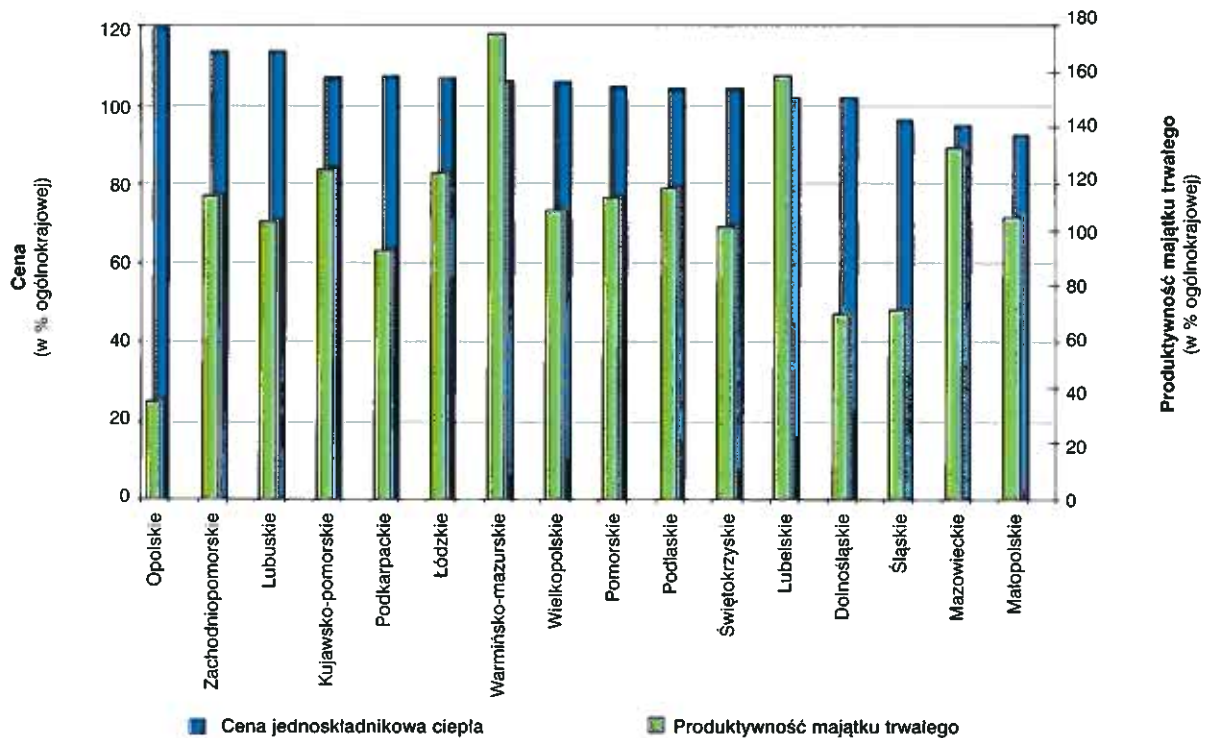


wanie jednocześnie wszystkich rodzajów działalności ciepłowniczej, począwszy od wytwarzania ciepła poprzez jego przesył i obrót.

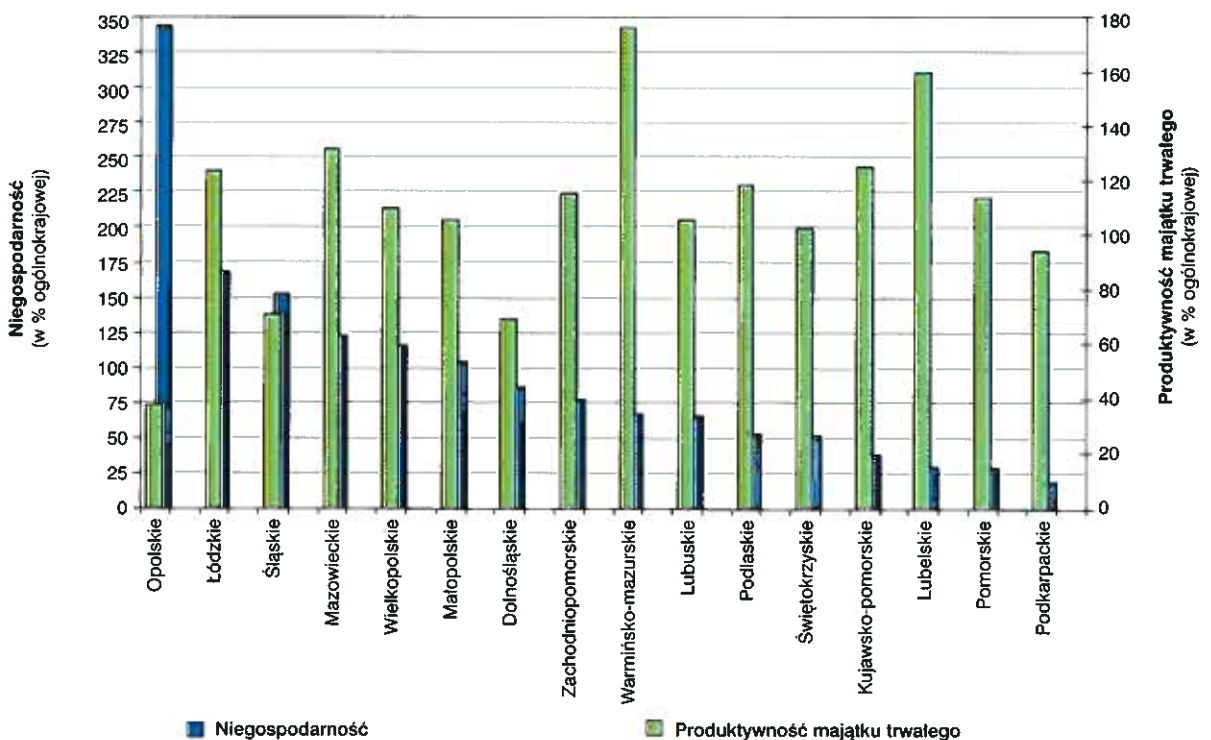
Najmniej rentowna była działalność ciepłownicza prowadzona przez przedsiębiorstwa zaliczone do prze-

mysłu według klasyfikacji PKD (-5,4%), oraz w przedsiębiorstwach, które osiągnęły przychody z działalności ciepłowniczej poniżej 1 mln zł (-15,2%). Daje się również zauważyć, że wraz ze wzrostem poziomu przychodów rentowność przedsiębiorstw wzrasta.

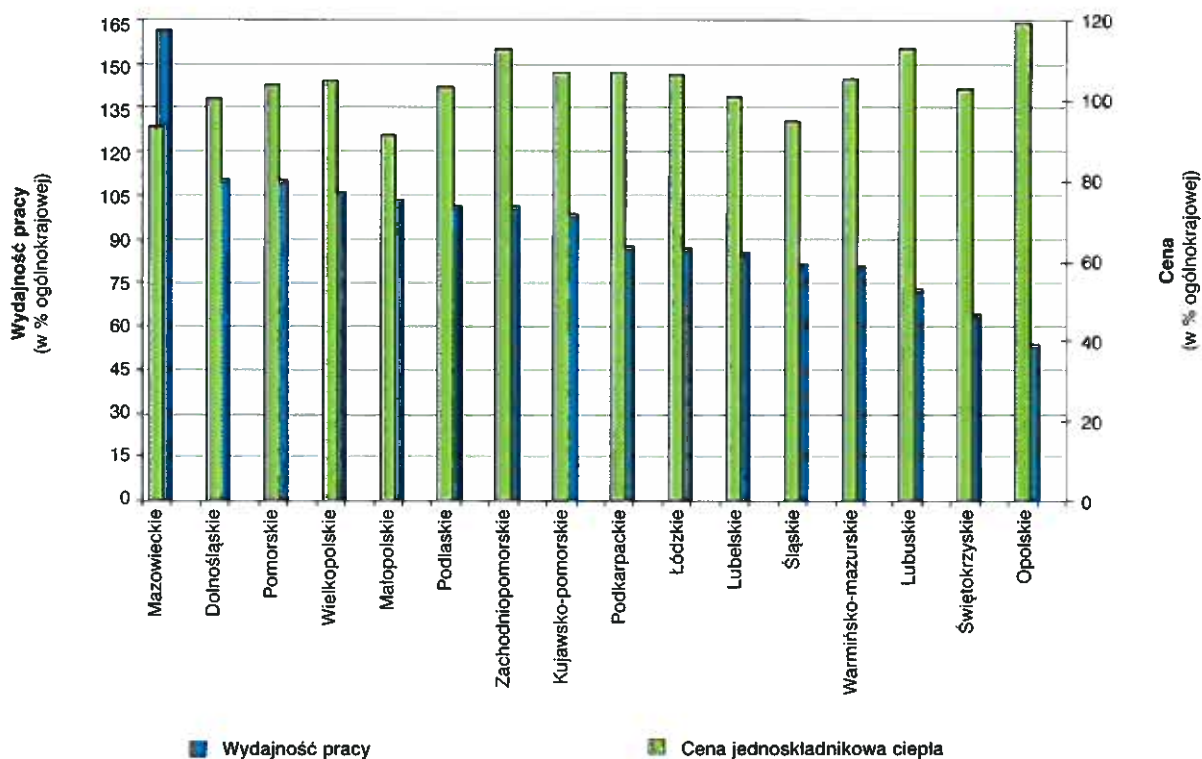
Rysunek 5. Województwa według ceny jednoskładnikowej ciepła i produktywności majątku trwałego w 2002 r.



Rysunek 6. Województwa według niegospodarności i produktywności majątku trwałego w 2002 r.



Rysunek 7. Województwa według wydajności pracy i ceny jednoskładnikowej ciepła w 2002 r.



Rysunek 8. Województwa według przeciętnego miesięcznego wynagrodzenia i wydajności pracy w 2002 r.

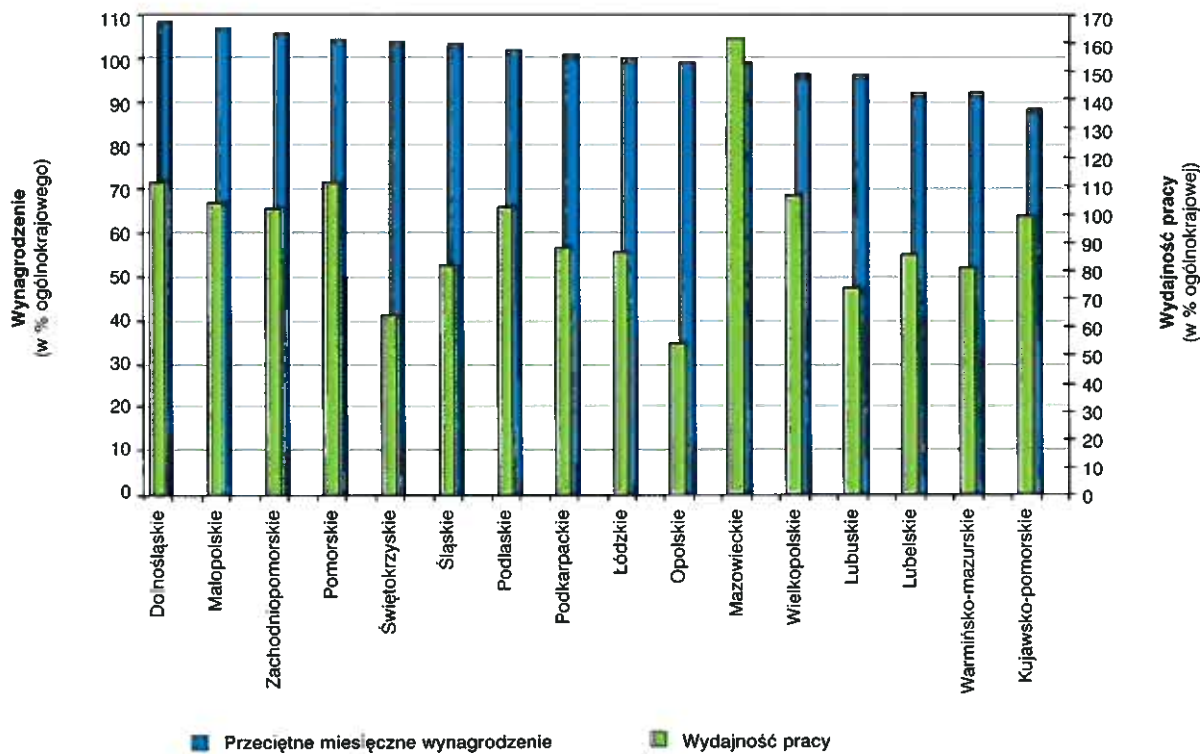


Tabela 8. Wskaźniki ekonomiczne ciepłownictwa według województw w 2002 r.

Województwo	Moc osiągalna (MW)	Wydajność pracy (tys. zł/etat)	Produktywność majątku trwałego	Cena jednostnikowa (zł/GJ)	Przeciętne miesięczne wynagrodzenie (zł/m-c)
	%	Polska = 100			
Polska	67 248,4	214,6	0,7	28,4	2 232,2
	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Dolnośląskie	6,5	110,5	69,4	100,5	108,2
Kujawsko-pomorskie	8,5	99,0	125,0	107,0	88,6
Lubelskie	4,7	85,7	159,7	101,0	92,1
Lubuskie	1,9	73,4	105,6	113,2	96,4
Łódzkie	6,9	86,8	123,6	106,4	99,8
Małopolskie	8,1	103,5	105,6	91,2	107,0
Mazowieckie	14,8	161,5	131,9	93,5	99,2
Opolskie	2,8	53,6	37,5	119,5	99,2
Podkarpackie	4,2	88,0	94,4	106,8	100,7
Podlaskie	2,1	101,8	118,1	103,5	101,9
Pomorskie	5,5	110,4	113,9	103,7	103,9
Śląskie	19,1	81,7	70,8	95,1	103,0
Świętokrzyskie	2,4	64,1	102,8	103,2	103,6
Warmińsko-mazurskie	2,4	80,9	176,4	105,4	91,9
Wielkopolskie	6,0	106,2	109,7	105,2	96,5
Zachodniopomorskie	4,1	101,5	115,3	113,2	105,6

Tabela 9. Wskaźniki ekonomiczne ciepłownictwa według grup przychodów w 2002 r.

Całkowity przychód (tys. zł)	Moc osiągalna (MW)	Wydajność pracy (tys. zł/etat)	Produktywność majątku trwałego	Cena jednostnikowa (zł/GJ)	Przeciętne miesięczne wynagrodzenie (zł/m-c)
	%	Polska=100			
Polska	67 248,4	214,6	0,7	28,4	2 232,2
	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
poniżej 1 000	6,0	12,5	8,9	108,5	86,0
1 000 – 3 999	9,7	54,9	40,1	119,6	91,3
4 000 – 19 999	24,2	66,2	114,1	107,7	106,7
20 000 – 199 999	43,1	102,4	108,4	97,2	130,3
powyżej 200 000	17,0	187,9	136,3	98,7	146,8

Tabela 10. Wskaźniki ekonomiczne ciepłownictwa według klas PKD w 2002 r.

PKD	Moc osiągalna (MW)	Wydajność pracy (tys. zł/etat)	Produktywność majątku trwałego	Cena jednostnikowa (zł/GJ)	Przeciętne miesięczne wynagrodzenie (zł/m-c)
	%	Polska=100			
Polska	67 248,4	214,6	0,7	28,4	2 232,2
	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
40.10	20,5	117,7	96,0	74,5	138,9
40.30	53,5	106,8	119,6	107,5	104,3
przemysł	22,1	36,0	21,8	77,3	96,9
inne	3,9	57,7	58,7	119,6	83,5

Tabela 11. Wskaźniki ekonomiczne ciepłownictwa według formy prawnej w 2002 r.

Forma prawna	Moc osiągalna (MW)	Wydajność pracy (tys. zł/etat)	Produktywność majątku trwałego	Cena jednostkowa (zł/GJ)	Przeciętne miesięczne wynagrodzenie (zł/m-c)
	%	Polska=100			
Polska	67 248,4	214,6	0,7	28,4	2 232,2
	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Jednostki samorządu terytorialnego	1,5	49,8	124,6	124,4	82,9
Spółki akcyjne	60,9	121,0	88,8	89,3	110,3
Spółki z o.o.	34,1	90,2	122,7	112,7	101,7
Spółdzielnie mieszkaniowe	0,5	36,3	21,7	129,2	88,0
Przedsiębiorstwa państwowe	2,3	71,6	87,3	119,2	84,1
Pozostałe przedsiębiorstwa	0,7	57,8	205,6	122,6	72,5

### Wskaźniki techniczne

Tabele 12 i 13 (str. 14) prezentują wybrane wskaźniki oddające zróżnicowanie poziomu technicznego ciepłownictwa. W świetle dotychczas omówionych danych, stwierdzić można stosunkowo nieznaczne różnice w sprawności wytwarzania i sprawności przesyłania. W ujęciu międzywojewódzkim oba te wskaźniki mają niemal identyczne wartości; pierwszy z nich aż w siedmiu województwach odchyła się od średniej krajowej o mniej niż 2,5%, a drugi – aż w trzynastu o tę samą wielkość. Nie ma wpływu na tę prawidłowość ani przynależność do klasy PKD czy wielkość WZDE, ani nawet skala działalności firmy czy jej forma organizacyjno-prawna.

Z drugiej strony, wskaźniki intensywności emisji zanieczyszczeń dowodzą znacznego zróżnicowania. Z tego

punktu widzenia najsprawniejsze technicznie są: zachodniopomorskie, opolskie, pomorskie i lubuskie, w których intensywność emisji jest w przypadku każdego z trzech rozpatrywanych zanieczyszczeń niższa od przeciętnej dla Polski o 30-60%. Natomiast najmniej sprawne województwa, to: śląskie, dolnośląskie, kujawsko-pomorskie (w przypadku CO<sub>2</sub>) oraz mazowieckie (w przypadku NO<sub>x</sub>); pierwsze z nich przewyższa poziom ogólnokrajowy o 40-100%. Łatwo dostrzec (na przykładzie CO<sub>2</sub>; rysunek 9) istotny związek między udziałem węgla kamiennego w wytwarzaniu ciepła a emisją zanieczyszczeń.

Najbardziej szkodliwe dla środowiska są przedsiębiorstwa działające poza przemysłem, głównie w gospodarce komunalnej (wskaźniki SO<sub>2</sub> i NO<sub>x</sub>), a także (choć w mniejszym stopniu) firmy zawodowej energetyki (głównie wskaźniki CO<sub>2</sub>).

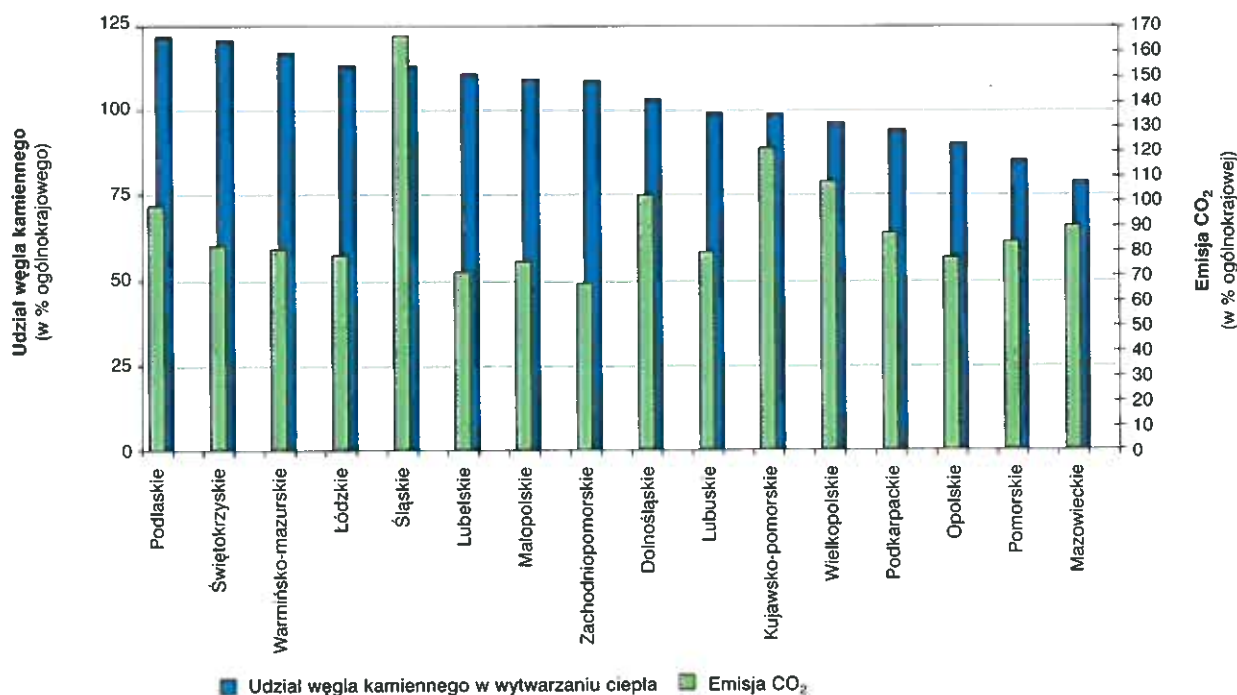
Rysunek 9. Województwa według produkcji ciepła na węglu kamiennym oraz emisji CO<sub>2</sub> w 2002 r.

Tabela 12. Wskaźniki techniczne ciepłownictwa według województw w 2002 r.

Województwo	Moc osiągalna (MW)	Sprawność wytwarzania (%)	Sprawność przesyłania (%)	Intensywność emisji		
				CO <sub>2</sub>	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>
				t/TJ		
%	Polska=100					
Polska	67 248,4	79,7	88,2	139,5	1,0	0,4
	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Dolnośląskie	6,5	96,5	97,7	102,1	316,7	311,4
Kujawsko-pomorskie	8,5	101,9	98,9	121,0	76,0	65,7
Lubelskie	4,7	103,2	101,2	71,2	91,7	62,9
Lubuskie	1,9	95,6	103,3	79,5	49,0	51,4
Łódzkie	6,9	104,8	97,3	78,1	55,2	54,3
Małopolskie	8,1	105,5	99,1	75,5	54,2	54,3
Mazowieckie	14,8	91,6	101,9	89,9	89,6	134,3
Opolskie	2,8	107,7	100,8	77,3	46,9	37,1
Podkarpackie	4,2	100,3	99,9	87,1	56,3	48,6
Podlaskie	2,1	102,1	100,9	97,7	55,2	68,6
Pomorskie	5,5	102,9	97,1	83,6	50,0	51,4
Śląskie	19,1	101,7	100,4	165,8	199,0	140,0
Świętokrzyskie	2,4	104,5	101,6	81,7	60,4	57,1
Warmińsko-mazurskie	2,4	99,0	101,5	80,5	41,7	60,0
Wielkopolskie	6,0	99,3	100,7	107,5	67,7	71,4
Zachodniopomorskie	4,1	107,2	99,9	66,8	49,0	60,0

Tabela 13. Wskaźniki techniczne ciepłownictwa według PKD w 2002 r.

Województwo	Moc osiągalna (MW)	Sprawność wytwarzania (%)	Sprawność przesyłania (%)	Intensywność emisji		
				CO <sub>2</sub>	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>
				t/TJ		
%	Polska=100					
Polska	67 248,4	79,7	88,2	139,5	1,0	0,4
	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
40.10	20,5	91,5	104,2	171,2	127,2	120,0
40.30	53,5	102,7	99,7	83,0	80,7	89,2
przemysł	22,1	103,6	103,6	78,0	65,8	53,0
Inne	3,9	90,7	101,0	79,5	552,5	589,4

### Wskaźniki finansowe

Kondycja finansowa ciepłownictwa wykazuje silne różnicowanie. Obrazują to tabele 14 i 15 (str. 15). Jeśli chodzi o poziom zadłużenia, to w najbardziej niekorzystnej sytuacji są przedsiębiorstwa w lubuskim (205% średniej krajowej), a w mniejszym stopniu również w podkarpackim (136%), lubelskim (126%) i zachodniopomorskim (123%), natomiast w najkorzystniejszej – przedsiębiorstwa w świętokrzyskim (48%) i podlaskim (57%). Zadłużenie jest dodatnio (niekorzystnie) związane z WZDE, tzn. że im większe zaangażowanie w działalność energetyczną, tym większy wskaźnik

zadłużenia. Skala działalności firmy ma tu wpływ nie jednokierunkowy; najwyższe relatywne zadłużenie wykazują firmy średnie, a najniższe – firmy najmniejsze i największe.

Z punktu widzenia płynności, najlepszy stan charakteryzuje firmy stosunkowo mało zadłużone, np. w woj. podlaskim, świętokrzyskim, opolskim i mazowieckim (20-35% powyżej średniej krajowej), a najgorszy – w woj. lubuskim, zachodniopomorskim, kujawsko-pomorskim i śląskim (15-40% poniżej średniej). W odróżnieniu od wpływu na zadłużenie, stopień zaangażowania w działalność energetyczną wydaje się wpływać dodatnio na poziom płynności. Również elek-



Tabela 14. Wskaźniki finansowe ciepłownictwa według województw w 2002 r.

Województwo	Moc osiągalna (MW)	Całkowite zadłużenie	Płynność	Niegospodarność
	%			
Polska	67 248,4	0,3	0,7	7,5
	100,0	100,0	100,0	100,0
Dolnośląskie	6,5	101,1	111,0	86,0
Kujawsko-pomorskie	8,5	101,0	80,8	37,5
Lubelskie	4,7	125,6	116,6	29,9
Lubuskie	1,9	204,8	60,2	65,9
Łódzkie	6,9	90,2	96,9	168,8
Małopolskie	8,1	104,6	102,2	104,3
Mazowieckie	14,8	89,6	120,8	123,5
Opolskie	2,8	112,4	122,1	344,4
Podkarpackie	4,2	135,8	93,2	19,6
Podlaskie	2,1	57,3	133,7	52,2
Pomorskie	5,5	105,5	99,6	29,7
Śląskie	19,1	94,4	84,1	151,7
Świętokrzyskie	2,4	47,8	128,1	51,1
Warmińsko-mazurskie	2,4	89,0	103,7	67,1
Wielkopolskie	6,0	87,4	110,9	115,6
Zachodniopomorskie	4,1	122,7	78,0	77,1

Tabela 15. Wskaźniki finansowe ciepłownictwa według WZDE w 2002 r.

WZDE	Moc osiągalna (MW)	Całkowite zadłużenie	Płynność	Niegospodarność
	%			
Polska	67 248,4	0,3	0,7	7,5
	100,0	100,0	100,0	100,0
70-100%	32,8	109,4	106,9	77,3
20-69%	33,8	100,0	98,6	106,3
0-19%	33,4	87,5	84,7	224,9

troenergetyce (zajmującej się też zaopatrzeniem w ciepło) udaje się utrzymać stosunkowo wysoką płynność finansową, w przeciwieństwie do ciepłownictwa zawodowego. Zaskakująca w kontekście całokształtu tej analizy może się wydać dobra sytuacja niegospodarnych, technicznie niewydolnych jednostek samorządu terytorialnego i spółdzielni mieszkaniowych. Wyróżniają się one bowiem korzystnymi wskaźnikami zarówno płynności finansowej (relatywnie wysokie), jak i zadłużenia (relatywnie niskie).

Niestychnie silne jest zróżnicowanie wskaźnika niegospodarności. Negatywny przypadek stanowi tu przede wszystkim opolskie (344% średniej krajowej), a także łódzkie (169%) i śląskie (152%), zaś pozytywny – podkarpackie (20%), pomorskie (30%), lubelskie (30%), świętokrzyskie (51%) i podlaskie (52%). Wysoka

niegospodarność jest typowa dla firm o małym WZDE (225%), a nietypowa – dla firm o dużym WZDE (77%), przy czym szczególnie dotyczy to przedsiębiorstw „niezawodowych”. Niezwykle niski poziom niegospodarności cechuje (nieefektywne i mało sprawne skądinąd) spółdzielnie mieszkaniowe i jednostki samorządu terytorialnego, a stosunkowo wysoki spółki akcyjne.

#### Wskaźniki rozwojowe

Choć bliższy ogląd sytuacji nasuwa wniosek, że nakłady inwestycyjne były stosunkowo niewielkie, a przy tym w dużym stopniu finansowane z własnych środków przedsiębiorstw ciepłowniczych, dwa wybrane do analizy wskaźniki rozwojowe sugerują na pozór

znacznie korzystniejszy obraz. Na przykład to, że reprodukcja majątku trwałego miała w skali Polski stosunkowo wysoki poziom, o czym świadczy ponad cztero i półkrotna nadwyżka inwestycji nad odpisami amortyzacyjnymi (tabele 16 i 17). Jednakże znaczna część nakładów inwestycyjnych nie przyczyniła się w analizowanym okresie do zmian majątku w wyrażeniu fizycznym, bowiem była ona np. związana z prywatyzacją przedsiębiorstw mających koncesję na działalność ciepłowniczą. Dotyczyło to głównie województwa dolnośląskiego. Jednakże to właśnie zaważyło na sytuacji ogólnokrajowej. W przypadku tego regionu inwestycje były 35-krotnie większe niż amortyzacja, a niemal jedynym tego powodem była działalność inwestycyjna w formie ESCO jednej tylko firmy – Harpen Polska. Po odjęciu nakładów poniesionych przez tę firmę, inwestycje w dolnośląskim okazały się o 30% mniejsze od amortyzacji. Wydaje się, że bardziej „prawdziwy” obraz tendencji rozwojowej w ciepłownictwie dają wskaźniki rozwojowe dla większości (10) województw, zawarte w przedziale 0,6-0,8, świadczące o dekapitalizacji sektora.

Przedsięwzięcia inwestycyjne firmy Harpen Polska (a w mniejszym stopniu także kilku innych firm) zniekształciły zresztą wartości wskaźnika reprodukcji majątku w wielu przekrojach, przede wszystkim (z oczywistego powodu, gdyż inwestycje dokonywano głównie w spółki) w przekroju form organizacyjno-prawnych przedsiębiorstw ciepłowniczych. Ponadto, po wyeliminowaniu tych przedsięwzięć z rozważań, wskaźnik

wydawał się silnie ujemnie skorelowany ze skalą działalności ciepłowniczej, podczas gdy w rzeczywistości po pierwsze, zdecydowanie najwyższe wartości wskaźnika odnotowano wśród przedsiębiorstw o średniej (a nie najmniejszej) skali działania, a po drugie, różnice między grupami przedsiębiorstw były znacznie większe aniżeli po ich wyeliminowaniu. W podobny sposób została wyolbrzymiona perspektywa rozwojowa firm mających koncesję łącznie na wytwarzanie i przesyłanie, jedynych, w których dokonywano wspomnianych wcześniej inwestycji. Faktyczna wartość wskaźnika wyniosła 10,0, a po korekcie – zaledwie 2,1, podczas gdy w przypadku pozostałych kategorii firm korekta nie była potrzebna. Jeśli chodzi o WZDE, to taki nadmiernie korzystny obraz wystąpił w grupach przedsiębiorstw o najmniejszym i największym zaangażowaniu w działalność energetyczną, natomiast w ogóle nie pojawił się w grupie pośredniej. Z kolei z punktu widzenia klas PKD, dotyczyło to głównie firm przemysłowych o innym profilu niż energetyczny oraz (w znacznie mniejszym stopniu) ciepłownictwa zawodowego.

Stosunkowo skromne w 2002 r. inwestycje (z wyjątkiem specyficznych przedsięwzięć, zwłaszcza firmy Harpen Polska) były finansowane przede wszystkim ze środków własnych. Odpowiedni wskaźnik w skali ogólnokrajowej wyniósł wprawdzie 49%, ale w wielu województwach (w dziewięciu) przekraczał 80%, a w kilku (w pięciu) – nawet 95%. Szczególnie wysoki stopień finansowania inwestycji własnym sumptem występował wśród firm o niskim (poniżej 20%) WZDE – 98%,

Tabela 16. Wskaźniki rozwojowe ciepłownictwa według WZDE w 2002 r.

WZDE	Moc osiągalna (MW)	Reprodukcja majątku trwałego	Stopień pokrycia inwestycji przez środki własne
	%	Polska=100	
Polska	67 248,4	4,6	48,9
	100,0	100,0	100,0
70-100%	32,8	28,3	65,0
20-69%	33,8	21,6	162,1
0-19%	33,4	132,9	200,1

Tabela 17. Wskaźniki rozwojowe ciepłownictwa według grup przychodów w 2002 r.

Całkowity przychód (tys. zł)	Moc osiągalna (MW)	Reprodukcja majątku trwałego	Stopień pokrycia inwestycji przez środki własne
	%	Polska=100	
Polska	67 248,4	4,6	48,9
	100,0	100,0	100,0
poniżej 1 000	6,0	135,3	114,9
1 000 – 3 999	9,7	87,2	200,7
4 000 – 19 999	24,2	93,7	75,6
20 000 – 199 999	43,1	32,0	89,6
powyżej 200 000	17,0	17,1	189,3

zwłaszcza przemysłowych, nie energetycznych (100%) lub spółkach akcyjnych (96%). Kontrastową sytuację można było zaobserwować wśród firm o wysokim (powyżej 70%) WZDE, gdzie wskaźnik wyniósł 32%, firm mających koncesję jedynie na wytwarzanie (13%) lub jednostkach samorządu terytorialnego (23%).

### Struktura kosztów

Jak wynika z tabeli 18, koszty działalności ciepłowniczey składają się w głównej mierze z kosztów zmiennych (52%), wśród których koszty związane z zakupem i transportem paliwa technologicznego stanowią niemal dokładnie połowę. Pozostałe składniki kosztów to: koszty

stałe (43%) i inne pozycje (5%), obejmujące m.in. koszty finansowe i straty nadzwyczajne. Największy udział kosztów zmiennych występował w podkarpackim (57%), a najmniejszy w łódzkim (44%), z kolei największy udział kosztów stałych odnotowano w opolskim (51%), a najmniejszy w małopolskim (38%). Różnice międzyregionalne były zatem stosunkowo duże, w przypadku województw o skrajnych wartościach sięgając 13 punktów procentowych. Udział amortyzacji w całkowitych kosztach ciepłownictwa wynosił blisko 10%, z tym że np. w podlaskim 12%, a w lubuskim jedynie 6%. Silnie zróżnicowany terytorialnie był udział wynagrodzeń: od niespełna 7% (mazowieckie) do ponad 16% (świętokrzyskie) całkowitych kosztów, przy średniej równej 11%.

Tabela 18. Struktura kosztów produkcji w ciepłownictwie według województw w 2002 r.

Województwo	Koszty ogółem działalności ciepłowniczey	Koszty stałe				Koszty zmienne			Inne koszty
		OGÓŁEM	Amortyzacja	Wynagrodzenia	Pozostałe koszty stałe	OGÓŁEM	Paliwo technologiczne i transport paliwa	Pozostałe koszty zmienne	
Polska	100,0	43,3	9,7	11,0	22,6	51,7	25,6	26,1	5,0
Dolnośląskie	100,0	43,7	10,3	10,4	23,0	51,9	24,8	27,1	4,4
Kujawsko-pomorskie	100,0	42,3	8,8	12,5	21,0	53,6	27,9	25,7	4,1
Lubelskie	100,0	43,3	8,7	13,1	21,5	54,1	27,0	27,1	2,6
Lubuskie	100,0	39,3	6,5	14,7	18,1	53,4	31,3	22,1	7,3
Łódzkie	100,0	50,3	11,4	10,4	28,5	44,1	31,2	12,9	5,6
Małopolskie	100,0	38,3	9,1	10,8	18,4	53,2	21,8	31,4	8,5
Mazowieckie	100,0	41,7	9,8	6,7	25,2	53,6	24,1	29,5	4,7
Opolskie	100,0	51,5	14,3	11,2	26,0	45,5	33,0	12,5	3,0
Podkarpackie	100,0	40,6	8,7	13,5	18,4	56,7	26,8	29,9	2,7
Podlaskie	100,0	48,8	12,2	12,7	23,9	49,7	24,9	24,8	1,5
Pomorskie	100,0	42,1	9,7	10,6	21,8	55,1	25,2	29,9	2,8
Śląskie	100,0	45,1	10,1	13,8	21,2	48,1	21,4	26,7	6,8
Świętokrzyskie	100,0	46,8	7,9	16,2	22,7	49,5	29,3	20,2	3,7
Warmińsko-mazurskie	100,0	42,5	7,5	11,5	23,5	53,8	33,6	20,2	3,7
Wielkopolskie	100,0	42,5	8,8	9,2	24,5	52,0	26,3	25,7	5,5
Zachodniopomorskie	100,0	43,0	9,5	12,1	21,4	51,8	30,1	21,7	5,2

### Paliwo technologiczne

Węgiel kamienny był dominującym paliwem w ciepłownictwie. Jego udział w ogólnej energii paliw przekraczał nieco 80%, a w wytwarzaniu ciepła 79%. Dalsze co do ważności paliwo stanowił olej opałowy ciężki, z udziałem odpowiednio: 7 i 8,5%, a następnie: gaz ziemny wysokometanowy (odpowiednio: 3 i 3,5%) i biomasa (nieco poniżej 2%). Dane zawarte w tabeli 19

wskazują na bardzo silne zróżnicowanie terytorialne udziału poszczególnych paliw w wytwarzaniu ciepła. Najwyższy, wynoszący 96% udział węgla kamiennego, stwierdzić można w woj. podlaskim (96%), świętokrzyskim (95%) i warmińsko-mazurskim (92%), a najniższy – w woj. mazowieckim (62%), pomorskim (67%) i opolskim (71%). Olej opałowy ciężki był wykorzystywany głównie w mazowieckim, gdzie jego udział wyniósł 31%, a ponadto w kujawsko-pomorskim (12%) i pomor-

skiem (9%), zaś w pozostałych województwach nie odgrywał istotnej roli. Wysoki udział gazu wysokometanowego odnotowano z kolei w podkarpackim (20%) oraz lubelskim (9%), a biomasy – jedynie w pomorskim (18%). Z pozostałych paliw, z których udział żadnego nie przekroczył w skali ogólnopolskiej 1,5%, gaz ziemny zaazotowany odgrywał jednak ważną rolę w opolskim (22%) i lubuskim (14%), a węgiel brunatny – wielkopolskim (12%) i łódzkim (7%).

Wcześniej (rysunek 9) można było się przekonać o dodatniej korelacji między stopniem wykorzystania węgla kamiennego do wytwarzania ciepła a poziomem emisji CO<sub>2</sub>. Badanie URE dowiodło również, iż z rodzajem paliwa użytego do wytwarzania ciepła jest silnie związana jego cena jednoskładnikowa. Dane na ten temat przedstawiono w tabelach 20 i 21 (str. 19). Biorąc pod uwagę każde z czterech najważniejszych paliw i pozostałe paliwa rozpatrywane łącznie, najniższą cenę uzyskiwały przedsiębiorstwa wykorzystujące głównie olej opałowy ciężki (21,3 zł/GJ), a najwyższą – przedsiębiorstwa wykorzystujące głównie gaz ziemny wysokometanowy (32,7 zł/GJ). Przy produkcji ciepła opartej na najważniejszym w polskiej energetyce

cieplnej paliwie – węgla kamiennym, cena wyniosła 22,5 zł/GJ, a na biomase – 26,9 zł/GJ. Najdrożej sprzedawały ciepło spółdzielnie mieszkaniowe, np. po 31,8 zł za 1 GJ, gdy głównym paliwem był węgiel kamienny oraz 41,0 zł/GJ, gdy głównym paliwem był gaz ziemny wysokometanowy (w tym przypadku zbliżoną, choć nieco wyższą nawet cenę uzyskiwały spółki z o.o.), zaś najtaniej spółki akcyjne, np. po 20,3 zł za 1 GJ, gdy głównym paliwem był olej opałowy ciężki oraz 21,3 zł, gdy głównym paliwem był węgiel kamienny. Znacznie drożej (w stosunku do wyżej wymienionych sytuacji) wytwarzały ciepło przedsiębiorstwa państwowe wykorzystujące głównie gaz ziemny zaazotowany (43,6 zł/GJ), a znacznie taniej – spółki akcyjne wykorzystujące głównie węgiel brunatny (15,6 zł/GJ). Odbiorcy ciepła w Polsce byli zatem poddani bardzo zróżnicowanym cenom ciepła, sytuacji w małym stopniu wynikającej z działania mechanizmu rynkowego, a w znacznie większym stopniu wynikającej np. z form organizacyjno-prawnych przedsiębiorstw ciepłowniczych, lokalnej dostępności paliw i przede wszystkim zapewne z charakterystyki technologicznej obiektów wytwarzających ciepło.

Tabela 19. Udział wybranych paliw w wytwarzaniu ciepła według województw w 2002 r.

Województwo	Rodzaje paliw					
	Ogółem	Węgiel kamienny	Olej opałowy ciężki	Gaz ziemny wysokometanowy	Biomasa	Pozostałe paliwa
Polska	100,0	79,0	8,5	3,5	1,7	7,3
Dolnośląskie	100,0	81,9	0,5	4,4	0,2	13,0
Kujawsko-pomorskie	100,0	78,5	12,0	1,0	0,1	8,4
Lubelskie	100,0	87,7	0,4	9,2	-	2,7
Lubuskie	100,0	78,8	0,4	3,6	0,1	17,1
Łódzkie	100,0	89,6	1,4	1,6	0,5	6,9
Małopolskie	100,0	86,4	2,1	2,0	-	9,5
Mazowieckie	100,0	62,5	30,9	2,6	0,2	3,8
Opolskie	100,0	71,5	0,4	5,3	-	22,8
Podkarpackie	100,0	74,8	3,5	19,8	-	1,9
Podlaskie	100,0	96,3	-	1,2	1,9	0,6
Pomorskie	100,0	67,5	9,2	2,7	18,4	2,2
Śląskie	100,0	89,5	0,6	2,7	0,0	7,2
Świętokrzyskie	100,0	95,4	1,5	2,2	0,8	0,1
Warmińsko-mazurskie	100,0	92,5	0,4	2,6	1,1	3,4
Wielkopolskie	100,0	76,4	1,3	3,1	0,8	18,4
Zachodniopomorskie	100,0	86,2	-	4,3	1,2	8,3

Tabela 20. Cena jednoskładnikowa ciepła według rodzaju paliwa i klas PKD w 2002 r.

PKD	Udział klas PKD w produkcji ciepła (%)	Cena jednoskładnikowa w zł/GJ				
		węgiel kamienny	olej opałowy ciężki	gaz ziemny wysokometanowy	biomasa	pozostałe paliwa
Polska	100,0	22,53	21,28	32,72	26,87	23,59
40.10	21,0	20,54	21,67	31,12	19,43	17,43
40.30	47,9	23,39	24,92	32,11	30,17	30,55
przemysł	28,2	20,57	17,69	31,52	23,61	16,36
inne	2,9	26,59	43,68	39,88	29,74	37,03

Tabela 21. Cena jednoskładnikowa ciepła według rodzaju paliwa i formy prawnej w 2002 r.

Forma prawna	Udział formy prawnej w produkcji ciepła (%)	Cena jednoskładnikowa w zł/GJ				
		węgiel kamienny	olej opałowy ciężki	gaz ziemny wysokometanowy	biomasa	pozostałe paliwa
Polska	100,0	22,53	21,28	32,72	26,87	23,59
Jednostki samorządu terytorialnego	1,1	28,68	33,41	34,99	30,13	45,00
Spółki akcyjne	67,4	21,30	20,28	32,37	20,51	18,59
Spółki z o.o.	28,9	24,20	27,89	32,25	31,90	30,28
Spółdzielnie mieszkaniowe	0,5	31,80	-	41,00	-	40,15
Przedsiębiorstwa państwowe	1,5	27,27	-	34,86	40,30	44,11
Pozostałe przedsiębiorstwa	0,6	27,14	45,30	37,33	25,19	39,17

\*\*\*

Podsumowując tę wstępną analizę stanu energetyki ciepłej w 2002 r. warto zwrócić uwagę na przewijający się w niej główny wątek dowodzący głębokiego, wielostronnego, rzec by nawet można wielopoziomowego zróżnicowania tego sektora. Tym bardziej godnego uwagi, że dotyczącego sektora działającego w warunkach gospodarki rynkowej i zmierzającego ku stanowi zwiększonej konkurencji między podmiotami gospodarczymi, a ponadto wytwarzającego wysoce jednorodny produkt. Analiza była w dużym stopniu możliwa dopiero po raz pierwszy, przede wszystkim dzięki objęciu badaniem w zasadzie wszystkich aktywnych podmiotów i zastosowaniu instrumentu badania (kwestionariusza)

uwzględniającego potrzeby pomiaru różnych aspektów technicznych, finansowych, efektywnościowych i rozwojowych funkcjonowania przedsiębiorstw zajmujących się działalnością ciepłowniczą. Można oczekiwać, że zestaw wskaźników zaproponowanych w tym opracowaniu stanie się w przyszłości pożytecznym narzędziem diagnozowania sytuacji ekonomicznej energetyki ciepłej, jej zmian w czasie i porównań z innymi sektorami energetyki, jak również innymi branżami gospodarki.

## Autorzy:

- Anna Buńczyk, Anna Daniluk – pracownicy Wydziału Informatyki Biura Obsługi Urzędu URE
- prof. Marek Okólski – doradca Prezesa URE

## OBWIESZCZENIE MARSZAŁKA SEJMU RZECZYPOSPOLITEJ POLSKIEJ

z dnia 15 lipca 2003 r.

w sprawie ogłoszenia jednolitego tekstu ustawy – Prawo energetyczne

(Dz. U. Nr 153, poz. 1504)

1. Na podstawie art. 16 ust. 1 zdanie pierwsze ustawy z dnia 20 lipca 2000 r. o ogłaszaniu aktów normatywnych i niektórych innych aktów prawnych (Dz. U. Nr 62, poz. 718, z 2001 r. Nr 46, poz. 499, z 2002 r. Nr 74, poz. 676 i Nr 113, poz. 984 oraz z 2003 r. Nr 65, poz. 595) ogłasza się w załączniku do niniejszego obwieszczenia jednolity tekst ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 54, poz. 348), z uwzględnieniem zmian wprowadzonych:

- 1) ustawą z dnia 4 grudnia 1997 r. o zmianie ustawy – Prawo budżetowe i ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 158, poz. 1042),
- 2) ustawą z dnia 2 lipca 1998 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 94, poz. 594),
- 3) ustawą z dnia 24 lipca 1998 r. o zmianie niektórych ustaw określających kompetencje organów administracji publicznej – w związku z reformą ustrojową państwa (Dz. U. Nr 106, poz. 668 i Nr 162, poz. 1126),
- 4) ustawą z dnia 29 grudnia 1998 r. o zmianie niektórych ustaw w związku z wdrożeniem reformy ustrojowej państwa (Dz. U. Nr 162, poz. 1126),
- 5) ustawą z dnia 10 września 1999 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 88, poz. 980),
- 6) wyrokiem Trybunału Konstytucyjnego z dnia 26 października 1999 r. sygn. akt K. 12/99 (Dz. U. Nr 91, poz. 1042),
- 7) ustawą z dnia 23 grudnia 1999 r. o kształtowaniu wynagrodzeń w państwowej sferze budżetowej oraz o zmianie niektórych ustaw (Dz. U. Nr 110, poz. 1255),
- 8) ustawą z dnia 28 kwietnia 2000 r. o systemie oceny zgodności, akredytacji oraz zmianie niektórych ustaw (Dz. U. Nr 43, poz. 489 oraz z 2002 r. Nr 166, poz. 1360),
- 9) ustawą z dnia 26 maja 2000 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 48, poz. 555),
- 10) ustawą z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych (Dz. U. Nr 103, poz. 1099),
- 11) ustawą z dnia 21 grudnia 2001 r. o zmianie ustawy o organizacji i trybie pracy Rady Ministrów oraz o zakresie działania ministrów, ustawy o działach administracji rządowej oraz o zmianie niektórych ustaw (Dz. U. Nr 154, poz. 1800),
- 12) ustawą z dnia 21 grudnia 2001 r. o zmianie ustaw: o Bankowym Funduszu Gwarancyjnym, Prawo energetyczne, o partiach politycznych, o dostosowaniu górnictwa węgla kamiennego do funkcjonowania w warunkach gospodarki rynkowej oraz szczególnych uprawnieniach i zadaniach gmin górniczych, o zmianie niektórych ustaw związanych z funkcjonowaniem administracji publicznej, Prawo telekomunikacyjne, o komercjalizacji, restrukturyzacji i prywatyzacji przedsiębiorstwa państwowego „Polskie Koleje Państwowe”, o spółdzielniach mieszkaniowych, o jakości handlowej

artykułów rolno-spożywczych, Ordynacja wyborcza do Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej i do Senatu Rzeczypospolitej Polskiej, o przebudowie i modernizacji technicznej oraz finansowaniu Sił Zbrojnych Rzeczypospolitej Polskiej w latach 2001-2006, o zmianie ustawy o zamówieniach publicznych oraz o utracie mocy ustawy o kasach oszczędnościowo-budowlanych i wspieraniu przez państwo oszczędzania na cele mieszkaniowe (Dz. U. Nr 154, poz. 1802),

- 13) ustawą z dnia 24 maja 2002 r. o Agencji Bezpieczeństwa Wewnętrznego oraz Agencji Wywiadu (Dz. U. Nr 74, poz. 676),
  - 14) ustawą z dnia 20 czerwca 2002 r. o bezpośrednim wyborze wójta, burmistrza i prezydenta miasta (Dz. U. Nr 113, poz. 984),
  - 15) ustawą z dnia 24 lipca 2002 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 135, poz. 1144),
  - 16) ustawą z dnia 14 lutego 2003 r. o udostępnianiu informacji gospodarczych (Dz. U. Nr 50, poz. 424),
  - 17) ustawą z dnia 27 marca 2003 r. o zmianie ustawy – Prawo budowlane oraz o zmianie niektórych ustaw (Dz. U. Nr 80, poz. 718)
- oraz zmian wynikających z przepisów ogłoszonych przed dniem 15 lipca 2003 r.

2. Podany w załączniku do niniejszego obwieszczenia tekst jednolity ustawy nie obejmuje:

- 1) art. 58-62, 63, 64, 66, 67, 69 i 70 ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 54, poz. 348), które stanowią:

„Art. 58 W ustawie z dnia 17 listopada 1964 r. – Kodeks postępowania cywilnego (Dz. U. Nr 43, poz. 296, z 1965 r. Nr 15, poz. 113, z 1974 r. Nr 27, poz. 157 i Nr 39, poz. 231, z 1975 r. Nr 45, poz. 234, z 1982 r. Nr 11, poz. 82 i Nr 30, poz. 210, z 1983 r. Nr 5, poz. 33, z 1984 r. Nr 45, poz. 241 i 242, z 1985 r. Nr 20, poz. 86, z 1987 r. Nr 21, poz. 123, z 1988 r. Nr 41, poz. 324, z 1989 r. Nr 4, poz. 21 i Nr 33, poz. 175, z 1990 r. Nr 14, poz. 88, Nr 34, poz. 198, Nr 53, poz. 306, Nr 55, poz. 318 i Nr 79, poz. 464, z 1991 r. Nr 7, poz. 24, Nr 22, poz. 92 i Nr 115, poz. 496, z 1993 r. Nr 12, poz. 53, z 1994 r. Nr 105, poz. 509, z 1995 r. Nr 83, poz. 417, z 1996 r. Nr 24, poz. 110, Nr 43, poz. 189, Nr 73, poz. 350 i Nr 149, poz. 703 oraz z 1997 r. Nr 43, poz. 270) wprowadza się następujące zmiany:

- 1) w art. 479<sup>1</sup> w § 2 w pkt 3 po wyrazie „monopolistycznym” dodaje się wyrazy „oraz prawa energetycznego”;

- 2) tytuł rozdziału 2 w dziale IVa tytułu VII księgi pierwszej części pierwszej otrzymuje brzmienie: „Rozdział 2. Postępowanie w sprawach z zakresu przeciwdziałania praktykom monopolistycznym oraz w sprawach z zakresu regulacji energetyki”;
- 3) w art. 479<sup>28</sup> § 1 otrzymuje brzmienie:  
„§ 1. Od decyzji Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów lub delegatur tego Urzędu oraz decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki lub oddziałów terenowych tego Urzędu, zwanych w przepisach niniejszego rozdziału „Prezesem”, można wnieść do Sądu Wojewódzkiego w Warszawie – sądu antymonopolowego odwołanie w terminie dwutygodniowym od dnia doręczenia decyzji.”;
- 4) w art. 479<sup>29</sup> w § 1 i § 2, w art. 479<sup>30</sup>, w art. 479<sup>33</sup> oraz w art. 479<sup>34</sup> użyte w różnych przypadkach wyrazy „Urząd Antymonopolowy” zastępuje się użytym w tych samych przypadkach wyrazem „Prezes”;
- 5) w art. 479<sup>31</sup> § 1 otrzymuje brzmienie:  
„§ 1. W sprawach z zakresu przeciwdziałania praktykom monopolistycznym oraz w sprawach z zakresu regulacji energetyki stronami są także Prezes i zainteresowany.”;
- 6) art. 479<sup>32</sup> otrzymuje brzmienie:  
„Art. 479<sup>32</sup>. Pełnomocnikiem Prezesa może być pracownik jego Urzędu.”
- Art. 59. W ustawie z dnia 26 lutego 1982 r. o cenach (Dz. U. z 1988 r. Nr 27, poz. 195, z 1990 r. Nr 34, poz. 198, z 1991 r. Nr 100, poz. 442, z 1993 r. Nr 11, poz. 50, z 1994 r. Nr 111, poz. 536 i z 1996 r. Nr 106, poz. 496) w art. 25 w ust. 1 w pkt 3 kropkę zastępuje się przecinkiem i dodaje się pkt 4 w brzmieniu:  
„4) cen i tariff ustalanych na podstawie ustawy – Prawo energetyczne.”
- Art. 60. W ustawie z dnia 29 kwietnia 1985 r. o gospodarce gruntami i wywłaszczaniu nieruchomości (Dz. U. z 1991 r. Nr 30, poz. 127, Nr 103, poz. 446 i Nr 107, poz. 464, z 1993 r. Nr 47, poz. 212 i Nr 131, poz. 629, z 1994 r. Nr 27, poz. 96, Nr 31, poz. 118, Nr 84, poz. 384, Nr 85, poz. 388, Nr 89, poz. 415 i Nr 123, poz. 601, z 1995 r. Nr 99, poz. 486, z 1996 r. Nr 5, poz. 33, Nr 90, poz. 405, Nr 106, poz. 496 i Nr 156, poz. 775 oraz z 1997 r. Nr 5, poz. 24 i Nr 9, poz. 44) wprowadza się następujące zmiany:
- 1) w art. 46 w ust. 2 dodaje się pkt 4a w brzmieniu:  
„4a) budowy i utrzymania urządzeń i instalacji energetycznych służących do wytwarzania paliw i energii oraz ich przesyłania i dystrybucji za pomocą sieci.”;
- 2) w art. 70 dodaje się ust. 4 w brzmieniu:  
„4. Jeżeli negocjacje, o których mowa w ust. 1, trwają dłużej niż trzy miesiące, przepisy art. 67 stosuje się odpowiednio.”;
- Art. 61. W ustawie z dnia 23 grudnia 1988 r. o działalności gospodarczej (Dz. U. Nr 41, poz. 324, z 1990 r. Nr 26, poz. 149, Nr 34, poz. 198 i Nr 86, poz. 504, z 1991 r. Nr 31, poz. 128, Nr 41, poz. 179, Nr 73, poz. 321, Nr 105, poz. 452, Nr 106, poz. 457 i Nr 107, poz. 460, z 1993 r. Nr 28, poz. 127, Nr 47, poz. 212 i Nr 134, poz. 646, z 1994 r. Nr 27, poz. 96 i Nr 127, poz. 627, z 1995 r. Nr 60, poz. 310, Nr 85, poz. 426, Nr 90, poz. 446, Nr 141, poz. 700 i Nr 147, poz. 713, z 1996 r. Nr 41, poz. 177 i Nr 45, poz. 199 oraz z 1997 r. Nr 9, poz. 44, Nr 23, poz. 117 i Nr 43, poz. 272) w art. 11 wprowadza się następujące zmiany:
- a) w ust. 1 w pkt 16 kropkę zastępuje się przecinkiem i dodaje się pkt 17 w brzmieniu:  
„17) wytwarzania, przetwarzania, magazynowania, przesyłania, dystrybucji oraz obrotu paliwami i energią.”;
- b) dodaje się ust. 9 w brzmieniu:  
„9. Zasady udzielania koncesji oraz szczególne rodzaje działalności niewymagające uzyskania koncesji, o których mowa w ust. 1 pkt 17 określają przepisy prawa energetycznego.”
- Art. 62. W ustawie z dnia 5 stycznia 1991 r. – Prawo budżetowe (Dz. U. z 1993 r. Nr 72, poz. 344, z 1994 r. Nr 76, poz. 344, Nr 121, poz. 591 i Nr 133, poz. 685, z 1995 r. Nr 78, poz. 390, Nr 124, poz. 601 i Nr 132, poz. 640 oraz z 1996 r. Nr 89, poz. 402, Nr 106, poz. 496, Nr 132, poz. 621 i Nr 139, poz. 647) w art. 31 w ust. 3 w pkt 2 po wyrazach „Krajowej Rady Radiofonii i Telewizji” dodaje się wyrazy „Urzędu Regulacji Energetyki.”;
- „Art. 63. Rada Ministrów określi, w drodze rozporządzenia, sposób finansowania Urzędu Regulacji Energetyki w okresie jego organizacji.
- Art. 64. Pierwsza kadencja Rady Konsultacyjnej trwa 4 lata.”
- „Art. 66. 1. Osoby fizyczne, prawne bądź inne jednostki organizacyjne nieposiadające osobowości prawnej, które do dnia wejścia w życie ustawy wybudowały z własnych środków instalacje lub urządzenia mogące stanowić element sieci i są ich właścicielami bądź użytkownikami, mogą, w terminie dwóch lat od dnia wejścia w życie ustawy, przekazać odpłatnie, na warunkach uzgodnionych przez strony, te instalacje lub urządzenia przedsiębiorstwu energetycznemu, które uzyska koncesję na dystrybucję paliw i energii.
2. Przekazywane instalacje i urządzenia, o których mowa w ust. 1, powinny odpowiadać warunkom technicznym określonym w przepisach. Koszty doprowadzenia tych instalacji i urządzeń do stanu spełniającego wymagane warunki pokrywa osoba lub jednostka przekazująca.
- Art. 67. 1. W terminie 18 miesięcy od dnia ogłoszenia ustawy Prezes URE udzieli z urzędu koncesji

przedsiębiorstwem energetycznym działającym lub będącym w budowie w dniu ogłoszenia ustawy, o ile spełnią one warunki określone ustawą.

2. Przedsiębiorstwa, o których mowa w ust. 1, do czasu udzielenia koncesji prowadzą działalność na dotychczasowych zasadach."

„Art. 69. 1.<sup>a)</sup> Minister Finansów zachowuje prawo do ustalania taryf w odniesieniu do paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła na zasadach i w trybie określonych w ustawie, o której mowa w art. 59, oraz ustala zakres i wysokość opłat za nielegalny pobór paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła, przez okres do 24 miesięcy od dnia wejścia ustawy w życie, z zastrzeżeniem ust. 2.

1a.<sup>b)</sup> Minister Finansów, w drodze rozporządzenia, ustali zakres i wysokość opłat za nielegalny pobór paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła.

1b.<sup>b)</sup> Rozporządzenie, o którym mowa w ust. 1a, powinno ustalać szczególne rodzaje przypadków zaliczanych do nielegalnego pobierania paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła, sposób obliczania lub wysokość opłat za nielegalny pobór dla poszczególnych rodzajów przypadków i taryf oraz okres, za który należy się opłata.

2.<sup>c)</sup> Rada Ministrów może określić, w drodze rozporządzenia, daty niewykraczające poza okres, o którym mowa w ust. 1, od których Minister Finansów zaprzestanie ustalania taryf lub opłat za nielegalny pobór paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła, o których mowa w ust. 1."

Art. 70. „1. Przepisy wykonawcze wydane i utrzymane w mocy na podstawie ustawy z dnia 6 kwietnia 1984 r. o gospodarce energetycznej (Dz. U. 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) pozostają w mocy do czasu zastąpienia ich przepisami wydanymi na podstawie niniejszej ustawy, o ile nie są sprzeczne z jej przepisami, nie dłużej jednak niż przez okres sześciu miesięcy od dnia jej wejścia w życie.”;

- 2) art. 3 ustawy z dnia 4 grudnia 1997 r. o zmianie ustawy – Prawo budżetowe i ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 158, poz. 1042), który stanowi:

- a) Ze zmianą wprowadzoną przez art. 1 pkt 1 ustawy z dnia 2 lipca 1998 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 94, poz. 594), która weszła w życie z dniem 8 sierpnia 1998 r.  
b) Dodany przez art. 1 pkt 2 ustawy, o której mowa w odnośniku a.  
c) Ze zmianą wprowadzoną przez art. 1 pkt 3 ustawy, o której mowa w odnośniku a.

„Art. 3.<sup>d)</sup> Ustawa wchodzi w życie z dniem ogłoszenia z mocą od dnia 5 grudnia 1997 r.”;

- 3) art. 2 ustawy z dnia 2 lipca 1998 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 94, poz. 594), który stanowi:

„Art. 2. Ustawa wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.”;

- 4) art. 150 ustawy z dnia 24 lipca 1998 r. o zmianie niektórych ustaw określających kompetencje organów administracji publicznej – w związku z reformą ustrojową państwa (Dz. U. Nr 106, poz. 668 i Nr 162, poz. 1126), który stanowi:

„Art. 150. Ustawa wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 1999 r., z wyjątkiem art. 26, art. 128 pkt 2, art. 139 pkt 1 i 10, art. 145 ust. 2 i 4, art. 146 ust. 2 i 4 oraz art. 147 ust. 2 i 3, które wchodzi w życie z dniem ogłoszenia, i art. 34 pkt 1, art. 36 pkt 23, art. 48 pkt 1 i 3, art. 84, art. 97 pkt 1-3, 5-10 i 12-36 oraz art. 139 pkt 9 lit. a), które wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2000 r.”;

- 5) art. 38 ustawy z dnia 29 grudnia 1998 r. o zmianie niektórych ustaw w związku z wdrożeniem reformy ustrojowej państwa (Dz. U. Nr 162, poz. 1126), który stanowi:

„Art. 38. Ustawa wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 1999 r.”;

- 6) art. 2 ustawy z dnia 10 września 1999 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 88, poz. 980), który stanowi:

„Art. 2. Ustawa wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.”;

- 7) art. 32 ustawy z dnia 23 grudnia 1999 r. o kształtowaniu wynagrodzeń w państwowej sferze budżetowej oraz o zmianie niektórych ustaw (Dz. U. Nr 110, poz. 1255), który stanowi:

„Art. 32. Ustawa wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2000 r.”;

- 8) art. 54 ustawy z dnia 28 kwietnia 2000 r. o systemie oceny zgodności, akredytacji oraz zmianie niektórych ustaw (Dz. U. Nr 43, poz. 489 oraz z 2002 r. Nr 166, poz. 1360), który stanowi:

„Art. 54. Ustawa wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2001 r., z wyjątkiem:

- 1) art. 3-8 i art. 48 ust. 2, które wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia,  
2) art. 47, który wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2003 r.”;

- 9) art. 2-8 ustawy z dnia 26 maja 2000 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 48, poz. 555), które stanowią:

„Art. 2. Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją paliw gazowych lub energii elektrycznej w terminie do dnia 31 grudnia 2000 r. dostosują uzgodnione z Prezesem URE przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy plany rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe lub

- d) Artykuł ten w zakresie, w jakim nadaje tej ustawie moc obowiązującą przed dniem jej ogłoszenia został uznany za niezgodny z art. 2 Konstytucji Rzeczypospolitej Polskiej, na podstawie wyroku Trybunału Konstytucyjnego z dnia 30 marca 1999 r. sygn. akt K. 5/98 (Dz. U. Nr 29, poz. 281).



energię elektryczną do wymogów określonych w niniejszej ustawie.

- Art. 3. W terminie 6 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy Prezes URE udzieli z urzędu koncesji przedsiębiorstwom energetycznym działającym lub będącym w budowie w dniu wejścia w życie niniejszej ustawy, o ile spełniają one warunki określone w dotychczas obowiązujących przepisach, a wymóg uzyskania koncesji wynika z przepisów niniejszej ustawy.
- Art. 4. 1. Koncesje udzielone przedsiębiorstwom energetycznym przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy wygasają z dniem 31 grudnia 2000 r. w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą.
2. Przedsiębiorstwa energetyczne, o których mowa w ust. 1, mogą na dotychczasowych zasadach prowadzić obrót gazem ziemnym z zagranicą, jeżeli przed dniem 31 grudnia 2000 r. złożą wniosek o udzielenie przez Prezesa URE koncesji na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą, jednak nie dłużej niż do dnia prawomocnego rozstrzygnięcia w sprawie.
3. W sprawach o udzielenie koncesji na obrót paliwami gazowymi wszczętych, a niezakończonych do dnia 31 grudnia 2000 r., stosuje się przepisy ustawy wymienionej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą.
- Art. 5. Obowiązujące taryfy, sporządzone na podstawie dotychczas obowiązujących przepisów, zachowują ważność po dniu 1 lipca 2000 r. w zakresie, w jakim nie są sprzeczne z przepisami niniejszej ustawy i przepisami wykonawczymi wydanymi na podstawie upoważnień, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą.
- Art. 6. Komisje kwalifikacyjne powołane na podstawie dotychczas obowiązujących przepisów działają do upływu pięciu lat od dnia powołania tych komisji.
- Art. 7. Przepisy wykonawcze wydane przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy na podstawie upoważnień zmienionych tą ustawą zachowują moc do czasu wejścia w życie przepisów wykonawczych wydanych na podstawie upoważnień, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, o ile nie są sprzeczne z jej przepisami.
- Art. 8. Ustawa wchodzi w życie z dniem ogłoszenia.”;
- 10) art. 70 ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych (Dz. U. Nr 103, poz. 1099), który stanowi:  
„Art. 70. Ustawa wchodzi w życie po upływie 6 miesięcy od dnia ogłoszenia, z wyjątkiem:  
1) art. 26 ust. 2, który wchodzi w życie po upływie 18 miesięcy od dnia ogłoszenia,  
2) art. 29, który wchodzi w życie po upływie 3 miesięcy od dnia ogłoszenia.”;
- 11) art. 42, 45, 48 ust. 2, art. 51 i 53 ustawy z dnia 21 grudnia 2001 r. o zmianie ustawy o organizacji i trybie pracy Rady Ministrów oraz o zakresie działania ministrów, ustawy o działach administracji rządowej oraz o zmianie niektórych ustaw (Dz. U. Nr 154, poz. 1800), które stanowią:  
„Art. 42. Do zakresu działania właściwych ministrów przechodzą, wynikające z innych przepisów, zadania i kompetencje Prezesa Rady Ministrów w zakresie nadzoru nad urzędami, o których mowa w art. 10, 13, 14, 24, 26 i 34.”  
„Art. 45. Statuty nadane na podstawie upoważnień zmienianych niniejszą ustawą zachowują moc do czasu zastąpienia ich statutami nadanymi na podstawie przepisów zmienionych niniejszą ustawą.”  
Art. 48. „2. Kadencja Rady Konsultacyjnej przy Prezese Urzędu Regulacji Energetyki, działającej na podstawie ustawy zmienianej w art. 24, upływa z dniem wejścia w życie niniejszej ustawy.”  
„Art. 51. Do czasu wydania przepisów wykonawczych na podstawie upoważnień zmienianych niniejszą ustawą, nie dłużej jednak niż do dnia 30 czerwca 2002 r., zachowują moc przepisy dotychczasowe, jeżeli nie są sprzeczne z niniejszą ustawą.”  
„Art. 53. Ustawa wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2002 r., z wyjątkiem:  
1) art. 14 pkt 5, który wchodzi w życie z dniem 10 stycznia 2002 r.,  
2) art. 32 pkt 1 i art. 41, które wchodzi w życie z dniem 6 kwietnia 2002 r.,  
3) art. 2 pkt 1 lit. b) i pkt 6, art. 5, art. 28 oraz art. 39, które wchodzi w życie z dniem 1 lipca 2002 r.,  
4) art. 12 pkt 2 oraz art. 37 pkt 1-4, pkt 5 w zakresie art. 5 ust. 2, art. 8 ust. 2 i art. 13, oraz pkt 6, które wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2003 r.,  
5) art. 25 pkt 2, który wchodzi w życie z dniem uzyskania przez Rzeczpospolitą Polską członkostwa w Unii Europejskiej.”;
- 12) art. 17 ustawy z dnia 21 grudnia 2001 r. o zmianie ustaw: o Bankowym Funduszu Gwarancyjnym, Prawo energetyczne, o partiach politycznych o dostosowaniu górnictwa węgla kamiennego do funkcjonowania w warunkach gospodarki rynkowej oraz szczególnych uprawnieniach i zadaniach gmin górniczych, o zmianie niektórych ustaw związanych z funkcjonowaniem administracji publicznej, Prawo telekomunikacyjne, o komercjalizacji, restrukturyzacji i prywatyzacji przedsiębiorstwa państwowego „Polskie Koleje Państwowe”, o spółdzielniach mieszkaniowych, o jakości handlowej artykułów rolno-spożywczych, Ordynacja wyborcza do Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej i do Senatu Rzeczypospolitej Polskiej, o przebudowie i modernizacji technicznej oraz finansowaniu Sił Zbrojnych Rzeczypospolitej Polskiej w latach 2001-2006, o zmianie ustawy o zamówieniach publicznych oraz o utracie mocy ustawy o kasach oszczędnościowo-budowlanych i wspieraniu przez państwo oszczędzania na cele mieszkaniowe (Dz. U. Nr 154, poz. 1802), który stanowi:  
„Art. 17. Ustawa wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2002 r., z wyjątkiem art. 12, który wchodzi w życie z dniem 31 grudnia 2001 r.”;

13) art. 235 ustawy z dnia 24 maja 2002 r. o Agencji Bezpieczeństwa Wewnętrznego oraz Agencji Wywiadu (Dz. U. Nr 74, poz. 676), które stanowią:

„Art. 235. Ustawa wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia, z wyjątkiem art. 227 i art. 233, które wchodzi w życie z dniem ogłoszenia.”;

14) art. 102 ustawy z dnia 20 czerwca 2002 r. o bezpośrednim wyborze wójta, burmistrza i prezydenta miasta (Dz. U. Nr 113, poz. 984), który stanowi:

„Art. 102. Ustawa wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia, z tym że przepisy art. 28-81, art. 82 pkt 1 i 6 oraz art. 83-99 wchodzi w życie w dniu wyborów do organów stanowiących jednostek samorządu terytorialnego przeprowadzonych w związku z zakończeniem kadencji tych organów wybranych w dniu 11 października 1998 r.”;

15) art. 2-8 ustawy z dnia 24 lipca 2002 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 135, poz. 1144), które stanowią:

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

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

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

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

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

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

Art. 7. 1. Przepisy:

1) art. 1 pkt 3 lit. b) w zakresie dotyczącym art. 4 ust. 4 i 5,

2) art. 1 pkt 4 w zakresie dotyczącym art. 4a ust. 3 i art. 4b ust. 2,

3) art. 1 pkt 10 w zakresie dotyczącym art. 9c ust. 7,

4) art. 1 pkt 11 w zakresie dotyczącym art. 11 ust. 9,

5) art. 1 pkt 12,

6) art. 1 pkt 17 lit. c),

7) art. 1 pkt 22

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

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

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

2) przepis art. 33 ust. 1 pkt 1 ustawy, o której mowa w art. 1, stosuje się w brzmieniu dotychczasowym.

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

16) art. 48 ustawy z dnia 14 lutego 2003 r. o udostępnianiu informacji gospodarczych (Dz. U. Nr 50, poz. 424), który stanowi:

„Art. 48. Ustawa wchodzi w życie po upływie miesiąca od dnia ogłoszenia, z wyjątkiem art. 7 ust. 1 pkt 13, który wchodzi w życie z dniem wejścia w życie ustawy z dnia 12 września 2002 r. o elektronicznych instrumentach płatniczych (Dz. U. Nr 169, poz. 1385).”;

17) art. 9 ustawy z dnia 27 marca 2003 r. o zmianie ustawy – Prawo budowlane oraz o zmianie niektórych ustaw (Dz. U. Nr 80, poz. 718), który stanowi:

„Art. 9. Ustawa wchodzi w życie po upływie 2 miesięcy od dnia ogłoszenia, z tym że przepisy art. 1 pkt 50, w części dotyczącej obowiązku przeprowadzania kontroli wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2004 r.”.

**USTAWA**

z dnia 10 kwietnia 1997 r.

**Prawo energetyczne****Rozdział 1****Przepisy ogólne**

**Art. 1.** 1. Ustawa określa zasady kształtowania polityki energetycznej państwa, zasady i warunki zaopatrzenia i użytkowania paliw i energii, w tym ciepła, oraz działalności przedsiębiorstw energetycznych, a także określa organy właściwe w sprawach gospodarki paliwami i energią.

2. Celem ustawy jest tworzenie warunków do zrównoważonego rozwoju kraju, zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, oszczędnego i racjonalnego użytkowania paliw i energii, rozwoju konkurencji, przeciwdziałania negatywnym skutkom naturalnych monopolii, uwzględniania wymogów ochrony środowiska, zobowiązań wynikających z umów międzynarodowych oraz ochrony interesów odbiorców i minimalizacji kosztów.

3. Przepisów ustawy nie stosuje się do:

- 1) wydobywania paliw ze złóż oraz ich magazynowania w zakresie uregulowanym ustawą z dnia 4 lutego 1994 r. – Prawo geologiczne i górnicze (Dz. U. Nr 27, poz. 96, z 1996 r. Nr 106, poz. 496, z 1997 r. Nr 88, poz. 554, Nr 111, poz. 726 i Nr 133, poz. 885, z 1998 r. Nr 106, poz. 668, z 2000 r. Nr 109, poz. 1157 i Nr 120, poz. 1268, z 2001 r. Nr 110, poz. 1190, Nr 115, poz. 1229 i Nr 154, poz. 1800 oraz z 2002 r. Nr 113, poz. 984, Nr 117, poz. 1007, Nr 153, poz. 1271, Nr 166, poz. 1360 i Nr 240, poz. 2055);
- 2) wykorzystywania energii atomowej w zakresie uregulowanym ustawą z dnia 10 kwietnia 1986 r. – Prawo atomowe (Dz. U. Nr 12, poz. 70, z 1987 r. Nr 33, poz. 180, z 1991 r. Nr 8, poz. 28, z 1994 r. Nr 90, poz. 418, z 1995 r. Nr 104, poz. 515 oraz z 1996 r. Nr 24, poz. 110 i Nr 106, poz. 496)<sup>1)</sup>.

**Art. 2.** (skreślony).<sup>2)</sup>

**Art. 3.** Użyte w ustawie określenia oznaczają:

- 1) energia – energię przetworzoną w dowolnej postaci;
- 2) ciepło – energię cieplną w wodzie gorącej, parze lub w innych nośnikach;
- 3) paliwa – paliwa stałe, ciekłe i gazowe będące nośnikami energii chemicznej;
- 4) przesyłanie – transport paliw lub energii za pomocą sieci;
- 5) dystrybucja – rozdział i dostarczanie do odbiorców paliw lub energii za pomocą sieci;

1) Obecnie: ustawą z dnia 29 listopada 2000 r. – Prawo atomowe (Dz. U. z 2001 r. Nr 3, poz. 18), która weszła w życie z dniem 1 stycznia 2002 r.

2) Przez art. 1 pkt 1 ustawy z dnia 24 lipca 2002 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 135, poz. 1144), która weszła w życie z dniem 1 stycznia 2003 r.

- 6) obrót – działalność gospodarczą polegającą na handlu hurtowym albo detalicznym paliwami lub energią;
- 7) procesy energetyczne – techniczne procesy w zakresie wytwarzania, przetwarzania, przesyłania, magazynowania, dystrybucji oraz użytkowania paliw lub energii;
- 8)<sup>3)</sup> zaopatrzenie w ciepło, energię elektryczną, paliwa gazowe – procesy związane z dostarczaniem ciepła, energii elektrycznej, paliw gazowych do odbiorców;
- 9) urządzenia – urządzenia techniczne stosowane w procesach energetycznych;
- 10) instalacje – urządzenia z układami połączeń między nimi;
- 11) sieci – instalacje połączone i współpracujące ze sobą, służące do przesyłania i dystrybucji paliw lub energii, należące do przedsiębiorstw energetycznych;
- 12)<sup>4)</sup> rzedsiębiorstwo energetyczne – podmiot prowadzący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przetwarzania, magazynowania, przesyłania, dystrybucji paliw albo energii lub obrotu nimi;
- 13) odbiorca – każdego, kto otrzymuje lub pobiera paliwa lub energię na podstawie umowy z przedsiębiorstwem energetycznym;
- 14)<sup>5)</sup> gmina – gminy oraz związki i porozumienia międzygminne w zakresie uregulowanym ustawą z dnia 8 marca 1990 r. o samorządzie gminnym (Dz. U. z 2001 r. Nr 142, poz. 1591, z 2002 r. Nr 23, poz. 220, Nr 62, poz. 558, Nr 113, poz. 984, Nr 153, poz. 1271 i Nr 214, poz. 1806 oraz z 2003 r. Nr 80, poz. 717);
- 15) regulacja – stosowanie określonych ustawą środków prawnych, włącznie z koncesjonowaniem, służących do zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, prawidłowej gospodarki paliwami i energią oraz ochrony interesów odbiorców;
- 16) bezpieczeństwo energetyczne – stan gospodarki umożliwiający pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy zachowaniu wymagań ochrony środowiska;

3) W brzmieniu ustalonym przez art. 124 pkt 1 lit. a ustawy z dnia 24 lipca 1998 r. o zmianie niektórych ustaw określających kompetencje organów administracji publicznej – w związku z reformą ustrojową państwa (Dz. U. Nr 106, poz. 668), która weszła w życie z dniem 1 stycznia 1999 r.

4) W brzmieniu ustalonym przez art. 124 pkt 1 lit. b ustawy, o której mowa w odnośniku 3.

5) W brzmieniu ustalonym przez art. 1 pkt 1 lit. a ustawy z dnia 26 maja 2000 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 48, poz. 555), która weszła w życie z dniem 14 czerwca 2000 r.

- 17)<sup>6)</sup> taryfa – zbiór cen i stawek opłat oraz warunków ich stosowania, opracowany przez przedsiębiorstwo energetyczne i wprowadzany jako obowiązujący dla określonych w nim odbiorców w trybie określonym ustawą;
- 18) nielegalne pobieranie paliw lub energii – pobieranie paliw lub energii bez zawarcia umowy z przedsiębiorstwem lub niezgodnie z umową;
- 19) ruch sieciowy – sterowanie pracą sieci;
- 20)<sup>7)</sup> odnawialne źródło energii – źródło wykorzystujące w procesie przetwarzania energię wiatru, promieniowania słonecznego, geotermalną, fal, prądów i pływów morskich, spadku rzek oraz energię pozyskiwaną z biomasy, biogazu wysypiskowego, a także biogazu powstałego w procesach odprowadzania lub oczyszczania ścieków albo rozkładu składowanych szczątków roślinnych i zwierzęcych;
- 21)<sup>7)</sup> koszty uzasadnione – koszty niezbędne do wykonania zobowiązań powstałych w związku z prowadzoną przez przedsiębiorstwo energetyczne działalnością w zakresie wytwarzania, przetwarzania, magazynowania, przesyłania i dystrybucji, obrotu paliwami lub energią oraz przyjmowane przez przedsiębiorstwo energetyczne do kalkulacji cen i stawek opłat ustalanych w taryfie w sposób ekonomicznie uzasadniony, z zachowaniem należytej staranności zmierzającej do ochrony interesów odbiorców; koszty uzasadnione nie są kosztami uzyskania przychodów w rozumieniu przepisów podatkowych;
- 22)<sup>8)</sup> finansowanie oświetlenia – finansowanie kosztów energii elektrycznej pobranej przez punkty świetlne oraz koszty ich budowy i utrzymania;
- 23)<sup>9)</sup> system gazowy albo elektroenergetyczny – sieci gazowe albo sieci elektroenergetyczne oraz przyłączone do nich urządzenia i instalacje, współpracujące z siecią;
- 24)<sup>9)</sup> operator systemu przesyłowego gazowego albo elektroenergetycznego – przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na przesyłanie lub przesyłanie i dystrybucję paliw gazowych albo energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy sieci przesyłowej na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej;
- 25)<sup>9)</sup> operator systemu dystrybucyjnego gazowego albo elektroenergetycznego – przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na przesyłanie i dystrybucję paliw gazowych albo energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy sieci rozdzielczej na obszarze kraju określonym w koncesji;
- 26)<sup>9)</sup> sieć przesyłowa gazowa albo elektroenergetyczna – sieć gazową o ciśnieniu wyższym niż 0,5 MPa albo sieć elektroenergetyczną o napięciu znamionowym wyższym niż 110 kV;

6) Ze zmianą wprowadzoną przez art. 1 pkt 1 lit. b ustawy, o której mowa w odnośniku 5.

7) W brzmieniu ustalonym przez art. 1 pkt 2 lit. a ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

8) Dodany przez art. 124 pkt 1 lit. c ustawy, o której mowa w odnośniku 3.

9) Dodany przez art. 1 pkt 2 lit. b ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

- 27)<sup>9)</sup> sieć rozdzielcza gazowa albo elektroenergetyczna – sieć gazową o ciśnieniu nie wyższym niż 0,5 MPa albo sieć elektroenergetyczną o napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV.

**Art. 4.** 1. Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją paliw lub energii do odbiorców mają obowiązek utrzymywać zdolność urządzeń, instalacji i sieci do realizacji dostaw paliw lub energii w sposób ciągły i niezawodny, przy zachowaniu obowiązujących wymagań jakościowych.

2.<sup>10)</sup> Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła są obowiązane zapewniać wszystkim podmiotom, na zasadzie równoprawnego traktowania, świadczenie usług przesyłowych polegających na przesyłaniu paliw lub energii od wybranego przez te podmioty dostawcy paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła, na zasadach i w zakresie określonych w ustawie; świadczenie usług przesyłowych odbywa się na podstawie umowy o świadczenie usług przesyłowych, zwanej dalej „umową przesyłową”.

3. Świadczenie usług, o których mowa w ust. 2, nie może obniżać niezawodności dostarczania oraz jakości paliw lub energii poniżej poziomu określonego odrębnymi przepisami, a także nie może powodować niekorzystnej zmiany cen oraz zakresu dostarczania paliw lub energii do innych podmiotów przyłączonych do sieci.

4.<sup>11)</sup> Przepisu ust. 2 nie stosuje się do świadczenia usług przesyłowych polegających na przesyłaniu paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła z systemu innego państwa, jeżeli właściwe organy tego państwa nie nałożyły obowiązku świadczenia usług przesyłowych na działające w tym państwie przedsiębiorstwa energetyczne lub odbiorca, do którego paliwa gazowe, energia elektryczna lub ciepło mają być dostarczone, nie jest odbiorcą uprawnionym do korzystania z usług przesyłowych w tym państwie.

5.<sup>11)</sup> Przepis ust. 2 stosuje się do świadczenia usług przesyłowych polegających na przesyłaniu paliw gazowych, które są wydobywane, albo energii elektrycznej lub ciepła, które są wytwarzane na terytorium państw członkowskich Unii Europejskiej.

6.<sup>12)</sup> W przypadku gdy przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła odmówi zawarcia umowy przesyłowej, jest obowiązane niezwłocznie pisemnie powiadomić

10) W brzmieniu ustalonym przez art. 1 pkt 3 lit. 1 ustawy, o której mowa w odnośniku 2; do dnia uzyskania przez Rzeczpospolitą Polską członkostwa w Unii Europejskiej przepis ten stosuje się w zakresie dotyczącym usług przesyłowych polegających na przesyłaniu paliw gazowych, które są wydobywane, albo energii elektrycznej lub ciepła, które są wytwarzane wyłącznie na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, stosownie do art. 7 ust. 2 pkt 1 tej ustawy.

11) Dodany przez art. 1 pkt 3 lit. b ustawy, o której mowa w odnośniku 2; stosuje się od dnia uzyskania przez Rzeczpospolitą Polską członkostwa w Unii Europejskiej, stosownie do art. 7 ust. 1 pkt 1 tej ustawy.

12) Dodany przez art. 1 pkt 3 lit. b ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki oraz zainteresowany podmiot, podając przyczynę odmowy.

**Art. 4a.<sup>13)</sup>** 1. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, na wniosek przedsiębiorstwa energetycznego, które odmawia zawarcia umowy przesyłowej, może, w drodze decyzji, czasowo wyłączyć lub ograniczyć nałożone na przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją paliw gazowych obowiązki, o których mowa w art. 4 ust. 2, jeżeli świadczenie usług przesyłowych może spowodować dla przedsiębiorstwa poważne trudności finansowe związane z realizacją zobowiązań wynikających z uprzednio zawartych umów, na podstawie których jest ono obowiązane do zapłaty za określoną w tych umowach ilość paliw gazowych, niezależnie od ilości pobranych paliw gazowych.

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

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

**3.<sup>14)</sup>** Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, za pośrednictwem ministra właściwego do spraw gospodarki, niezwłocznie powiadamia Komisję Europejską o podjętej decyzji, o której mowa w ust. 1.

**Art. 4b.<sup>13)</sup>** 1. Minister właściwy do spraw gospodarki określi, w drodze rozporządzenia, harmonogram uzyskiwania przez odbiorców prawa do korzystania z usług przesyłowych, o których mowa w art. 4 ust. 2, biorąc pod uwagę następujące kryteria:

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

**2.<sup>14)</sup>** Minister właściwy do spraw gospodarki informuje Komisję Europejską o obowiązujących w danym roku kalendarzowym kryteriach uzyskiwania przez odbiorców prawa do

korzystania z usług, o których mowa w art. 4 ust. 2, oraz o przewidywanym udziale łącznego zużycia przez odbiorców paliw gazowych albo energii elektrycznej w ogólnym zużyciu paliw gazowych albo energii elektrycznej na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej.

## Rozdział 2

### Dostarczanie paliw i energii

**Art. 5.<sup>15)</sup>** 1. Dostarczanie paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła odbywa się na podstawie umowy sprzedaży lub umowy przesyłowej.

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

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

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

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

**5.<sup>16)</sup>** Przedsiębiorstwa energetyczne mają obowiązek wydać, na wniosek zainteresowanego, oświadczenie, o którym mowa w przepisach prawa budowlanego, o zapewnieniu dostaw energii, ciepła lub gazu oraz o warunkach przyłączenia obiektu budowlanego do sieci cieplnych, gazowych lub elektroenergetycznych.

**Art. 6.<sup>17)</sup>** 1. Upoważnieni przedstawiciele przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem i dystrybucją

- 15) W brzmieniu ustalonym przez art. 1 pkt 5 ustawy, o której mowa w odnośniku 2.
- 16) Dodany przez art. 4 ustawy z dnia 27 marca 2003 r. o zmianie ustawy – Prawo budowlane oraz o zmianie niektórych ustaw (Dz. U. Nr 80, poz. 718), która weszła w życie z dniem 11 lipca 2003 r.
- 17) W brzmieniu ustalonym przez art. 1 pkt 3 ustawy, o której mowa w odnośniku 5.

13) Dodany przez art. 1 pkt 4 ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

14) Stosuje się od dnia uzyskania przez Rzeczpospolitą Polską członkostwa w Unii Europejskiej, stosownie do art. 7 ust. 1 pkt 2 ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła wykonują kontrole układów pomiarowych, dotrzymania zawartych umów i prawidłowości rozliczeń.

2. Upoważnionym przedstawicielom, o których mowa w ust. 1, po okazaniu legitymacji i pisemnego upoważnienia wydanego przez właściwy organ przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem i dystrybucją paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła przysługuje prawo:

- 1) wstępu na teren nieruchomości lub do pomieszczeń, gdzie przeprowadzana jest kontrola, o ile odrębne przepisy nie stanowią inaczej;
- 2) przeprowadzania w ramach kontroli niezbędnych przeglądów urządzeń będących własnością przedsiębiorstwa energetycznego, a także prac związanych z ich eksploatacją lub naprawą oraz dokonywania badań i pomiarów;
- 3) zbierania i zabezpieczania dowodów naruszania przez odbiorcę warunków używania układów pomiarowych oraz warunków umowy zawartej z przedsiębiorstwem energetycznym.

3. Przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 1, może wstrzymać dostarczanie paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła, jeśli w wyniku przeprowadzonej kontroli, o której mowa w ust. 2, stwierdzono, że:

- 1) instalacja znajdująca się u odbiorcy stwarza bezpośrednie zagrożenie dla życia, zdrowia albo środowiska;
- 2) nastąpił nielegalny pobór paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła.

3a.<sup>18)</sup> Przedsiębiorstwa energetyczne, o których mowa w ust. 1, mogą wstrzymać dostarczanie paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w przypadku, gdy odbiorca zwleka z zapłatą za pobrane paliwo gazowe, energię elektryczną lub ciepło albo świadczone usługi co najmniej miesiąc po upływie terminu płatności, pomimo uprzedniego powiadomienia na piśmie o zamiarze wypowiedzenia umowy i wyznaczenia dodatkowego, dwutygodniowego terminu do zapłaty zaległych i bieżących należności.

3b.<sup>18)</sup> Przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane do bezzwłocznego wznowienia dostarczania paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła, wstrzymanego z powodów, o których mowa w ust. 3 i 3a, jeżeli ustaną przyczyny uzasadniające wstrzymanie ich dostarczania.

3c.<sup>18)</sup> Przepisu ust. 3a nie stosuje się do obiektów służących obronności państwa.

4. Minister właściwy do spraw gospodarki określi, w drodze rozporządzenia, szczegółowe zasady przeprowadzania kontroli, wzory protokołów kontroli i upoważnień do kontroli oraz wzór legitymacji.

5. Rozporządzenie, o którym mowa w ust. 4, powinno określać w szczególności:

- 1) przedmiot kontroli;
- 2) szczegółowe uprawnienia upoważnionych przedstawicieli, o których mowa w ust. 1;
- 3) tryb przeprowadzania kontroli.

18) Dodany przez art. 1 pkt 6 ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

Art. 6a.<sup>19)</sup> 1. Przedsiębiorstwo energetyczne może zainstalować przedpłatowy układ pomiarowo-rozliczeniowy służący do rozliczeń za dostarczane paliwa gazowe, energię elektryczną lub ciepło, jeżeli odbiorca:

- 1) co najmniej dwukrotnie w ciągu kolejnych 12 miesięcy zwlekał z zapłatą za pobrane paliwo gazowe, energię elektryczną lub ciepło albo świadczone usługi przez okres co najmniej jednego miesiąca;
- 2) nie ma tytułu prawnego do nieruchomości, obiektu lub lokalu, do którego są dostarczane paliwa gazowe, energia elektryczna lub ciepło;
- 3) użytkuje nieruchomość, obiekt lub lokal w sposób uniemożliwiający cykliczne sprawdzanie stanu układu pomiarowo-rozliczeniowego.

2. Koszty zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego, o którym mowa w ust. 1, ponosi przedsiębiorstwo energetyczne.

3. W razie braku zgody odbiorcy na zainstalowanie układu pomiarowo-rozliczeniowego, o którym mowa w ust. 1, przedsiębiorstwo energetyczne może wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej lub rozwiązać umowę sprzedaży energii.

Art. 7.<sup>20)</sup> 1.<sup>21)</sup> Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła są obowiązane do zawarcia umowy o przyłączenie, umowy sprzedaży paliw albo energii lub umowy przesyłowej z odbiorcami albo podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie do sieci, na zasadzie równoprawnego traktowania, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki dostarczania, a żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru. Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne odmówi zawarcia umowy, jest obowiązane niezwłocznie pisemnie powiadomić o odmowie zainteresowany podmiot, podając przyczynę odmowy.

1a.<sup>22)</sup> Obowiązek zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej, o którym mowa w ust. 1, nie dotyczy przedsiębiorstwa energetycznego będącego jednocześnie operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego.

2. Obowiązek, o którym mowa w ust. 1, nie dotyczy przypadku, gdy ubiegający się o zawarcie umowy nie ma tytułu prawnego do korzystania z obiektu, do którego paliwa gazowe, energia elektryczna lub ciepło mają być dostarczone.

3. Przedsiębiorstwa, o których mowa w ust. 1, są obowiązane do spełniania technicznych warunków dostarczania paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła określonych w odrębnych przepisach i koncesji.

4. Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej, paliw gazowych lub ciepła są obowiązane zapewniać realizację i finansowanie

19) Dodany przez art. 1 pkt 7 ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

20) W brzmieniu ustalonym przez art. 1 pkt 4 ustawy, o której mowa w odnośniku 5.

21) W brzmieniu ustalonym przez art. 1 pkt 8 lit. a ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

22) Dodany przez art. 1 pkt 8 lit. b ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

budowy i rozbudowy sieci, w tym na potrzeby przyłączeń podmiotów ubiegających się o przyłączenie, na warunkach określonych w przepisach, o których mowa w art. 9 i 46, oraz w założeniach, o których mowa w art. 19. Za przyłączenie do sieci przewidzianej w założeniach, o których mowa w art. 19, pobiera się opłatę określoną na podstawie ustalonych w taryfie stawek opłat za przyłączenie do sieci.

5. Stawki opłat za przyłączenie do sieci, o których mowa w ust. 4, kalkuluje się na podstawie jednej czwartej średniorocznych nakładów inwestycyjnych na budowę odcinków sieci służących do przyłączenia podmiotów ubiegających się o przyłączenie, określonych w planie rozwoju, o którym mowa w art. 16.

6. Koszty wynikające z nakładów, o których mowa w ust. 5, w zakresie, w jakim zostały pokryte opłatami za przyłączenie do sieci, nie stanowią podstawy do ustalania w taryfie stawek opłat za przesyłanie i dystrybucję paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła.

7. Przyłączany podmiot jest obowiązany umożliwić przedsiębiorstwu energetycznemu, o którym mowa w ust. 1, w obrębie swojej nieruchomości budowę i rozbudowę sieci, w zakresie niezbędnym do realizacji przyłączenia, oraz udostępnić pomieszczenia lub miejsca na zainstalowanie układów pomiarowych, na warunkach określonych w umowie o przyłączenie.

8. Przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 1, jest obowiązane powiadomić przyłączany podmiot o planowanych terminach prac, o których mowa w ust. 7, z wyprzedzeniem umożliwiającym przyłączanemu podmiotowi przygotowanie nieruchomości lub pomieszczeń do przeprowadzenia i odbioru tych prac.

**Art. 8. 1.** W sprawach spornych dotyczących ustalania warunków świadczenia usług, o których mowa w art. 4 ust. 2, odmowy przyłączenia do sieci, odmowy zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej, paliw gazowych lub ciepła albo nieuzasadnionego wstrzymania ich dostaw rozstrzyga Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, na wniosek strony.

2. W sprawach, o których mowa w ust. 1, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może wydać na wniosek jednej ze stron postanowienie, w którym określa warunki podjęcia bądź kontynuowania dostaw do czasu ostatecznego rozstrzygnięcia sporu.

**Art. 9.<sup>23)</sup> 1.** Minister właściwy do spraw gospodarki określi, w drodze rozporządzenia, w odniesieniu do paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła szczegółowe warunki przyłączenia podmiotów do sieci, obrotu paliwami gazowymi, energią elektryczną i ciepłem, świadczenia usług przesyłowych, ruchu sieciowego i eksploatacji sieci oraz standardy jakościowe obsługi odbiorców.

2. Rozporządzenie, o którym mowa w ust. 1, powinno określać w szczególności:

- 1) kryteria podziału przyłączanych podmiotów albo odbiorców na grupy;
- 2) tryb przyłączania podmiotów do sieci;

23) W brzmieniu ustalonym przez art. 1 pkt 5 ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

- 3) podstawowe elementy umowy o przyłączenie, umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usług przesyłowych;
  - 4) sposób prowadzenia przez przedsiębiorstwo energetyczne obrotu paliwami gazowymi, energią elektryczną lub ciepłem, w tym wytwarzanych w źródłach odnawialnych, oraz energią elektryczną wytwarzaną w skojarzeniu z ciepłem;
  - 5)<sup>24)</sup> zadania przedsiębiorstw energetycznych odpowiedzialnych za ruch sieciowy i eksploatację sieci, z uwzględnieniem zasady równoprawnego traktowania podmiotów korzystających lub ubiegających się o korzystanie z ich usług sieci;
  - 6) parametry techniczne nośników energii;
  - 7) sposób załatwiania reklamacji;
  - 8) zakres informacji przekazywanych między przedsiębiorstwami energetycznymi oraz między przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami.
3. (skreślony).<sup>25)</sup>

**Art. 9a.<sup>26)</sup> 1.** Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się obrotem energią elektryczną są obowiązane do zakupu, w zakresie określonym w rozporządzeniu wydanym na podstawie ust. 4, wytwarzanej na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii przyłączonych do sieci oraz jej odsprzedaży bezpośrednio lub pośrednio odbiorcom dokonującym zakupu energii elektrycznej na własne potrzeby.

2. Przedsiębiorstwa energetyczne będące jednocześnie operatorami systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego są obowiązane, w zakresie określonym w rozporządzeniu wydanym na podstawie ust. 4, do zakupu oferowanej im energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, ze źródeł znajdujących się na obszarze kraju określonym w koncesji, przyłączonych bezpośrednio lub pośrednio do sieci należącej do tych przedsiębiorstw.

3. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się obrotem, przesyłaniem i dystrybucją ciepła jest obowiązane do zakupu oferowanego ciepła z odnawialnych źródeł przyłączonych do sieci, wytwarzanego na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej w ilości nie większej niż zapotrzebowanie odbiorców przyłączonych do sieci.

4. Minister właściwy do spraw gospodarki określi, w drodze rozporządzenia, szczegółowy zakres obowiązków, o których mowa w ust. 1-3, biorąc pod uwagę założenia polityki energetycznej państwa oraz zobowiązania wynikające z umów międzynarodowych, a także określi w szczególności:

- 1) rodzaje, parametry techniczne i technologiczne źródeł odnawialnych wytwarzających energię elektryczną lub ciepło;
- 2) parametry techniczne i technologiczne źródeł energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła;
- 3) wielkość udziału energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych oraz wielkość udziału energii elektrycznej wytwarzanej

24) W brzmieniu ustalonym przez art. 1 pkt 9 lit. a ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

25) Przez art. 1 pkt 9 lit. b ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, których zakup przez przedsiębiorstwa energetyczne jest obowiązkowy, w sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom;

- 4) sposób uwzględnienia w taryfach kosztów energii elektrycznej i ciepła objętych obowiązkiem zakupu.

**Art. 9b.<sup>26)</sup>** Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją ciepła są odpowiedzialne za ruch sieciowy i zapewnienie utrzymania należących do nich sieci oraz współdziałanie z innymi przedsiębiorstwami energetycznymi i odbiorcami korzystającymi z sieci, na warunkach określonych w rozporządzeniu wydanym na podstawie art. 9 ust. 1.

**Art. 9c.<sup>26)</sup>** 1. Operator systemu przesyłowego gazowego albo elektroenergetycznego, odpowiednio do zakresu działania, jest odpowiedzialny za:

- 1) zapewnienie bezpieczeństwa funkcjonowania systemu przesyłowego i realizacji umów, przez prawidłowe zarządzanie sieciami przesyłowymi;
- 2) prowadzenie ruchu sieciowego w systemie przesyłowym oraz zapewnienie utrzymania sieci przesyłowej wraz z połączeniami z innymi systemami w sposób gwarantujący niezawodność i jakość dostarczanych paliw gazowych albo energii elektrycznej;
- 3) współpracę z innymi operatorami lub przedsiębiorstwami energetycznymi, mającą na celu zapewnienie spójności działania połączonych sieci;
- 4) dysponowanie paliwami gazowymi w źródłach i magazynach gazu ziemnego albo dysponowanie mocą jednostek wytwarzających energię elektryczną;
- 5) zarządzanie przepływami paliw gazowych w sieciach gazowych albo energii elektrycznej w sieciach elektroenergetycznych, w celu utrzymania określonych parametrów paliw gazowych albo energii elektrycznej na połączeniach z innymi sieciami;
- 6) zapewnianie odpowiedniej zdolności do przesyłania energii elektrycznej w sieci elektroenergetycznej oraz mocy źródeł energii elektrycznej;
- 7) świadczenie usług polegających na przesyłaniu energii elektrycznej pomiędzy systemami elektroenergetycznymi;
- 8) świadczenie usług niezbędnych do prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego lub gazowego oraz utrzymywania określonych wartości parametrów jakościowych paliw gazowych lub energii elektrycznej w systemie;
- 9) sporządzanie bieżących bilansów paliw gazowych w sieci gazowej albo energii elektrycznej w sieci elektroenergetycznej;
- 10) realizację ograniczeń w dostarczaniu paliw gazowych albo energii elektrycznej, wprowadzonych na zasadach określonych w przepisach, o których mowa w art. 11.

2. Operator systemu dystrybucyjnego gazowego albo elektroenergetycznego, odpowiednio do zakresu działania, jest odpowiedzialny za:

- 1) zapewnienie bezpieczeństwa funkcjonowania systemu dystrybucyjnego i realizacji umów, przez prawidłowe zarządzanie sieciami rozdzielczymi;
- 2) prowadzenie ruchu sieciowego w systemie dystrybucyjnym oraz zapewnienie utrzymania sieci rozdzielczej wraz z połączeniami z innymi systemami, w sposób gwarantujący niezawodność i jakość dostarczanych paliw gazowych albo energii elektrycznej;
- 3) współpracę z innymi operatorami lub przedsiębiorstwami energetycznymi, mającą na celu zapewnienie spójności działania połączonych sieci;
- 4) zarządzanie, zgodnie z ustaleniami operatora systemu przesyłowego, przepływami paliw gazowych w sieciach gazowych albo energii elektrycznej w sieciach elektroenergetycznych, w celu utrzymania określonych parametrów paliw gazowych albo energii elektrycznej na połączeniach z innymi sieciami;
- 5) sporządzanie bieżących bilansów paliw gazowych w sieciach gazowych albo energii elektrycznej w sieci elektroenergetycznej;
- 6) realizację ograniczeń w dostarczaniu paliw gazowych albo energii elektrycznej, wprowadzonych na zasadach określonych w przepisach, o których mowa w art. 11.

3. Operator systemu gazowego albo elektroenergetycznego jest obowiązany zarządzać ruchem sieciowym i zapewniać utrzymanie sieci na zasadzie równoprawnego traktowania podmiotów korzystających lub ubiegających się o korzystanie z jego usług i sieci, z uwzględnieniem wymogów ochrony środowiska oraz przepisów o ochronie informacji niejawnych i innych informacji prawnie chronionych.

4. Zarządzanie ruchem sieciowym nie powinno wpływać niekorzystnie na realizację zawartych umów w zakresie dostarczania paliw gazowych albo energii elektrycznej po uwzględnieniu występujących ograniczeń technicznych w sieci.

5. Operatorzy systemu zarządzający połączonymi sieciami, w zakresie niezbędnym dla zapewnienia skutecznej eksploatacji i współdziałania połączonych sieci oraz ich skoordynowanego rozwoju, wzajemnie informują się o funkcjonowaniu tych sieci.

6. Zarządzanie ruchem sieciowym sieci przesyłowej gazowej albo elektroenergetycznej powinno być niezależne od wszelkiej innej działalności wykonywanej przez operatora systemu przesyłowego gazowego albo elektroenergetycznego, niezwiązanej z prowadzeniem ruchu sieciowego.

7.<sup>27)</sup> Operator systemu przesyłowego gazowego albo elektroenergetycznego współdziała z Komisją Europejską w sprawach wspierania rozwoju transeuropejskich sieci przesyłowych.

8. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, w drodze decyzji administracyjnej, wyznaczy na czas określony operatorów:

- 1) systemu przesyłowego gazowego oraz elektroenergetycznego – dla sieci gazowych oraz sieci elektroenergetycznych;

26) Dodany przez art. 1 pkt 10 ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

27) Stosuje się od dnia uzyskania przez Rzeczpospolitą Polską członkostwa w Unii Europejskiej, stosownie do art. 7 ust. 1 pkt 3 ustawy, o której mowa w odnośniku 2.



- 2) systemów dystrybucyjnych gazowych oraz elektroenergetycznych – dla sieci gazowych oraz sieci elektroenergetycznych, a także określi obszar ich działania.

9. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, wyznaczając operatorów zgodnie z ust. 1, bierze pod uwagę:

- 1) bezpieczeństwo energetyczne kraju;
- 2) parametry techniczne sieci należących do operatorów;
- 3) ocenę skuteczności prowadzenia przez operatorów ruchu sieciowego i zapewnienia utrzymania sieci.

**Art. 9d.<sup>26)</sup>** W celu zapewnienia bezpiecznego funkcjonowania sieci elektroenergetycznej przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej i przyłączone do sieci jest obowiązane do wytwarzania energii elektrycznej lub pozostawania w gotowości do jej wytwarzania, jeżeli jest to konieczne do zapewnienia jakości, ciągłości i niezawodności dostaw.

**Art. 10.<sup>28)</sup>** 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub ciepła jest obowiązane utrzymywać zapasy paliw w ilości zapewniającej utrzymanie ciągłości dostaw energii elektrycznej lub ciepła do odbiorców.

2. Przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 1, jest obowiązane umożliwiać przeprowadzenie kontroli w zakresie zgodności wielkości zapasów paliw z wielkościami określonymi w rozporządzeniu, o którym mowa w ust. 6.

3. Kontrolę, o której mowa w ust. 2, przeprowadza się na podstawie pisemnego upoważnienia wydanego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, które powinno zawierać:

- 1) oznaczenie osoby dokonującej kontroli;
- 2) nazwę kontrolowanego przedsiębiorstwa energetycznego;
- 3) określenie zakresu kontroli.

4. Osoby upoważnione przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki do dokonywania kontroli są uprawnione do:

- 1) wstępu na teren nieruchomości i do miejsc, gdzie są gromadzone i utrzymywane zapasy;
- 2) analizy dokumentów dotyczących ewidencjonowania zapasów.

5. Z przeprowadzonej kontroli sporządza się protokół i przedstawia organom kontrolowanego przedsiębiorstwa.

6. Minister właściwy do spraw gospodarki określi, w drodze rozporządzenia, wielkości zapasów paliw, o których mowa w ust. 1, sposób ich gromadzenia oraz szczegółowy tryb przeprowadzania kontroli stanu zapasów, uwzględniając rodzaj działalności gospodarczej, możliwości techniczne i organizacyjne w zakresie gromadzenia zapasów.

**Art. 11.<sup>28)</sup>** 1. W przypadku:

- 1) zagrożenia bezpieczeństwa energetycznego Rzeczypospolitej Polskiej polegającego na długookresowym braku równowagi na rynku paliwowo-energetycznym,
- 2) zagrożenia bezpieczeństwa osób,

- 3) zagrożenia wystąpienia znacznych strat materialnych – na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części mogą być wprowadzone na czas oznaczony ograniczenia w sprzedaży paliw stałych lub ciekłych oraz w dostarczaniu i poborze paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła.

2. Ograniczenia w sprzedaży paliw stałych lub ciekłych polegają na sprzedaży tych paliw na podstawie wydanych odbiorcom upoważnień do zakupu określonej ilości paliw.

3. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła polegają na:

- 1) ograniczeniu maksymalnego godzinowego i dobowego poboru paliw gazowych;
- 2) ograniczeniu maksymalnego poboru mocy elektrycznej oraz dobowego poboru energii elektrycznej;
- 3) zmniejszeniu lub przerwaniu dostaw ciepła.

4. Ograniczenia wprowadzone na zasadach określonych w ust. 2 i 3 podlegają kontroli w zakresie przestrzegania ich stosowania.

5. Organami uprawnionymi do kontroli stosowania ograniczeń są:

- 1) Prezes Urzędu Regulacji Energetyki – w odniesieniu do dostarczanych sieciami paliw gazowych i energii elektrycznej;
- 2) wojewodowie – w odniesieniu do paliw stałych i ciekłych oraz ciepła;
- 3) organy właściwe w sprawach regulacji gospodarki paliwami i energią, o których mowa w art. 21a – w odniesieniu do jednostek wymienionych w tym przepisie.

6. Rada Ministrów określi, w drodze rozporządzenia, szczegółowe zasady i tryb wprowadzania ograniczeń, o których mowa w ust. 1, biorąc pod uwagę znaczenie odbiorców dla gospodarki i funkcjonowania państwa, w szczególności zadania wykonywane przez tych odbiorców.

7. Rada Ministrów, na wniosek ministra właściwego do spraw gospodarki, w drodze rozporządzenia, może wprowadzić na czas oznaczony, na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części, ograniczenia w sprzedaży paliw stałych lub ciekłych oraz w dostarczaniu i poborze paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła, w przypadku wystąpienia zagrożeń, o których mowa w ust. 1.

8. Przedsiębiorstwa energetyczne nie ponoszą odpowiedzialności za skutki ograniczeń wprowadzonych rozporządzeniem, o którym mowa w ust. 7.

9.<sup>29)</sup> Minister właściwy do spraw gospodarki informuje niezwłocznie Komisję Europejską i państwa członkowskie Unii Europejskiej o wprowadzonych ograniczeniach, o których mowa w ust. 7, w zakresie dostarczania i poboru paliw gazowych i energii elektrycznej.

28) W brzmieniu ustalonym przez art. 1 pkt 11 ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

29) Stosuje się od dnia uzyskania przez Rzeczypospolitą Polską członkostwa w Unii Europejskiej, stosownie do art. 7 ust. 1 pkt 4 ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

### Rozdział 3 Polityka energetyczna

**Art. 12. 1.** Naczelnym organem administracji rządowej właściwym w sprawach polityki energetycznej jest *Minister Gospodarki*<sup>30)</sup>.

2. Zadania *Ministra Gospodarki*<sup>30)</sup> w zakresie polityki energetycznej obejmują:

- 1) przygotowywanie, w porozumieniu z właściwymi ministrami, założeń polityki energetycznej oraz koordynowanie jej realizacji;
  - 2) określanie szczegółowych warunków planowania i funkcjonowania systemów zaopatrzenia w paliwa i energię, w trybie i zakresie ustalonych w ustawie;
  - 3) nadzór nad funkcjonowaniem krajowych systemów energetycznych w zakresie określonym ustawą;
  - 4) współdziałanie z wojewodami i samorządami terytorialnymi w sprawach planowania i realizacji systemów zaopatrzenia w paliwa i energię;
  - 5) koordynowanie współpracy z międzynarodowymi organizacjami rządowymi w zakresie określonym ustawą;
  - 6)<sup>31)</sup> informowanie Komisji Europejskiej, w terminie do dnia 15 kwietnia każdego roku, o projektach inwestycyjnych, o których mowa w art. 16 ust. 3 pkt 2, będących w obszarze zainteresowania Komisji Europejskiej.
3. (skreślony).<sup>32)</sup>

**Art. 13. 1.** Rada Ministrów, na wniosek *Ministra Gospodarki*<sup>30)</sup>, określa założenia polityki energetycznej państwa.

2. *Minister Gospodarki*<sup>30)</sup>, w porozumieniu z *Ministrem Finansów*<sup>33)</sup>, co dwa lata przedstawia Radzie Ministrów ocenę realizacji założeń polityki państwa, o których mowa w ust. 1, wraz z ewentualnymi propozycjami ich korekty, oraz prognozę krótkoterminową na okres nie dłuższy niż 5 lat.

3. Rada Ministrów co dwa lata przedstawia Sejmowi ocenę realizacji założeń polityki energetycznej państwa, wraz z ewen-

30) Obecnie: minister właściwy do spraw gospodarki, stosownie do art. 4 ust. 1, art. 5 pkt 4 i art. 9 ustawy z dnia 4 września 1997 r. o działach administracji rządowej (Dz. U. z 1999 r. Nr 82, poz. 928, z 2000 r. Nr 12, poz. 136, Nr 43, poz. 489, Nr 48, poz. 550, Nr 62, poz. 718, Nr 70, poz. 816, Nr 73, poz. 852, Nr 109, poz. 1158 i Nr 122, poz. 1314 i 1321, z 2001 r. Nr 3, poz. 18, Nr 5, poz. 43 i 44, Nr 42, poz. 475, Nr 63, poz. 634, Nr 73, poz. 761, Nr 76, poz. 811, Nr 87, poz. 954, Nr 102, poz. 1116, Nr 113, poz. 1207, Nr 115, poz. 1229, Nr 123, poz. 1353, Nr 125, poz. 1371, Nr 126, poz. 1382, Nr 129, poz. 1441, Nr 130, poz. 1450 i Nr 154, poz. 1800, z 2002 r. Nr 25, poz. 253, Nr 41, poz. 365, Nr 71, poz. 655, Nr 74, poz. 676, Nr 89, poz. 804, Nr 93, poz. 820, Nr 130, poz. 1112 i Nr 135, poz. 1145 oraz z 2003 r. Nr 52, poz. 450, Nr 64, poz. 592, Nr 65, poz. 595, Nr 84, poz. 774, Nr 96, poz. 874 i Nr 137, poz. 1302), która weszła w życie z dniem 1 kwietnia 1999 r.

31) Dodany przez art. 1 pkt 12 ustawy, o której mowa w odnośniku 2; stosuje się od dnia uzyskania przez Rzeczpospolitą Polską członkostwa w Unii Europejskiej, stosownie do art. 7 ust. 1 pkt 5 tej ustawy.

32) Przez art. 1 pkt 6 ustawy, o której mowa w odnośniku 5.

33) Obecnie: ministrem właściwym do spraw finansów publicznych, stosownie do art. 4 ust. 1, art. 5 pkt 3 i art. 8 ustawy, o której mowa w odnośniku 30.

tualnymi propozycjami ich korekty, oraz prognozę krótkoterminową rozwoju sektora energetycznego.

4.<sup>34)</sup> Minister właściwy do spraw gospodarki ogłasza, w drodze obwieszczenia, w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski” określone przez Radę Ministrów założenia polityki energetycznej państwa.

**Art. 14.** Założenia polityki energetycznej państwa, o których mowa w art. 13, mają na celu:

- 1) sformułowanie długoterminowej, na okres nie krótszy niż 15 lat, prognozy rozwoju gospodarki paliwami i energią w kraju na podstawie oceny bezpieczeństwa energetycznego państwa;
- 2) określenie długofalowego programu działania państwa w celu realizacji wniosków wynikających z prognozy, o której mowa w pkt 1.

**Art. 15.** Założenia polityki energetycznej państwa, o których mowa w art. 13, powinny być opracowane zgodnie z zasadą zrównoważonego rozwoju kraju i określać w szczególności:

- 1) ocenę bezpieczeństwa energetycznego państwa;
- 2) prognozę krajowego zapotrzebowania na paliwa i energię, przy uwzględnieniu zakładanego wzrostu produktu krajowego brutto;
- 3) prognozę importu oraz eksportu paliw i energii;
- 4) prognozę zdolności wytwórczych źródeł paliw i energii;
- 5) politykę inwestycyjną;
- 6) działania w zakresie ochrony środowiska;
- 7)<sup>35)</sup> rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii;
- 8)<sup>36)</sup> politykę efektywności energetycznej;
- 9) politykę koncesjonowania działalności przedsiębiorstw energetycznych;
- 10) politykę cenową;
- 11) politykę w zakresie obowiązkowych zapasów paliw;
- 12) politykę przekształceń własnościowych w sektorze energetycznym;
- 13) propozycje dotyczące współpracy międzynarodowej;
- 14) propozycje kierunków prac naukowo-badawczych;
- 15) propozycje zmian uregulowań prawnych.

**Art. 16.<sup>37)</sup> 1.** Przedsiębiorstwa energetyczne 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 paliwa gazowe, energię elektryczną lub ciepło, uwzględniając miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego albo kierunki rozwoju gminy określone w studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy.

34) Dodany przez art. 1 pkt 13 ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

35) W brzmieniu ustalonym przez art. 1 pkt 14 lit. a ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

36) W brzmieniu ustalonym przez art. 1 pkt 14 lit. b ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

37) W brzmieniu ustalonym przez art. 1 pkt 7 ustawy, o której mowa w odnośniku 5.

2. Przedsiębiorstwa, o których mowa w ust. 1, sporządzają plany rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe, energię elektryczną lub ciepło na okresy nie krótsze niż trzy lata.

3. Plany, o których mowa w ust. 1, obejmują w szczególności:

- 1) przewidywany zakres dostarczania paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła;
- 2)<sup>38)</sup> przedsięwzięcia w zakresie modernizacji, rozbudowy albo budowy sieci oraz ewentualnych nowych źródeł paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła, w tym źródeł odnawialnych;
- 3) przedsięwzięcia racjonalizujące zużycie paliw i energii u odbiorców;
- 4) przewidywany sposób finansowania inwestycji;
- 5) przewidywane przychody niezbędne do realizacji planów;
- 6) przewidywany harmonogram realizacji inwestycji.

4. Plany, o których mowa w ust. 1, powinny zapewniać minimalizację nakładów i kosztów ponoszonych przez przedsiębiorstwo energetyczne, tak aby nakłady i koszty nie powodowały w poszczególnych latach nadmiernego wzrostu cen i stawek opłat dla paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła, przy zapewnieniu ciągłości, niezawodności i jakości dostaw.

5. W celu racjonalizacji przedsięwzięć inwestycyjnych przy sporządzaniu planów, o których mowa w ust. 1, przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła są obowiązane współpracować z przyłączonymi podmiotami oraz gminami, na których obszarze przedsiębiorstwa te prowadzą działalność gospodarczą. Współpraca powinna polegać w szczególności na:

- 1) przekazywaniu przyłączonym podmiotom informacji o planowanych przedsięwzięciach w takim zakresie, w jakim przedsięwzięcia te będą miały wpływ na pracę urządzeń przyłączonych do sieci albo na zmianę warunków przyłączenia lub dostawy energii elektrycznej, paliw gazowych lub ciepła;
- 2) zapewnieniu spójności między planami przedsiębiorstw energetycznych a założeniami i planami, o których mowa w art. 19 i 20.

6. Projekty planów, o których mowa w ust. 1, z wyłączeniem planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na ciepło, podlegają uzgodnieniu z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki.

**Art. 17.<sup>39)</sup> 1.<sup>40)</sup>** Samorząd województwa uczestniczy w planowaniu zaopatrzenia w energię i paliwa na obszarze województwa w zakresie określonym w art. 19 ust. 5.

2. Wojewoda bada zgodność planów zaopatrzenia w energię i paliwa z polityką energetyczną państwa oraz z obowiązującymi przepisami.

38) Ze zmianą wprowadzoną przez art. 1 pkt 15 ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

39) W brzmieniu ustalonym przez art. 124 pkt 2 ustawy, o której mowa w odnośniku 3.

40) Ze zmianą wprowadzoną przez art. 1 pkt 8 ustawy, o której mowa w odnośniku 5.

**Art. 18. 1.** Do zadań własnych gminy w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną, ciepło i paliwa gazowe należy:<sup>41)</sup>

- 1)<sup>42)</sup> planowanie i organizacja zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe na obszarze gminy;
- 2)<sup>43)</sup> planowanie oświetlenia miejsc publicznych i dróg znajdujących się na terenie gminy;
- 3)<sup>44)</sup> finansowanie oświetlenia ulic, placów i dróg, znajdujących się na terenie gminy, w odniesieniu do których gmina jest zarządcą, z zastrzeżeniem ust. 3a.

2.<sup>45)</sup> Gmina realizuje zadania, o których mowa w ust. 1, zgodnie z założeniami polityki energetycznej państwa, miejscowymi planami zagospodarowania przestrzennego albo ustaleniami zawartymi w studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy.

3.<sup>46)</sup> Środki na finansowanie oświetlenia dróg publicznych, dla których gmina nie jest zarządcą, pokrywane są z budżetu państwa.

3a.<sup>47)</sup> Środki na finansowanie oświetlenia dróg publicznych krajowych, wojewódzkich i powiatowych w granicach miast na prawach powiatu, pokrywane są z budżetu państwa.

4.<sup>48)</sup> Minister Finansów<sup>33)</sup> określi, w drodze rozporządzenia, zasady i terminy przekazywania środków finansowych na cele, o których mowa w ust. 3 i 3a.

**Art. 19. 1.<sup>49)</sup>** Wójt (burmistrz, prezydent miasta) opracowuje projekt założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, zwany dalej „projektem założeń”.

2. Projekt założeń sporządza się dla obszaru gminy lub jej części.

3. Projekt założeń powinien określać:

- 1)<sup>42)</sup> ocenę stanu aktualnego i przewidywanych zmian zapotrzebowania na ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe;

41) Zdanie wstępne ze zmianą wprowadzoną przez art. 124 pkt 3 lit. a ustawy, o której mowa w odnośniku 3.

42) Ze zmianą wprowadzoną przez art. 124 pkt 4 ustawy, o której mowa w odnośniku 3.

43) W brzmieniu ustalonym przez art. 124 pkt 3 lit. b tiret pierwsze ustawy, o której mowa w odnośniku 3.

44) Dodany przez art. 23 lit. a ustawy z dnia 29 grudnia 1998 r. o zmianie niektórych ustaw w związku z wdrożeniem reformy ustrojowej państwa (Dz. U. Nr 162, poz. 1126), która weszła w życie z dniem 1 stycznia 1999 r.

45) W brzmieniu ustalonym przez art. 1 pkt 9 ustawy, o której mowa w odnośniku 5.

46) W brzmieniu ustalonym przez art. 124 pkt 3 lit. c ustawy, o której mowa w odnośniku 3.

47) Dodany przez art. 23 lit. b ustawy, o której mowa w odnośniku 44.

48) Ze zmianą wprowadzoną przez art. 23 lit. c ustawy, o której mowa w odnośniku 44.

49) Ze zmianami wprowadzonymi przez art. 124 pkt 4 ustawy, o której mowa w odnośniku 3, i art. 71 pkt 1 lit. a ustawy z dnia 20 czerwca 2002 r. o bezpośrednim wyborze wójta, burmistrza i prezydenta miasta (Dz. U. Nr 113, poz. 984), który wszedł w życie w dniu wyborów do organów stanowiących jednostek samorządu terytorialnego przeprowadzonych w związku z zakończeniem kadencji tych organów wybranych w dniu 11 października 1998 r.

- 2)<sup>50)</sup> przedsięwzięcia racjonalizujące użytkowanie ciepła, energii elektrycznej i paliw gazowych;
- 3)<sup>51)</sup> 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;
- 4) zakres współpracy z innymi gminami.

4.<sup>52)</sup> Przedsiębiorstwa energetyczne udostępniają nieodpłatnie wójtowi (burmistrzowi, prezydentowi miasta) plany, o których mowa w art. 16 ust. 1, w zakresie dotyczącym terenu tej gminy oraz propozycje niezbędne do opracowania projektu założeń.

5.<sup>53)</sup> Projekt założeń podlega opiniowaniu przez samorząd województwa w zakresie koordynacji współpracy z innymi gminami oraz przez wojewodę w zakresie zgodności z założeniami polityki energetycznej państwa.

6. Projekt założeń wyklada się do publicznego wglądu na okres 21 dni, powiadamiając o tym w sposób przyjęty zwyczajowo w danej miejscowości.

7.<sup>42)</sup> Osoby i jednostki organizacyjne zainteresowane zaopatrzeniem w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe na obszarze gminy mają prawo składać wnioski, zastrzeżenia i uwagi do projektu założeń.

8.<sup>42)</sup> Rada gminy uchwała założenia do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, rozpatrując jednocześnie wnioski, zastrzeżenia i uwagi zgłoszone w czasie wyłożenia projektu założeń do publicznego wglądu.

**Art. 20.**<sup>54)</sup> 1.<sup>55)</sup> W przypadku gdy plany przedsiębiorstw energetycznych nie zapewniają realizacji założeń, o których mowa w art. 19 ust. 8, wójt (burmistrz, prezydent miasta) opracowuje projekt planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, dla obszaru gminy lub jej części. Projekt planu opracowywany jest na podstawie uchwalonych przez radę tej gminy założeń i winien być z nim zgodny.

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

- 1) propozycje w zakresie rozwoju i modernizacji poszczególnych systemów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, wraz z uzasadnieniem ekonomicznym;
- 2) harmonogram realizacji zadań;
- 3) przewidywane koszty realizacji proponowanych przedsięwzięć oraz źródło ich finansowania.

50) Ze zmianami wprowadzonymi przez art. 124 pkt 4 i 5 lit. a tiret pierwsze ustawy, o której mowa w odnośniku 3.

51) Ze zmianą wprowadzoną przez art. 124 pkt 5 lit. a tiret drugie ustawy, o której mowa w odnośniku 3.

52) W brzmieniu ustalonym przez art. 124 pkt 5 lit. b ustawy, o której mowa w odnośniku 3, i ze zmianą wprowadzoną przez art. 71 pkt 1 lit. b ustawy wymienionej w odnośniku 49 jako druga.

53) W brzmieniu ustalonym przez art. 124 pkt 5 lit. c ustawy, o której mowa w odnośniku 3.

54) W brzmieniu ustalonym przez art. 124 pkt 6 ustawy, o której mowa w odnośniku 3.

55) Ze zmianą wprowadzoną przez art. 71 pkt 2 lit. a ustawy wymienionej w odnośniku 49 jako druga.

3.<sup>56)</sup> Wójt (burmistrz, prezydent miasta) przedstawia wojewodzie projekt planu, o którym mowa w ust. 1, celem stwierdzenia zgodności z założeniami, o których mowa w art. 19.

4. Rada gminy uchwała plan zaopatrzenia, o którym mowa w ust. 1.

5. W celu realizacji planu, o którym mowa w ust. 3, gmina może zawierać umowy z przedsiębiorstwami energetycznymi.

6. W przypadku gdy nie jest możliwa realizacja planu na podstawie umów, rada gminy – dla zapewnienia zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe – może wskazać w drodze uchwały tę część planu, z którą prowadzone na obszarze gminy działania muszą być zgodne.

## Rozdział 4

### Organ do spraw regulacji gospodarki paliwami i energią

**Art. 21.** 1. Zadania z zakresu spraw regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji realizuje Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, zwany dalej „Prezesem URE”.

2.<sup>57)</sup> Prezes URE jest centralnym organem administracji rządowej powoływany na okres 5 lat przez Prezesa Rady Ministrów na wniosek ministra właściwego do spraw gospodarki.

3.<sup>58)</sup> Prezes URE może być odwołany przez Prezesa Rady Ministrów przed upływem okresu, na który został powołany, w przypadku choroby trwale uniemożliwiającej wykonywanie zadań, rażącego naruszania swoich obowiązków, popełnienia przestępstwa stwierdzonego prawomocnym wyrokiem sądu lub rezygnacji.

4. Prezes URE wykonuje zadania, o których mowa w ust. 1, przy pomocy Urzędu Regulacji Energetyki, zwanego dalej „URE”.

5.<sup>59)</sup> Wiceprezesa URE powołuje i odwołuje minister właściwy do spraw gospodarki na wniosek Prezesa URE.

6.<sup>60)</sup> Minister właściwy do spraw gospodarki, w drodze zarządzenia, nadaje statut URE, określający jego organizację wewnętrzną.

**Art. 21a.**<sup>61)</sup> Organami właściwymi w sprawach regulacji gospodarki paliwami i energią dla jednostek organizacyjnych

56) Ze zmianą wprowadzoną przez art. 71 pkt 2 lit. b ustawy wymienionej w odnośniku 49 jako druga.

57) Ze zmianą wprowadzoną przez art. 24 pkt 1 lit. a ustawy z dnia 21 grudnia 2001 r. o zmianie ustawy o organizacji i trybie pracy Rady Ministrów oraz o zakresie działania ministrów, ustawy o działach administracji rządowej oraz o zmianie niektórych ustaw (Dz. U. Nr 154, poz. 1800), która weszła w życie z dniem 1 stycznia 2002 r.

58) Ze zmianą wprowadzoną przez art. 24 pkt 1 lit. b ustawy, o której mowa w odnośniku 57.

59) Ze zmianą wprowadzoną przez art. 24 pkt 1 lit. c ustawy, o której mowa w odnośniku 57.

60) W brzmieniu ustalonym przez art. 24 pkt 1 lit. d ustawy, o której mowa w odnośniku 57.

61) Dodany przez art. 1 pkt 16 ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

podległych Ministrowi Obrony Narodowej, jednostek organizacyjnych Policji, Państwowej Straży Pożarnej, Straży Granicznej, Biura Ochrony Rządu, Agencji Bezpieczeństwa Wewnętrznego, Agencji Wywiadu oraz jednostek organizacyjnych więziennictwa podległych Ministrowi Sprawiedliwości są inspekcje gospodarki energetycznej, powoływane przez właściwych ministrów, a w stosunku do jednostek organizacyjnych wymienionych Agencji – Szefowie tych Agencji, w uzgodnieniu z Prezesem URE.

**Art. 22.<sup>62)</sup>** 1. W skład Urzędu Regulacji Energetyki wchodzi Oddział Centralny w Warszawie oraz następujące oddziały terenowe:

- 1) północno-zachodni z siedzibą w Szczecinie;
- 2) północny z siedzibą w Gdańsku;
- 3) zachodni z siedzibą w Poznaniu;
- 4) wschodni z siedzibą w Lublinie;
- 5) środkowo-zachodni z siedzibą w Łodzi;
- 6) południowo-zachodni z siedzibą we Wrocławiu;
- 7) południowy z siedzibą w Katowicach;
- 8) południowo-wschodni z siedzibą w Krakowie.

2.<sup>63)</sup> Minister właściwy do spraw gospodarki określi, w drodze rozporządzenia, szczegółowy zasięg terytorialny i właściwość rzeczową z uwzględnieniem granic powiatów.

3. Dyrektorzy oddziałów URE są powoływani i odwoływani przez Prezesa URE.

**Art. 23. 1.<sup>64)</sup>** Prezes URE reguluje działalność przedsiębiorstw energetycznych zgodnie z ustawą i założeniami polityki energetycznej państwa, zmierzając do minimalizacji kosztów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii.

2. Do zakresu kompetencji i obowiązków Prezesa URE należy w szczególności:

- 1) udzielanie, odmowa udzielenia, zmiana i cofanie koncesji;
- 2)<sup>65)</sup> zatwierdzanie i kontrolowanie taryf paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła pod względem zgodności z zasadami określonymi w art. 45 i 46, w tym:
  - a) analizowanie i weryfikowanie kosztów przyjmowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne jako uzasadnione do kalkulacji cen i stawek opłat w taryfach,
  - b) ustalanie współczynników korekcyjnych określających projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego oraz zmianę warunków prowadzenia przez to przedsiębiorstwo danego rodzaju działalności gospodarczej,
  - c) ustalanie okresu obowiązywania współczynnika korekcyjnego, o którym mowa w lit. b;

2a) (skreślony);<sup>66)</sup>

62) W brzmieniu ustalonym przez art. 124 pkt 7 ustawy, o której mowa w odnośniku 3.

63) Ze zmianą wprowadzoną przez art. 24 pkt 2 ustawy, o której mowa w odnośniku 57.

64) Ze zmianą wprowadzoną przez art. 1 pkt 17 lit. a ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

65) W brzmieniu ustalonym przez art. 1 pkt 10 lit. a tiret pierwsze ustawy, o której mowa w odnośniku 5.

66) Dodany przez art. 1 pkt 10 lit. a tiret drugie ustawy, o której mowa w odnośniku 5, a następnie skreślony przez art. 1 pkt 17 lit. b ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

- 3) uzgadnianie projektów planów, o których mowa w art. 16;
- 4) kontrolowanie parametrów jakościowych dostaw i obsługi odbiorców w zakresie obrotu paliwami gazowymi i energią elektryczną;
- 5) rozstrzyganie sporów w zakresie określonym w art. 8 ust. 1;
- 6) nakładanie kar pieniężnych na zasadach określonych w ustawie;
- 7) współdziałanie z właściwymi organami w przeciwdziałaniu praktykom monopolistycznym przedsiębiorstw energetycznych;
- 8) publikowanie informacji służących zwiększeniu efektywności użytkowania paliw i energii;
- 9) zbieranie i przetwarzanie informacji dotyczących gospodarki energetycznej;
- 10) kontrola kwalifikacji osób, o których mowa w art. 54;
- 11)<sup>67)</sup> gromadzenie informacji o projektach inwestycyjnych będących w obszarze zainteresowania Unii Europejskiej i przekazywanie ich do Komisji Europejskiej, za pośrednictwem ministra właściwego do spraw gospodarki.

3.<sup>68)</sup> Do załatwiania spraw, o których mowa w ust. 2 pkt 1 i 3, z wyjątkiem spraw, o których mowa w art. 32 ust. 1 pkt 4, niezbędna jest opinia właściwego miejscowo zarządu województwa.

4.<sup>69)</sup> Nieprzedstawienie przez zarząd województwa opinii, o której mowa w ust. 3, w terminie 14 dni od przedłożenia sprawy do zaopiniowania jest równoznaczne z wydaniem pozytywnej opinii.

**Art. 24.<sup>70)</sup>** Prezes URE składa ministrowi właściwemu do spraw gospodarki corocznie, w terminie do końca pierwszego kwartału, sprawozdanie ze swojej działalności oraz przedstawia, na jego żądanie, informacje z zakresu swojej działalności.

**Art. 25-27. (skreślone).<sup>71)</sup>**

**Art. 28.<sup>72)</sup>** Prezes URE może żądać od przedsiębiorstwa energetycznego informacji dotyczących prowadzonej działalności, w tym informacji o projektach inwestycyjnych przedsiębiorstwa energetycznego, z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych i innych informacji prawnie chronionych.

67) Dodany przez art. 1 pkt 17 lit. c ustawy, o której mowa w odnośniku 2; stosuje się od dnia uzyskania przez Rzeczpospolitą Polską członkostwa w Unii Europejskiej, stosownie do art. 7 ust. 1 pkt 6 tej ustawy.

68) W brzmieniu ustalonym przez art. 124 pkt 8 lit. a ustawy, o której mowa w odnośniku 3, i ze zmianą wprowadzoną przez art. 1 pkt 10 lit. b ustawy, o której mowa w odnośniku 5.

69) Ze zmianą wprowadzoną przez art. 124 pkt 8 lit. b ustawy, o której mowa w odnośniku 3.

70) W brzmieniu ustalonym przez art. 24 pkt 3 ustawy, o której mowa w odnośniku 57.

71) Przez art. 24 pkt 4 ustawy, o której mowa w odnośniku 57.

72) W brzmieniu ustalonym przez art. 1 pkt 18 ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

**Art. 29.<sup>73)</sup>** Prezes Rady Ministrów określa, w drodze rozporządzenia, zasady wynagradzania pracowników URE.

**Art. 30. 1.** Do postępowania przed Prezesem URE stosuje się, z zastrzeżeniem ust. 2-4, przepisy Kodeksu postępowania administracyjnego.

2.<sup>74)</sup> Od decyzji Prezesa URE służy odwołanie do Sądu Okręgowego w Warszawie – sądu antymonopolowego<sup>75)</sup> w terminie dwutygodniowym od dnia doręczenia decyzji.

3. Postępowanie w sprawie odwołania od decyzji Prezesa URE toczy się według przepisów Kodeksu postępowania cywilnego o postępowaniu w sprawach gospodarczych.

4. Do postanowień Prezesa URE, od których służy zażalenie, przepisy ust. 2 i 3 stosuje się odpowiednio, z tym że zażalenie wnosi się w terminie 7 dni.

**Art. 31. 1.** URE wydaje Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki, zwany dalej „Biuletynem URE”.

2. URE ogłasza w Biuletynie URE sprawozdania, o których mowa w art. 24 ust. 1.

3. URE ogłasza w Biuletynie URE informacje o:

- 1) podmiotach ubiegających się o koncesję;
- 2)<sup>76)</sup> decyzjach w sprawach koncesji i taryf, wraz z uzasadnieniem;
- 3) rozstrzygnięciach w sprawach spornych podjętych przez Prezesa URE.

4. W odniesieniu do ciepła informacje, o których mowa w ust. 3, ogłasza się we właściwym miejscowo wojewódzkim dzienniku urzędowym.

5. Prezes URE może ustanowić, w drodze zarządzenia, regionalne lub branżowe wydania Biuletynu URE oraz określić ich zakres, zasięg i warunki publikacji ogłoszeń.

## Rozdział 5 Koncesje i taryfy

**Art. 32.<sup>77)</sup>** 1. Uzyskania koncesji wymaga prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie:

- 1)<sup>78)</sup> wytwarzania paliw i energii, z wyłączeniem: wytwarzania paliw stałych, wytwarzania energii elektrycznej w źródłach

73) W brzmieniu ustalonym przez art. 23 ustawy z dnia 23 grudnia 1999 r. o kształtowaniu wynagrodzeń w państwowej sferze budżetowej oraz o zmianie niektórych ustaw (Dz. U. Nr 110, poz. 1255), która weszła w życie z dniem 1 stycznia 2000 r.

74) Ze zmianą wprowadzoną przez art. 1 pkt 19 ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

75) Obecnie: Sądu Okręgowego w Warszawie – sądu ochrony konkurencji i konsumentów, stosownie do art. 4 ustawy z dnia 5 lipca 2002 r. o zmianie ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów, ustawy – Kodeks postępowania cywilnego oraz ustawy o zwalczaniu nieuczciwej konkurencji (Dz. U. Nr 129, poz. 1102), która weszła w życie z dniem 15 grudnia 2002 r.

76) Ze zmianami wprowadzonym przez art. 1 pkt 12 ustawy, o której mowa w odnośniku 5, i art. 1 pkt 20 ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

77) W brzmieniu ustalonym przez art. 1 pkt 13 ustawy, o której mowa w odnośniku 5.

78) Ze zmianą wprowadzoną przez art. 1 pkt 21 ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

o mocy poniżej 5 MW, wytwarzania paliw gazowych z gazu płynnego, wytwarzania ciepła w źródłach o łącznej mocy poniżej 1 MW;

- 2) magazynowania paliw gazowych i ciekłych, z wyłączeniem: lokalnego magazynowania gazu płynnego w instalacjach o przepustowości poniżej 1 MJ/s oraz magazynowania paliw ciekłych w obrocie detalicznym;

- 3) przesyłania i dystrybucji paliw i energii, z wyłączeniem: przesyłania i dystrybucji paliw gazowych w sieci o przepustowości poniżej 1 MJ/s oraz przesyłania i dystrybucji ciepła, jeżeli moc zamówiona przez odbiorców nie przekracza 1 MW;

- 4)<sup>79)</sup> obrotu paliwami i energią, z wyłączeniem: obrotu paliwami stałymi, obrotu energią elektryczną za pomocą instalacji o napięciu poniżej 1 kV będącej własnością odbiorcy, obrotu paliwami gazowymi, jeżeli roczna wartość obrotu nie przekracza równowartości 100.000 euro, i obrotu paliwami ciekłymi, jeżeli roczna wartość obrotu nie przekracza równowartości 500.000 euro, jak również obrotu paliwami gazowymi i energią elektryczną dokonywanego na giełdach towarowych przez towarowe domy maklerskie prowadzące działalność maklerską w zakresie obrotu towarami giełdowymi na podstawie 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. Koncesje na prowadzenie działalności, o której mowa w ust. 1 pkt 4, w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą, będą wydawane z uwzględnieniem dywersyfikacji źródeł gazu oraz bezpieczeństwa energetycznego.

3. Rada Ministrów, na wniosek ministra właściwego do spraw gospodarki, określi, w drodze rozporządzenia, minimalny poziom dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy poprzez ustalenie maksymalnego procentowego udziału gazu z jednego źródła. Rozporządzenie określi poziom dywersyfikacji na okres co najmniej 10 lat.

4. Uzyskania koncesji, o której mowa w ust. 1 pkt 1, nie wymaga prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania ciepła uzyskiwanego w przemysłowych procesach technologicznych, a także gdy wielkość mocy zamówionej przez odbiorców nie przekracza 1 MW.

**Art. 33. 1.** Prezes URE udziela koncesji wnioskodawcy, który:

- 1)<sup>80)</sup> ma siedzibę lub miejsce zamieszkania na terytorium państwa członkowskiego Unii Europejskiej;

79) Ze zmianą wprowadzoną przez art. 63 ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych (Dz. U. Nr 103, poz. 1099), która weszła w życie z dniem 28 maja 2001 r.

80) W brzmieniu ustalonym przez art. 1 pkt 22 lit. a ustawy, o której mowa w odnośniku 2; w tym brzmieniu stosuje się od dnia uzyskania przez Rzeczpospolitą Polską członkostwa w Unii Europejskiej, stosownie do art. 7 ust. 1 pkt 7 tej ustawy. Do tego dnia art. 33 ust. 1 pkt 1 stosuje się w brzmieniu:

„1) ma siedzibę lub miejsce zamieszkania na terenie Rzeczypospolitej Polskiej;”.

- 2) dysponuje środkami finansowymi w wielkości gwarantującej prawidłowe wykonywanie działalności bądź jest w stanie udokumentować możliwości ich pozyskania;
- 3) ma możliwości techniczne gwarantujące prawidłowe wykonywanie działalności;
- 4) zapewni zatrudnienie osób o właściwych kwalifikacjach zawodowych, o których mowa w art. 54;
- 5) uzyskał decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu.

2. Uzyskanie koncesji, o której mowa w ust. 1, nie zwalnia z obowiązku uzyskania innych koncesji lub zezwoleń wymaganych na podstawie odrębnych przepisów.

3. Nie może być wydana koncesja wnioskodawcy:

- 1) który znajduje się w postępowaniu upadłościowym lub likwidacji;
- 2) któremu w ciągu ostatnich 10 lat cofnięto koncesję na działalność określoną ustawą;
- 3) skazanemu prawomocnym wyrokiem sądu za przestępstwo mające związek z przedmiotem działalności gospodarczej określonej ustawą.

4. Przy podejmowaniu decyzji o wydaniu koncesji bierze się pod uwagę interes społeczny i założenia polityki energetycznej państwa.

5.<sup>81)</sup> Prezes URE, za pośrednictwem ministra właściwego do spraw gospodarki, informuje Komisję Europejską o przyczynach odmowy udzielenia wnioskodawcy koncesji.

**Art. 34. 1.** Przedsiębiorstwa energetyczne, którym została udzielona koncesja, wnoszą coroczne opłaty do budżetu państwa, obciążające koszty ich działalności.

2. (skreślony).<sup>82)</sup>

3.<sup>83)</sup> Rada Ministrów określi, w drodze rozporządzenia, wysokość i sposób pobierania przez Prezesa URE opłat, o których mowa w ust. 1, z uwzględnieniem wysokości przychodów

81) Dodany przez art. 1 pkt 22 lit. b ustawy, o której mowa w odnośniku 2; stosuje się od dnia uzyskania przez Rzeczpospolitą Polską członkostwa w Unii Europejskiej, stosownie do art. 7 ust. 1 pkt 7 tej ustawy.

82) Przez art. 2 pkt 1 lit. a ustawy z dnia 21 grudnia 2001 r. o zmianie ustaw: o Bankowym Funduszu Gwarancyjnym, Prawo energetyczne, o partiach politycznych, o dostosowaniu górnictwa węgla kamiennego do funkcjonowania w warunkach gospodarki rynkowej oraz szczególnych uprawnieniach i zadaniach gmin górniczych, o zmianie niektórych ustaw związanych z funkcjonowaniem administracji publicznej, Prawo telekomunikacyjne, o komercjalizacji, restrukturyzacji i prywatyzacji przedsiębiorstwa państwowego „Polskie Koleje Państwowe”, o spółdzielniach mieszkaniowych, o jakości handlowej artykułów rolno-spożywczych, Ordynacja wyborcza do Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej i do Senatu Rzeczypospolitej Polskiej, o przebudowie i modernizacji technicznej oraz finansowaniu Sił Zbrojnych Rzeczypospolitej Polskiej w latach 2001-2006, o zmianie ustawy o zamówieniach publicznych oraz o utracie mocy ustawy o kasach oszczędnościowo-budowlanych i wspieraniu przez państwo oszczędzania na cele mieszkaniowe (Dz. U. Nr 154, poz. 1802), która weszła w życie z dniem 1 stycznia 2002 r.

83) Ze zmianą wprowadzoną przez art. 2 pkt 1 lit. b ustawy, o której mowa w odnośniku 82.

przedsiębiorstw energetycznych osiąganych z działalności objętej koncesją, a także kosztów regulacji.

**Art. 35. 1.** Wniosek o udzielenie koncesji powinien zawierać w szczególności:

- 1)<sup>84)</sup> oznaczenie wnioskodawcy i jego siedziby lub miejsca zamieszkania, a w razie ustanowienia pełnomocników do dokonywania czynności prawnych w imieniu przedsiębiorcy – również ich imiona i nazwiska;
- 2) określenie przedmiotu oraz zakresu prowadzonej działalności, na którą ma być wydana koncesja, oraz projekt planu, o którym mowa w art. 16;
- 3) informacje o dotychczasowej działalności wnioskodawcy, w tym sprawozdania finansowe z ostatnich 3 lat, jeżeli podmiot prowadzi działalność gospodarczą;
- 4) określenie czasu, na jaki koncesja ma być udzielona, wraz ze wskazaniem daty rozpoczęcia działalności;
- 5) określenie środków, jakimi dysponuje podmiot ubiegający się o koncesję, w celu zapewnienia prawidłowego wykonywania działalności objętej wnioskiem;
- 6) statystyczny numer identyfikacyjny w krajowym rejestrze podmiotów prowadzących działalność gospodarczą.

2. Prezes URE może żądać dodatkowych informacji i dokumentów w celu uprawdopodobnienia, że wnioskodawca spełni wymagane przepisami warunki.

3. Prezes URE odmawia udzielenia koncesji, gdy wnioskodawca nie spełnia wymaganych przepisami warunków.

**Art. 36.** Koncesję udziela się na czas określony, nie krótszy niż 10 lat i nie dłuższy niż 50 lat.

**Art. 37. 1.** Koncesja powinna określać:

- 1) podmiot i jego siedzibę lub miejsce zamieszkania;
- 2) przedmiot oraz zakres działalności objętej koncesją;
- 3) datę rozpoczęcia działalności objętej koncesją oraz warunki wykonywania działalności;
- 4) okres ważności koncesji;
- 5)<sup>85)</sup> szczególne warunki wykonywania działalności objętej koncesją, mające na celu właściwą obsługę odbiorców, w zakresie:
  - a) zapewnienia zdolności do dostarczania paliw lub energii w sposób ciągły i niezawodny, przy zachowaniu wymagań jakościowych, określonych w rozporządzeniu wydanym na podstawie art. 9 ust. 1,
  - b) powiadamiania Prezesa URE o niepodjęciu lub zaprzestaniu bądź ograniczeniu prowadzenia działalności objętej koncesją, w okresie jej obowiązywania;
- 6) zabezpieczenie ochrony środowiska w trakcie oraz po zaprzestaniu koncesjonowanej działalności;
- 7) statystyczny numer identyfikacyjny w krajowym rejestrze podmiotów prowadzących działalność gospodarczą.

2. Koncesja powinna ponadto określać warunki zaprzestania działalności przedsiębiorstwa energetycznego po wygaśnięciu koncesji lub po jej cofnięciu.

84) Ze zmianą wprowadzoną przez art. 1 pkt 23 ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

85) W brzmieniu ustalonym przez art. 1 pkt 24 lit. a ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

3.<sup>86)</sup> Prezes URE przekazuje kopie wydanych koncesji właściwemu terenowo urzędowi statystycznemu.

**Art. 38.** Udzielenie koncesji może być uzależnione od złożenia przez wnioskodawcę zabezpieczenia majątkowego w celu zaspokojenia roszczeń osób trzecich, mogących powstać wskutek niewłaściwego prowadzenia działalności objętej koncesją, w tym szkód w środowisku.

**Art. 39.** Przedsiębiorstwo energetyczne może złożyć wniosek o przedłużenie ważności koncesji, nie później niż na 18 miesięcy przed jej wygaśnięciem.

**Art. 40. 1.** Prezes URE może nakazać przedsiębiorstwu energetycznemu, pomimo wygaśnięcia koncesji, dalsze prowadzenie działalności objętej koncesją przez okres nie dłuższy niż 2 lata, jeżeli wymaga tego interes społeczny.

2. Jeżeli działalność prowadzona w warunkach określonych w ust. 1 przynosi stratę, przedsiębiorstwu energetycznemu należy się pokrycie strat od Skarbu Państwa w wysokości ograniczonej do uzasadnionych kosztów działalności określonej w koncesji, przy zachowaniu należytej staranności.

3. Koszty, o których mowa w ust. 2, są zatwierdzane przez Prezesa URE.

**Art. 41. 1.** Prezes URE może zmienić warunki wydanej koncesji z urzędu lub na wniosek przedsiębiorstwa energetycznego.

2. Prezes URE może zmienić z urzędu warunki lub cofnąć koncesję:

- 1) ze względu na wymogi obronności i bezpieczeństwa państwa określone w odrębnych przepisach;
- 2) w przypadku podziału przedsiębiorstwa energetycznego lub jego łączenia z innymi podmiotami.

3. Prezes URE cofa koncesję:

- 1) w przypadku zaprzestania prowadzenia działalności gospodarczej objętej koncesją;
- 2) w przypadku prawomocnego wyroku sądu zakazującego prowadzenia działalności gospodarczej objętej koncesją;
- 3) jeżeli prowadzona działalność rażąco uchybia warunkom ustalonym w koncesji, a przedsiębiorstwo energetyczne nie usunęło w wyznaczonym terminie uchybień stwierdzonych przez organ regulacyjny.

4.<sup>87)</sup> Prezes URE powiadamia o cofnięciu koncesji właściwy terenowo urząd statystyczny.

**Art. 42.** Koncesja udzielona przedsiębiorstwu energetycznemu na podstawie ustawy wygasa przed upływem czasu, na jaki została wydana, z dniem wykreślenia tego przedsiębiorstwa z właściwego rejestru lub ewidencji.

**Art. 43. 1.** Kto zamierza prowadzić działalność polegającą na: wytwarzaniu, przetwarzaniu, magazynowaniu, przesyłaniu,

86) Ze zmianą wprowadzoną przez art. 1 pkt 24 lit. b ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

87) Ze zmianą wprowadzoną przez art. 1 pkt 25 ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

dystrybucji oraz obrocie paliwami i energią, podlegającą koncesjonowaniu, może ubiegać się o wydanie promesy koncesji.

2. Promesę wydaje Prezes URE w drodze decyzji administracyjnej.

3. W promesie ustala się okres jej ważności, z tym że nie może on być krótszy niż 6 miesięcy.

4. W okresie ważności promesy nie można odmówić udzielenia koncesji na działalność określoną w promesie, chyba że uległ zmianie stan faktyczny lub prawny podany we wniosku o wydanie promesy.

5. Do wniosku o wydanie promesy stosuje się odpowiednio art. 35.

**Art. 44.<sup>88)</sup> 1.** Przedsiębiorstwa energetyczne są obowiązane do prowadzenia, w ramach zakładowych planów kont, ewidencji księgowej w sposób umożliwiający odrębne obliczanie kosztów i przychodów dla wykonywanej działalności:

- 1) związanej z dostarczaniem paliw lub energii, w tym kosztów stałych, kosztów zmiennych i przychodów, odrębnie dla wytwarzania, przesyłania, dystrybucji, obrotu, magazynowania, dla każdego rodzaju dostarczanych paliw lub energii, a także w odniesieniu do poszczególnych grup odbiorców określonych w taryfie;
- 2) niezwiązanej z działalnością, o której mowa w pkt 1.

2. Przedsiębiorstwa energetyczne, które nie są obowiązane na podstawie odrębnych przepisów do publikowania sprawozdań finansowych, udostępniają sprawozdania finansowe do publicznego wglądu w swojej siedzibie.

**Art. 45. 1.** Taryfy dla paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła powinny zapewniać:<sup>89)</sup>

- 1)<sup>90)</sup> pokrycie kosztów uzasadnionych działalności przedsiębiorstw energetycznych w zakresie: wytwarzania, przetwarzania, magazynowania, przesyłania, dystrybucji lub obrotu paliwami i energią, kosztów modernizacji, rozwoju i ochrony środowiska;
- 2) ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen.

1a.<sup>91)</sup> W kosztach działalności przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej, o których mowa w ust. 1 pkt 1, uwzględnia się koszty, które wynikają z nakładów ponoszonych na przedsięwzięcia inwestycyjne podjęte przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w latach 1993-1998, służące poprawie ochrony środowiska i efektywności wytwarzania energii elektrycznej, w części, jaką zatwierdzi Prezes URE, z uwzględnieniem przychodów uzyskanych ze sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, o którym mowa w art. 49 ust. 1.

88) W brzmieniu ustalonym przez art. 1 pkt 26 ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

89) Zdanie wstępne ze zmianami wprowadzonymi przez art. 1 pkt 15 lit. a ustawy, o której mowa w odnośniku 5.

90) Ze zmianą wprowadzoną przez art. 1 pkt 27 lit. a ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

91) Dodany przez art. 1 pkt 15 lit. b ustawy, o której mowa w odnośniku 5.



**Zatwierdzone taryfy dla ciepła – wg siedziby Oddziału Terenowego URE**  
(stan na 30.09.2003 r.)

Siedziba Oddziału Terenowego URE	Nazwa przedsiębiorstwa	Podwyżka w %
<b>Warszawa</b>	Ciepłownia Miejska Sp. z o.o. – Szydlowiec	1,65
	Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej – Zwolen	- 1,82
<b>Szczecin</b>	Szczecińska Energetyka Ciepła Sp. z o.o. – Szczecin	1,00
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Dębno Lubuskie	1,80
	ZASET Sp. z o.o. (dawna nazwa: SEOJIN ZS Polska) – Kożuchów	3,87
	PHU „ARPOL” Sp. z o.o. – Zielona Góra	2,94
	Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej (Gmina Szprotawa) – Szprotawa	0,32
	Przedsiębiorstwo Komunalne PEKOM SA – Żary	- 11,21
	Zakład Usług Komunalnych – Polanów	- 2,26
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Świnoujście	- 1,26
	Miejska Energetyka Ciepła Sp. z o.o. – Szczecinek	- 3,56
	Gmina Witnica – Zakład Wodociągów i Kanalizacji w Witnicy	2,62
	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o. – Lubsko	1,88
	PPHU Ciepłownia Sp. z o.o. – Świebodzin	2,04
	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Międzyrzecz	2,32
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Strzelce Krajeńskie	- 1,87
	<b>Gdańsk</b>	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej PEC Sp. z o.o. – Kwidzyn
„Gminna Energetyka Ciepła” Sp. z o.o. – Skarszewy		1,83
Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Olsztyn		3,42
Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej TERMEX Sp. z o.o. – Szczytno		- 4,26
Miejska Energetyka Ciepła Sp. z o.o. – Mrągowo		2,19
Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Olecko		3,17
Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Biała Piska		- 0,43
Zakład Usług Komunalnych Sp. z o.o. – Gniew		1,98
Miejski Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej – Czarna Woda		13,81
Elbląskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Elbląg		5,12
Komunalna Energetyka Ciepła KOMEC Sp. z o.o. – Kętrzyn		0,06
PHZ ALEX Teresa i Alfred Siwik – Warpuny		8,92
Wojskowa Agencja Mieszkaniowa OT Olsztyn		2,34
<b>Poznań</b>	Przedsiębiorstwo Komunalne w Kruszwicy Sp. z o.o. – Kruszwica	1,29
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Włocławek	0,56
	Zakład Gospodarki Komunalnej (Miasto i Gmina Szamotuły) – Szamotuły	2,20
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Jarocin	1,19
	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Krotoszyn	0,49
	COGEN Sp. z o.o. – Poznań	4,82
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Gołub-Dobrzyń	1,33
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Wągrowiec	1,85
	PRESSTERM Sp. z o.o. – Owińska Bolechowo k/Poznania	4,95
Zakład Wodociągów i Kanalizacji (Gmina Krzyż Wilkp.) – Krzyż Wilkp.	20,90	
<b>Lublin</b>	Zakład Energetyki Ciepłej (Miasto Biłgoraj) – Biłgoraj	- 9,23
	Cukrownia Lublin SA – Lublin	- 8,58

	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Lubartów	0,90
	Zakład Usług Komunalnych Sp. z o.o. – Parczew	3,87
	BLACK RED WHITE – Biłgoraj	- 16,87
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Zamość Sp. z o.o. – Zamość	- 3,86
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Mońki	- 1,28
	Przedsiębiorstwo Komunalne (Gmina Czarna Białostocka) – Czarna Białostocka	6,65
	Fabian Suchocki – Suwałki	0,55
<b>Łódź</b>	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Łask	7,89
	GEOTERMIA UNIEJÓW Sp. z o.o. – Uniejów	5,60
	PGKiM Sp. z o.o. – Aleksandrów Łódzki	3,00
	Fabryka Osi Napędowych SA – Radomsko	2,89
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Łęczyca	1,90
	Przedsiębiorstwo Usług Komunalnych Sp. z o.o. – Poddębice	5,32
	Zakłady Mebli Giętych FAMEG SA – Radomsko	8,00
	Zespół Opieki Zdrowotnej – Łęczyca	6,65
	Zakład Energetyczno-Mechaniczny ENERGETYK Sp. z o.o. – Żychlin	2,65
	Zakłady Ostrowieckie – Energetyka Ciepła Sp. z o.o. – Ostrowiec Świętokrzyski	1,90
	Elektrownia im. T. Kościuszki SA – Połaniec	0,59
	NSK ISKRA SA – Kielce	9,87
	Zakład Urządzeń Chemicznych i Armatury Przemysłowej CHEMAR SA – Kielce	- 19,07
<b>Wrocław</b>	ENERGETYKA Sp. z o.o. – Lubin	1,51
	Miejska Gospodarka Komunalna Sp. z o.o. – Oleśnica	2,11
	Zgorzeleckie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Zgorzelcu Sp. z o.o. – Zgorzelec	2,96
	Samodzielny Wojewódzki Szpital dla Nerwowo i Psychicznie Chorych – Branice	1,39
	Zakłady Azotowe Kędzierzyn SA – Kędzierzyn Koźle	3,08
	Energetyka Ciepła Opolszczyzny SA – Opole	1,42
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej TERMAL SA – Lubin	- 0,75
	CIEPŁOWNICTWO Sp. z o.o. – Nowa Ruda	4,31
	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Bolesławiec	0,84
<b>Katowice</b>	Zakłady LENTEX SA – Lubliniec	- 18,01
	Elektrociepłownia Zabrze SA – Zabrze	- 0,01
	Elektrociepłownia Szopienice Sp. z o.o. – Katowice	5,90
	SFW Energia Sp. z o.o. – Gliwice	1,68
	Zakłady Chemiczne ORGANIKA – AZOT SA – Jaworzno <sup>1)</sup>	21,50
	Zakład Odmetanowania Kopalń ZOK II Sp. z o.o. – Rybnik <sup>2)</sup>	-
	PPHU KOPEK Sp. z o.o. – Mysłowice	0,00
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej – Dąbrowa Górnicza	0,70
	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „ENMECH” Sp. z o.o. – Sosnowiec	9,34
<b>Kraków</b>	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Dąbrowa Tarnowska	- 0,45
	Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej (Miasto Andrychów) – Andrychów	2,11
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Przemysłu Sp. z o.o. – Przemyśl	- 4,31
	Ciepłownia Łańcut Sp. z o.o. – Łańcut	- 5,97
	ZTS GAMRAT SA – Jasło	- 2,61
	Elektrownia Stalowa Wola SA – Stalowa Wola	2,15
	PHUP MOBO Bogusław Głód – Krosno	13,93

Energetyka Dwory Sp. z o.o. – Oświęcim	2,66
Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej (Gmina Słomniki) – Słomniki	9,40
Elektrociepłownia Gorlice Sp. z o.o. – Gorlice	2,89
Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o. – Strzyżów	– 0,68
Elektrociepłownia Mielec Sp. z o.o. – Mielec	2,59
Tarnobrzeska Spółdzielnia Mieszkaniowa – Tarnobrzeg	2,29

- 1) Wzrost dotyczy wyłącznie stawki opłaty abonamentowej, której poziom jest bardzo niski.  
 2) Dotychczas przedsiębiorstwo nie prowadziło działalności gospodarczej w zakresie zaopatrzenia w ciepło.

### Odmowy zatwierdzenia taryfy dla ciepła – wg siedziby Oddziału Terenowego URE (stan na 30.09.2003 r.)

Siedziba Oddziału Terenowego URE	Nazwa przedsiębiorstwa	Data odmowy
<b>Warszawa</b>	Praterm SA (poprzednio: RELPOL CENTRUM SA) – Warszawa	14.08.2003 r.
<b>Szczecin</b>	Wojskowa Agencja Mieszkaniowa OT Zielona Góra	13.08.2003 r.
<b>Gdańsk</b>	Benedykt Edward Nowak Nasza Energia B. Nowak – Sztum	8.08.2003 r.
<b>Łódź</b>	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Zgierz	29.08.2003 r.
<b>Katowice</b>	Energetyka Cieszyńska Sp. z o.o. – Cieszyn	18.08.2003 r.
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej „CIEPŁOGAZ” Sp. z o.o. – Krupski Młyn	14.08.2003 r.
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej – Dąbrowa Górnicza	7.08.2003 r.
	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „ENMECH” Sp. z o.o. – Sosnowiec	14.08.2003 r.

**Zatwierdzone taryfy dla energii elektrycznej**  
(stan na 13.10.2003 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Cukrownia „Ropczyce” SA	14.08.2003 r.
2	Cukrownia „Dobrzelin” SA	14.08.2003 r.
3	Energetyka Boruta Sp. z o.o.	14.08.2003 r.
4	Zakład Energetyczny i Ochrony Środowiska „ENERGOEKO” Sp. z o.o.	14.08.2003 r.
5	Dolnośląskie Zakłady Usługowo-Produkcyjne „DOZAMEL” Sp. z o.o.	29.08.2003 r.
6	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe „ADM”	29.08.2003 r.
7	Zakład Usług Elektroenergetycznych „Elserw” Sp. z o.o.	5.09.2003 r.
8	Fabryka Łożysk Tocznych – KRAŚNIK SA	5.09.2003 r.
9	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej i Gospodarki Wodno-Ściekowej „ENWOS” Sp. z o.o.	12.09.2003 r.
10	Katowicki Holding Węglowy SA	12.09.2003 r.
11	Energetyka Dwory Sp. z o.o.	19.09.2003 r.
12	Zakłady Mebli Giętych „Fameg” SA	1.10.2003 r.
13	Huta „Kościeszko” SA	1.10.2003 r.
14	Zakład Utrzymania Ruchu Sp. z o.o.	1.10.2003 r.
15	Góraždze – Wapno Sp. z o.o.	1.10.2003 r.
16	Zakłady Azotowe w Tarnowie-Mościcach SA	1.10.2003 r.
17	Zespół Zbiorników Wodnych Czorsztyn – Niedzica – Sromowce Wyżne SA	13.10.2003 r.
18	Kuźnia Jawor SA	13.10.2003 r.
19	Przedsiębiorstwo Połowów, Przetwórstwa i Handlu DALMOR SA	13.10.2003 r.
20	Elektrownia Turów SA	13.10.2003 r.
21	Super Krak SA	13.10.2003 r.

**Zmiany w zatwierdzonych taryfach dla energii elektrycznej**  
(stan na 13.10.2003 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Pabianickie Zakłady Przemysłu Bawełnianego PAMOTEX SA	14.08.2003 r.
2	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej i Gospodarki Wodno-Ściekowej „ENWOS” Sp. z o.o.	5.09.2003 r.
3	Elektrociepłownia Chorzów Elcho Sp. z o.o.	12.09.2003 r.
4	„Huta Pokój” SA	13.10.2003 r.

**Zatwierdzone taryfy dla paliw gazowych**  
(stan na 13.10.2003 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA	16.09.2003 r.
2	Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	16.09.2003 r.
3	Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	16.09.2003 r.
4	Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	16.09.2003 r.
5	Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	16.09.2003 r.
6	Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	16.09.2003 r.
7	Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	16.09.2003 r.

**Zmiana w zatwierdzonej taryfie dla paliw gazowych**  
(stan na 13.10.2003 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Zakład Usług Gazowniczych LOKGAZ SA	16.09.2003 r.

**Ustalenie okresu obowiązywania współczynników korekcyjnych  
w taryfie dla paliw gazowych**  
(stan na 13.10.2003 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA	16.09.2003 r.
2	Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	16.09.2003 r.
3	Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	16.09.2003 r.
4	Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	16.09.2003 r.
5	Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	16.09.2003 r.
6	Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	16.09.2003 r.
7	Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	16.09.2003 r.

## WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE OTRZYMAŁY KONCESJE NA WNIOSEK (stan na 13.10.2003 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Rodzaj działalności
1	BIZI PARTNERS Sp. z o.o.	00-049 Warszawa, ul. Złota 9 lok. 20	Opc
2	Raiffeisen – Leasing Polska SA	00-175 Warszawa, ul. Jana Pawła II 78	Opc
3	RUHRGAS POLSKA Sp. z o.o.	00-542 Warszawa, ul. Mokotowska 59	Opg, Ogz
4	Maciej Maas – INTERMAAS	01-501 Warszawa, ul. Jana Pawła II 80	Opc
5	SHELL POLSKA Sp. z o.o.	02-366 Warszawa, ul. Bitwy Warszawskiej 1920 r. nr 7a	Wpc
6	ELEKTRIX Sp. z o.o.	02-582 Warszawa, ul. Wiktorska 69 lok. 23	Oee
7	„FORTUNA OIL” Sp. z o.o.	02-677 Warszawa, ul. Postępu 13	Opc
8	ECO ENERGY Sp. z o.o.	03-543 Warszawa, ul. Barkocińska 6	Opc
9	JASO Sp. z o.o.	05-530 Góra Kalwaria, ul. Rybie 4	Opc
10	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „KOLFER” Sp. z o.o.	05-800 Pruszków, ul. Guzikowa 21	Opc
11	GALON POLSKA Sp. z o.o.	05-850 Ożarów Mazowiecki, Jawczyce, ul. Poznańska 42	Opc
12	Agnieszka Szczapa, Paweł Tymiński – Stacja Paliw PAKS	07-300 Ostrów Mazowiecka, ul. Dubois 35	Opc
13	Albert Krzysztof Korman – KEA SYSTEM Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Uslugowe	08-311 Sokółów Podlaski, ul. Akacyjowa 11	Opc
14	CHEM-LINE Sp. z o.o.	09-402 Płock, ul. Portowa 2a	Opc
15	Rafał Kogowski – Przedsiębiorstwo Produkcyjno- -Handlowe FARBIMEX	09-407 Płock, ul. Dobrowolskiego 3/17	Opc
16	Ryszard Okuniewski – MARPOL Przedsiębiorstwo Budowlano-Handlowe Ryszard Okuniewski	18-401 Łomża, ul. Nowogrodzka 274	Opc
17	Heat Engineering Poland Sp. z o.o.	20-601 Lublin, ul. Zana 39	Pee, Oee
18	Edward Magdziak – Przedsiębiorstwo Transportowo-Spedycyjne MAGTRANS	21-100 Busko Zdrój, ul. Bohaterów Warszawy 116	Opc
19	ŁUKPETROL W. Górka, T. Trochimiński, J. Zabłocki, G. Górka Spółka Jawna	21-400 Łuków, ul. Zbożowa 2	Opc
20	GALON TOPOLSKI Spółka Jawna	21-560 Międzyrzec Podlaski, Wysokie	Opc
21	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Uslugowe „GIMAR” Sp. z o.o.	24-100 Puławy, ul. Dęblińska 41	Wpc
22	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „ESSCO” Stanisław Krzysztofik Spółka Jawna	26-026 Morawica, Brzeziny, ul. Kielecka 29	Opc
23	TERMO OIL Sp. z o.o.	26-130 Suchedniów, ul. Zagórska 20B	Opc
24	KALORIA Sp. z o.o.	26-300 Opoczno, Kruszewiec	Wcc, Pcc
25	Krzysztof Borkowski – Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Hurtowe „MEBLOWKREŃ”	26-625 Wolańów, Strzałków 92	Opc
26	EKO-OIL Przywoski, Softys Spółka Jawna	27-400 Ostrowiec Świętokrzyski, ul. Żabia 21	Opc
27	Krzysztof Foremniak – FUH „POSEJDON”	27-440 Ćmielów, Brzóstowa 197A	Opc
28	PETRA-TANK Sp. z o.o.	31-601 Oświęcim, ul. Fabryczna 10	Opc
29	Zbigniew Doniec – „PRO-CAR”	32-010 Kocmyrzów, Goszcza 38	Opc
30	Sekcja Paliw PETROLEX Teresa Wojas Spółka Jawna	32-013 Niegowić, Marszowice	Opc
31	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Uslugowe PROMEROL SA	32-060 Liszki, Kryspinów 1	Opc
32	Tomasz Ciempka – TRANS OIL – Hurtownia Paliw	32-359 Poręba Górna 62	Opc
33	NAFTOTRANSFERM Sp. z o.o.	32-540 Trzebinia, ul. Fabryczna 22	Opc
34	Krzysztof Dura – SIGNUM	32-590 Libiąż, ul. Lipowa 6	Opc
35	Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe „GRANT” Sp. z o.o.	32-600 Oświęcim, ul. Zakładowa 1	Opc
36	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe GRZYB Sp. z o.o.	33-312 Tęgorz 335	Opc
37	Elżbieta Mokrzycka, Józef Mokrzycki – Firma „MO – BRUK”	33-322 Korzenna 214	Opc

38	Firma Handlowo-Produkcyjno-Usługowo-Transportowa „WAC-WOJ.” Spółka Jawna Lichoń Wacław, Lichoń Wojciech	33-330 Grybów, Sośnie Dolna 18A	Opc
39	EPSILON Sp. z o.o.	40-153 Katowice, Al. W. Korfańtego 191	Opc
40	„EXICO CHEMICALS” Sp. z o.o.	40-860 Katowice, ul. Chorzowska 108	Opc
41	TENDER.PL Sp. z o.o.	42-262 Poczesna, ul. Kopalniana 17	Opc
42	Agencja Zarządzania Przedsiębiorstwami Sp. z o.o.	42-480 Poręba, ul. Chopina 1	Opc
43	Przedsiębiorstwo Obrotu Produktami Naftowymi „ROPOL” Janusz i Grażyna Gąska Spółka Jawna	43-190 Mikołów, ul. Rybnicka 1	Opc
44	WZD Sp. z o.o.	43-200 Pszczyna, ul. Zdrojowa 2	Wcc, Pcc
45	Cieszyńska Spółdzielnia Transportu Wiejskiego	43-400 Cieszyn, ul. Harcerska 11	Opc
46	Mieczysław Kuboszek, Mieczysław Małlisz – Firma Handlowa – Stacja Paliw	43-430 Skoczów, ul. Zawisłe 68	Opc
47	Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowe GRER Sp. z o.o.	44-100 Gliwice, ul. Wybrzeże Armii Krajowej 18	Opc
48	AUTO SZOŁ R. Szajber, K. Szombierski Spółka Jawna	44-153 Sośnicowice, ul. Gliwicka 4	Opc
49	TOREX Sp. z o.o.	44-164 Gliwice, ul. Kozielska 490	Opc
50	PETROMAR Sp. z o.o.	50-088 Wrocław, ul. Swobodna 22	Opc
51	Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich KOGENERACJA SA	50-220 Wrocław, ul. Łowiecka 24	Oee
52	GET Sp. z o.o.	54-610 Wrocław, ul. Knota 16	Opc
53	Krzysztof Osiński, Bożena Osińska, Aneta Osińska	56-100 Wołów, ul. Żeromskiego 17	Opc
54	Bogusława Solecka – Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe SPARK	56-300 Milicz, ul. Krzywa 34	Opc
55	Bogusław Jacek Dominas – Firma Handlowo-Usługowa Import-Export Bogusław Dominas	58-100 Świdnica, ul. Jodłowa 5/7	Opc
56	Robert Biątek – PHU JACKSON	58-260 Bielawa, ul. Żeromskiego 38/13	Opc
57	„HADEX – GAZ” Sp. z o.o.	60-451 Poznań, ul. Dąbrowskiego 536	Opc
58	Przedsiębiorstwo Zaopatrzenia Inwestycji MOMOT Sp. z o.o.	61-629 Poznań, ul. Szelągowska 29/5A	Opc
59	MAKRAN Sp. z o.o.	61-806 Poznań, ul. Św. Marcina 45	Wcc
60	DOMATOR PLUS Sp. z o.o.	62-510 Konin, ul. Spółdzielców 5	Opc
61	Przedsiębiorstwo Eksportowo-Importowe PETRO-LAND Sp. z o.o.	63-400 Ostrów Wlkp., ul. Poznańska 91	Opc
62	Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe PETROLAND – Skrzypczak, Dąbrowski Spółka Jawna	64-400 Międzychód, ul. Wigury 2b	Mpc, Opc
63	KFK-OIL Sp. z o.o.	64-920 Piła, ul. Wawelska 106	Opc
64	Spółdzielnia Transportu Wiejskiego	65-364 Zielona Góra, ul. Kozuchowska 30	Opc
65	Małgorzata Listwan-Kostka „POL-EKO-TECH”	65-767 Zielona Góra, ul. Działkowa 19/22/23	Opc
66	Państwowe Gospodarstwo Leśne Lasy Państwowe – Ośrodek Transportu Leśnego	66-400 Gorzów Wlkp., ul. Szpitalna 2	Opc
67	„TANK” Tomasz Kasperski, Roman Zagórski Spółka Jawna	68-208 Łęknica, ul. Kościuszki 1	Opc
68	Andrzej Mencil – Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe MENPOL	69-200 Sulęcín, ul. Lipowa 40	Opc
69	Jan Zysk – Przedsiębiorstwo Remontowo-Budowlane „MAXBUD”	73-110 Stargard Szczeciński, ul. Łabędzia 22	Opc
70	„DALL” K. K. Rudyńscy Spółka Jawna	74-200 Pyrzyce, ul. Lipiańska 30	Opc
71	Wiesława Malinowicz, Edward Malinowicz „MALDROBUD” Przedsiębiorstwo Usługowo-Budowlano-Handlowe	74-300 Myślibórz, ul. Królewiecka 43	Opc
72	„POLTANK” Sp. z o.o.	74-520 Cedynia, Osinów Dolny 50	Opc
73	„EUROHYP FINANZ AG” SA	74-520 Cedynia, Osinów Dolny 50	Opc
74	Stacja Paliw „FAR-TANK” Spółka Jawna J. Chromicz, M. Rataj	74-520 Cedynia, ul. Chrobrego 28	Opc
75	AUTO MOBIL CENTRUM Spółka Jawna J.E.ETC, W. W. Suheczy	75-736 Koszalin, ul. Gnieźnieńska 18	Opc
76	„AMS-BIS” Sp. z o.o.	76-200 Słupsk, ul. Przemysłowa 35	Opc

77	INSTAL Sp. z o.o.	80-298 Gdańsk, ul. Budowlanych 42	Wcc, Pcc
78	Marian Zbigniew Wiąckowski – Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe	80-716 Gdańsk, ul. Rzęsna 3	Opc
79	Komfort Office Sp. z o.o.	81-350 Gdynia, Plac Kaszubski 15B/35	Pcc
80	DELFIN SA	81-843 Sopot, ul. Armii Krajowej 48 lok. 3	Opc
81	Sebastian Rygielski – PHU „SEBA”	82-500 Kwidzyn, ul. Zacisze 8	Opc
82	„ROZETA” Sp. z o.o.	83-100 Tczew, ul. Jagiellońska 51	Opc
83	DYSTRYBUCJA PALIW Sp. z o.o.	83-110 Tczew, Czatkowy 21A	Opc
84	Przedsiębiorstwo Obsługi Podróżnych OKTAN S. Gruba, R. Gruba, K. Onowszak Spółka Jawna	84-100 Puck, ul. 10 lutego 41b	Opc
85	Miejski Zakład Komunikacji Sp. z o.o.	86-300 Grudziądz, ul. Dworcowa 47	Opc
86	Elektrociepłownie „Toruń” SA	87-100 Toruń, ul. Ceramiczna 6	Wee
87	Pomorski Cukier SA	87-140 Chełmża, ul. Bydgoska 4	Wcc, Wee
88	Cukrownia KRUSZWICA SA	88-150 Kruszwica, ul. Niepodległości 38	Wcc
89	Marian Odejewski – STACJA PALIW	89-600 Chojnice, Niezychowice 1	Opc
90	SEMI Sp. z o.o.	90-113 Łódź, ul. Traugutta 25	Opc
91	Adela Grabowska – Stacja Paliw Adela Grabowska	95-200 Pabianice, ul. Rzgowska 12	Opc
92	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Usługowo-Handlowe ESBUD Budzińska, Dutka, Jaglic, Raducki Spółka Jawna	98-300 Wieluń, ul. Traugutta 51	Opc
93	Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowe LEBAR Spółka Jawna Leszek Żurek, Barbara Fabiańczyk	99-314 Krzyżanów, Młogoszyn	Opc

## Legenda:

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

**WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE OTRZYMAŁY PROMESY KONCESJI**

(stan na 13.10.2003 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Rodzaj działalności
1	Termo-Technika Olsztyn Sp. z o.o.	10-424 Olsztyn, ul. Budowlanych 5	Wcc, Pcc
2	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowe i Pośrednictwa „COMAX” Sp. z o.o.	40-322 Katowice, ul. Wandy 14	Wee
3	MEDIA ODRA WARTA Sp. z o.o.	60-608 Poznań, Al. Wielkopolska 28	Ppg, Opg
4	ZRUG Sp. z o.o.	61-016 Poznań, ul. Gdyńska 45	Wcc, Pcc

## Legenda:

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



## WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE ZŁOŻYŁY WNIOSKI KONCESYJNE

(stan na 13.10.2003 r.)

Wnioski koncesyjne

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres
1	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Usługowe TT Sp. z o.o.	00-079 Warszawa, ul. Krakowskie Przedmieście 79
2	NMULTICO Sp. z o.o.	00-232 Warszawa, ul. Ciasna 6
3	GLORMAX Oil Sp. z o.o.	00-375 Warszawa, ul. Smolna 38/5
4	UNESEKO Polska Sp. z o.o.	00-542 Warszawa, ul. Mokotowska 59
5	„PETRO-NAFT” Sp. z o.o.	00-830 Warszawa, ul. Pańska 65/126
6	GTC MARS Sp. z o.o.	02-672 Warszawa, ul. Domaniewska 41
7	HAMBROS Sp. z o.o.	02-758 Warszawa, Al. Sikorskiego 11/115
8	„Słomka” Spółka Jawna Monika Witan, Andrzej Słomka, Marian Słomka	05-400 Otwock, ul. Majowa 25
9	ELLAND Irena Zatorska	05-530 Góra Kalwaria, ul. Wojska Polskiego 37
10	ARGAZ Dystrybucja Sprzedaż Hurtowa i Detaliczna Gazów Płynnych Artur Trepkowski	05-555 Tarczyn, ul. Stępkowskiego 10
11	„LOTUS OIL” Sp. z o.o. T. Maciski	05-850 Ożarów Mazowiecki, ul. Świerkowa 4
12	EUROPA Centrum Handlowe Sp. z o.o.	07-300 Ostrów Mazowiecka
13	„BIŁAS i SYNOWIE”	11-500 Giżycko, ul. 1 Maja 25
14	Stacja Benzynowa Marianowo Spółka Jawna H. Z. Lewandowscy	13-306 Kurzętnik, ul. Sienkiewicza 5
15	Sieńko i Syn	15-168 Białystok, ul. Wysockiego 65
16	COPAR Sp. z o.o.	20-445 Lublin, ul. Zemborzycka 57
17	PW „HDP” Antoni Wiślicki	20-603 Lublin, ul. Wileńska 7/27
18	Petromont Sp. z o.o.	21-025 Niemce k/Lublina, ul. Przemysłowa 13
19	Stacja Paliw „Sta-siu” Łukasiewicz Barbara	21-030 Motycz, ul. Stasin 104F
20	„MISTRAL” Spółka Jawna S. Dąbrowski i K. Dąbrowski	22-600 Tomaszów Lubelski, ul. Ściegiennego 58
21	PHP „PRIMEX” Cyran Stanisław	27-400 Ostrowiec Św., ul. Prusa 9
22	Zakładowa Spółdzielnia Mieszkaniowa Cementowni „Ożarów” w Ożarowie	27-530 Ożarów, ul. Stodolna 3c
23	BŁESTAL-BUD BŁESZYŃSCY Spółka Jawna	28-300 Jędrzejów, ul. Rakowska 31
24	TRANZIT Sp. z o.o.	29-135 Radków, ul. Chycza 52
25	CEMBET STACHNIK Spółka Jawna	30-741 Kraków, ul. Domagały 2
26	PHU AS Sp. z o.o.	32-744 Łapczyca, ul. Gierczyce 127
27	Firma Handlowo-Usługowa Tadeusz Rzeszutko Stacja Paliw	33-100 Tarnów, ul. Przemysłowa 27
28	Stacja Paliw Auto Myjnia Krystyna Paff	34-500 Zakopane, ul. Pocztowców 1
29	PPKS w Limanowej	34-600 Limanowa, ul. Z. Augusta 12
30	Firma Handlowo-Produkcyjna Art. Przemysłowo-Spożywcze Import-Export Hurt-Detal Józef Gancarz	37-410 Ulanów, ul. Cementarna 3
31	ARNET Aneta i Artur Teper	38-500 Sanok, ul. 1000-lecia 83
32	KAR-POL Sp. z o.o.	38-500 Sanok, ul. Rymanowska 45
33	Biuro Handlowe „ASLMEN” Sp. z o.o.	40-004 Katowice, Al. Korfańtego 2/115
34	PHU „PETRONAFT” Mańka Leszek	40-304 Katowice, ul. Gen. Le Ronfa 83
35	„Expol” Sp. z o.o.	40-585 Katowice, ul. Połomińska 16
36	Firma Handlowo-Usługowa „NAFCIARZ” Iwona Mirek	40-748 Katowice, ul. Armii Krajowej 434
37	„VEGA” Urszula Musiałik	41-200 Sosnowiec, ul. Gen Grota Roweckiego 130
38	„PETRO-LUX” Sp. z o.o.	41-700 Ruda Śląska, ul. Nad Bytomką 2
39	PHUP Import-Eksport „AOOL” SC Krzywda Elżbieta, Krzywda Dariusz	41-922 Radzionków, ul. Orzechowska 119
40	„ENERGIA” Anna Surma-Langier	42-262 Poczesna, ul. Kopalniana 17
41	Walenty Sztuka FUH „WAMEX”	42-672 Wieszowa, ul. Bytomska 2
42	Instalacje Hydrauliczne Wilhelm	43-220 Bojszowy, ul. M. Dąbrowskiej 53
43	„PAW-TANK” Sp. z o.o.	43-250 Pawłowice-Śląskie, ul. Pszczyńska 14b

## KONCESJE

44	PUH STACJA PALIW Kowalczyk Ryszard	43-300 Bielsko-Biała, ul. Piękna 6
45	Homax-Bis Bartosz Hołwka	43-344 Bielsko-Biała, ul. Księży Las 10
46	Bartosz Ożóg Firma Handlowa „MOTO-OIL”	44-100 Gliwice, ul. Kolberga 46A
47	TRANSGAS-POL Sp. z o.o.	44-251 Rybnik, ul. Kłokocińska 51
48	„ELMAR” Sp. z o.o.	45-129 Opole, ul. Kępska 12
49	Petrohan Sp. z o.o.	50-429 Wrocław, ul. Wilcza 25-27
50	CPN „MARGO” Małgorzata Sieńko	58-100 Świdnica, ul. Husarska
51	Zarząd Nieruchomości „Wspólny Dom” Sp. z o.o.	58-573 Piechowice, ul. Boczna 15
52	Przedsiębiorstwo Transportowe Handlu Wewnętrznego „TRANS-POZ” SA	60-166 Poznań, ul. Wieruszowska 2/8
53	IJ Group Sp. z o.o.	60-462 Poznań, ul. Szarych Szeregów 23
54	„PALIMEX” Sp. z o.o.	60-674 Poznań, ul. Dąbrowskiego 113/6
55	BIOP Sp. z o.o.	60-782 Poznań, ul. Grunwaldzka 17
56	„GALON” Sp. z o.o.	61-371 Poznań, ul. Romana Maya 1
57	PW TRANSKOM Sp. z o.o.	62-028 Koziegłowy, ul. Piaskowa 1
58	Spółdzielnia Kółek Rolniczych	62-070 Dopiewo, ul. Łąkowa 7
59	Wielkopolski Cukier SA	62-081 Przeźmierowo k/Poznania, ul. Wysogotowska 23
60	Rozlewnia Gazu Płynnego „GOSPOSIA-GAZ”	62-604 Kościelec, ul. Staszków 72
61	„DATUM” Sp. z o.o.	63-230 Witaszyce
62	„ROPAL” Sebastian Mocek	64-100 Leszno, ul. Opalińskich 19/10
63	Firma Handlowo-Usługowa „DAR-PAL”	64-100 Leszno, ul. Prochownia 22/24
64	PHU Andrzej Piechnik	64-915 Jastrowie, ul. Wojska Polskiego 58
65	PPHU AMADRUK Sp. z o.o.	76-150 Darłowo, ul. Kossaka 2
66	„HURTEX” Sp. z o.o.	76-200 Słupsk, ul. Przemysłowa 34
67	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w organizacji	77-330 Czarne, ul. Kościuszki 42
68	PETRICO SA	78-230 Karlino, ul. Koszalińska 96A
69	Gmina Borne Sulinowo (Komunalny Zakład Budżetowy)	78-449 Borne Sulinowo, ul. Lipowa 6
70	GIGATERM INVESTMENT SERWIS Sp. z o.o.	81-531 Gdynia, ul. Wielkopolska 280
71	Przedsiębiorstwo Usługowe Józef Karczewski	81-782 Sopot, ul. Chopina 26A
72	Usługi Transportowo-Handlowe i Stacja Paliw Tomasz Cirocki	83-331 Przyjaźń, ul. Raduńska 9
73	Stacja Paliw Marek Twarogowski	87-300 Brodnica, ul. Sądowa 9
74	PW „SEB” Sebastian Bujak	88-100 Inowrocław, Al. Niepodległości 60/11
75	Zakład Transportu Handlu i Usług Benedykt Rakowski	88-200 Osieczyny, ul. Leśna 40
76	Stacja Paliw Płynnych Katarzyna Szenkler	95-030 Rzgów, ul. Katowicka 69
77	Firma HEZBO SC Henryk i Zbigniew Ostalscy	97-216 Czerniewice Lipie 37A
78	PHU Damian Kazub	97-371 Wola Krzysztoporska, ul. Zielona 8
79	Firma „HERMAS”	97-570 Przedbórz, ul. Wola Przedborska 12
80	MAREX	99-400 Łowicz, ul. Chmielińskiej 50
81	ECOTHERM Sp. z o.o.	99-400 Łowicz, ul. Jana Pawła II 173/175

# WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM ZMIENIONO WARUNKI KONCESJI

(stan na 13.10.2003 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Numer decyzji	Zakres zmiany
1	Gmina Miasto Mysłowice – Miejski Zarząd Gospodarki Komunalnej	41-400 Mysłowice, ul. Powstańców 1	1.08.2003	WCC/1073A/4114/W/OKA/2003/JL	zmiana nazwy firmy
2	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	41-700 Ruda Śląska, ul. Zabrzańska 24	4.08.2003	WCC/949C/190/W/OKA/2003/JL	ZPIZPD*)
3	Elektrociepłownia Mielec Sp. z o.o.	39-300 Mielec, ul. Wojska Polskiego 3	8.08.2003	WEE/96A/1334/W/OKR/2003/WS	zmiana zakresu prowadzonej działalności
4	Fabryka Papieru SA w upadłości	42-300 Myszków, ul. Pułaskiego 6	8.08.2003	WCC/212A/666/W/OKA/2003/RK PCC/223B/666/W/OKA/2003/RK	zmiana nazwy firmy
5	Zgorzeleckie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Zgorzelcu Sp. z o.o.	59-900 Zgorzelec, ul. Grodzowa 1	8.08.2003	WCC/110D/400/W/OWR/2003/TT	ZPIZPD
6	Polskie Huty Stali SA	40-121 Katowice, ul. Chorzowska 50	13.08.2003	WCC/318A/4336/W/OKA/2003/RK PCC/328C/4336/W/OKA/2003/RK WEE/19B/4336/W/OKA/2003/RK PEE/91A/4336/W/OKA/2003/RK OEE/92A/4336/W/OKA/2003/RK WPG/2A/4336/W/OKA/2003/RK PPG/10A/4336/W/OKA/2003/RK OPG/8A/4336/W/OKA/2003/RK OPC/966A/4336/W/OKA/2003/RK	ZPIZPD
7	Przedsiębiorstwo Energetyki Systemy Ciepłownicze SA	42-200 Częstochowa, ul. Polskiej Organizacji Wojskowej 2	13.08.2003	WCC/501G/251/W/OKA/2003/PP	ZPIZPD
8	Przedsiębiorstwo ENMA Sp. z o.o.	46-040 Ozimek, ul. Kolejowa 1	14.08.2003	WCC/986C/304/W/OWR/2003/TT	ZPIZPD
9	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	19-500 Gózdap, ul. Wolności 9	18.08.2003	WCC/655C/2827/W/OGD/2003/KK	ZPIZPD
10	Technologie Buczek SA	41-200 Sosnowiec, ul. Nowopogańska 1	18.08.2003	PCC/222A/917/W/OKA/2003/AK OCC/69A/917/W/OKA/2003/AK	zmiana nazwy firmy
11	Marian Janiszek i Wspólnicy Spółka Jawna „MAR-ROM”	26-505 Orońsko, Dobrut 18 „B”	20.08.2003	OPC/289B/6419/W/2/2003/AJP	zmiana nazwy firmy

## KONCESJE

12	Miasto Mogilno – Zakład Gospodarki Komunalnej	88–300 Mogilno, ul. Witosa 6	20.08.2003	WCC/706E/537W/OPO/2003/MP	ZPIZPD
13	Media Odra Warta Sp. z o.o.	60–608 Poznań, Al. Wielkopolska 28	21.08.2003	PPG/32D/9897W/2/2003/AS OPG/31D/9897W/2/2003/AS	ZPIZPD
14	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o.	97–500 Radomsko, ul. Stara Droga 85	22.08.2003	WCC/120B/333W/OŁO/2003/TB	ZPIZPD
15	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	63–200 Jarocin, ul. Kasprzaka 1a	25.08.2003	WCC/99C/61W/OPO/2003/AJ	ZPIZPD
16	Zakład Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o.	89–410 Więcbork, ul. Pocztowa 2	25.08.2003	WCC/976A/2252W/OPO/2003/MP PCC/424A/2252W/OPO/2003/MP	ZPIZPD
17	Agencja Nieruchomości Rolnych	00–215 Warszawa, ul. Doląńskiego 2	26.08.2003	WCC/853D/973W/OWA/2003/IR PCC/912D/073W/OWA/2003/IR	ZPIZPD
18	MPEC Sp. z o.o.	39–200 Dębica, ul. Rzeszowska 83	27.08.2003	WCC/151D/221W/OKR/2003/WS PCC/160B/221W/OKR/2003/WS	zmiana zakresu prowadzonej działalności
19	Fabryka Śrub ORNETA Sp. z o.o.	11–130 Orneta, ul. Dworcowa 2	28.08.2003	PCC/233B/749W/OGD/2003/SA	ZPIZPD
20	Komunalna Energetyka Ciepła KOMEC Sp. z o.o.	11–400 Kętrzyn, ul. Górna 8	28.08.2003	PCC/80D/368W/OGD/2003/GL	ZPIZPD
21	Zakład Energetyki Ciepłej STARPEC Sp. z o.o.	83–200 Starogard Gdański, ul. Owidzka 20	28.08.2003	WCC/250D/301W/OGD/2003/SA	ZPIZPD
22	„AR-STAN” Kowalski, Ćwikliński Spółka Jawna	05–825 Grodzisk Mazowiecki, ul. Traugutta 40	29.08.2003	OPC/146B/3719W/2/2003/BP	zmiana nazwy i formy prawnej firmy
23	PKS SA w Jędrzejowie	28–300 Jędrzejów, ul. Reymonta 11	29.08.2003	OPC/1779B/3054W/2/2003/BP	rozszerzenie zakresu działalności
24	Poznańska Energetyka Ciepła SA	60–321 Poznań, ul. Świerzawska 18	29.08.2003	WCC/448E/154W/OPO/2003/AJ OCC/128B/154W/OPO/2003/AJ PCC/469F/154W/OPO/2003/AJ	ZPIZPD
25	ANCO Sp. z o.o.	63–430 Odolanów, ul. Dąbrowskiego 4	29.08.2003	PPG/27A/4017W/2/2003/AS OPG/26A/4017W/2/2003/AS	rozszerzenie zakresu działalności
26	„LL-OIL” Sp. z o.o.	74–200 Pyrzyce, ul. Szczecińska 29	29.08.2003	OPC/943A/3155U/2/2003/MJ	zmiana nazwy i formy prawnej firmy
27	Gmina Kolaszki – Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej	95–040 Kolaszki, ul. Mickiewicza 4	29.08.2003	WCC/700B/2862W/OŁO/2003/TB PCC/729C/2862W/OŁO/2003/TB	zmiana nazwy firmy
28	G.EN. GAZ ENERGIA Sp. z o.o.	53–128 Wrocław, ul. Sudecka 95/97	29.08.2003	PPG/75A/8067P/2/2003/AS OPG/76A/8067P/2/2003/AS	przedłużenie terminu obowiązywania promesy

29	Elektrociepłownia Zabrze SA	41-800 Zabrze, ul. Wolności 416	2.09.2003	WCC/298B/1257/W/OKA/2003/MG	ZPIZPD
30	CONOCOPHILIPS POLAND Sp. z o.o.	00-836 Warszawa, ul. Prosta 69	4.09.2003	OPC/1748A/1456/W/2/2003/AS	zmiana nazwy firmy
31	Gmina Łapy – Zakład Energetyki Ciepłej	18-100 Łapy, ul. Polna 19a	8.09.2003	WCC/719B/229/W/OLB/2003/MSZ PCC/748B/229/W/OLB/2003/MSZ	ZPIZPD
32	Miejski Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	47-220 Kędzierzyn-Koźle, ul. Bema 23	8.09.2003	WCC/617B/77/W/OWR/2003/HC PCC/645D/77/W/OWR/2003/HC	ZPIZPD
33	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	66-440 Skwierzyna, ul. Mickiewicza 1	8.09.2003	WCC/154F/620/OSZ/W/2003/RN PCC/163F/620/OSZ/W/2003/RN	zmiana zakresu prowadzonej działalności
34	Marek Kłęczar, Renata Łazarz, Robert Kłęczar, Beata Kłęczar – Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „PETRO-KOMPLEKS” Spółka Jawna	32-651 Nowa Wieś, ul. Oświęcimska 87	9.09.2003	OPC/1687C/2776/W/2/2003/MJ	zmiana formy prawnej firmy
35	Energetyka Sp. z o.o.	59-301 Lubin, ul. M. Skłodowskiej-Curie 58	9.09.2003	WCC/392C/141/W/OWR/2003/HC	ZPIZPD
36	GEOTERMIA-CZARNKÓW Sp. z o.o.	64-700 Czarnków, ul. Przemysłowa 2a	10.09.2003	WCC/859A/1317/W/OPO/2003/AJ	ZPIZPD
37	LOTOS MAZOWSZE SA	06-500 Miawa, ul. Grzebskiego 10	11.09.2003	OPC/1519/2650/W/2/2003/AJP	zmiana nazwy firmy
38	Halina Widenka – Firma „WIDEX”	44-351 Turza Śląska, ul. Ligonia 5B	11.09.2003	OPC/444A/9097/W/2/2003/AJP	działalność nie wymaga koncesji
39	HARPEN POLSKA Sp. z o.o.	53-330 Wrocław, ul. Powstańców Śl. 28/30	11.09.2003	WCC/7421/11/W/OWR/2003/HC	ZPIZPD
40	Elektrociepłownię „Toruń” SA	87-100 Toruń, ul. Ceramiczna 6	11.09.2003	WCC/383C/1333/W/OPO/2003/AJ PCC/403A/1333/W/OPO/2003/AJ	ZPIZPD oraz zmiana nazwy firmy
41	Zarząd Morskiego Portu Gdańsk SA	80-955 Gdańsk, ul. Zamknięta 18	12.09.2003	WCC/849B/1064/W/OGD/2003/CW	ZPIZPD
42	Zakład Energetyki Ciepłej w Łowiczu Sp. z o.o.	99-400 Łowicz, ul. Kaliska 22	12.09.2003	WCC/705C/182/W/OŁO/2003/TB PCC/733C/182/W/OŁO/2003/TB	ZPIZPD
43	NYSGAZ Sp. z o.o.	59-900 Zgorzelec, ul. Fabryczna 1	12.09.2003	WCC/1053A/8069/P/OWR/2003/MB PCC/1034A/8069/P/OWR/2003/MB	przedłużenie terminu obowiązywania promesy
44	Artur Olszewski – PHU „OLMEX”	06-500 Miawa Łomía, ul. Dworcowa 12/11	16.09.2003	OPC/2791A/4550/W/2/2003/BP	ZPIZPD
45	Katowicki Holding Węglowy SA	40-022 Katowice, ul. Damrota 18	16.09.2003	OEE/129B/832/W/1/2003/MS	rozszerzenie zakresu prowadzonej działalności
46	HELMAR-EKO Sp. z o.o.	40-657 Katowice, ul. Zbożowa 42b	16.09.2003	OPC/2127A/3101/W/2/2003/AS	zmiana adresu firmy

47	Dolnośląski Zakład Termoelektryczny SA	58-309 Walbrzych, ul. Broniewskiego 1B	16.09.2003	WCC/811/134W/OWR/2003/TT PCC/87G/134W/OWR/2003/TT OCC/310A/134W/OWR/2003/TT WEE/124A/134W/OWR/2003/TT	ZPIZPD – dot. WCC oraz zmiana nazwy firmy
48	Firma Handlowo-Usługowa „ROLMIET” Kowalski Marek, Frączek Zbigniew Spółka Jawna	28-500 Kazimierza Wielka, ul. Kolejowa 130	17.09.2003	OPC/609B/9674W/2/2003/AJP	zmiana formy prawnej firmy
49	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	41-902 Bytom, ul. Wrocławska 122	17.09.2003	PCC/397D/201W/OKA/2003/RZ	zmiana terminu wyposażenia węzłów w układy automatyecznej regulacji
50	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Gnieźnie Sp. z o.o.	62-200 Gniezno, ul. Staszica 13	19.09.2003	WCC/320D/243W/OPO/2003/AJ	ZPIZPD
51	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej SA	17-100 Bielsk Podlaski, ul. 3 Maja 22	22.09.2003	WCC/187D/344W/OLB/2003/MSZ	ZPIZPD
52	Miasto Lipno – Zakład Obsługi Komunalnej Miasta Lipna	87-600 Lipno, ul. K. Wyszyńskiego 47	22.09.2003	WCC/372C/603W/OPO/2003/AJ	ZPIZPD
53	PGKIM w Jarosławiu Sp. z o.o.	37-500 Jarosław, ul. Przemyska 15	23.09.2003	WCC/734C/2779W/OKR/2003/MS	zmiana zakresu prowadzonej działalności
54	„JK ENERGY & LOGISTICS” Sp. z o.o.	03-822 Warszawa, ul. Grochowska 341 l. 129	24.09.2003	OPC/2436C/1551W/2/2003/AJP	zmiana nazwy i adresu firmy
55	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	14-100 Ostróda, ul. Piłsudskiego 21	24.09.2003	WCC/518C/442W/OGD/2003/AR	ZPIZPD
56	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	64-100 Leszno, ul. Spółdzielcza 12	24.09.2003	WCC/59C/272W/OPO/2003/AJ	ZPIZPD
57	PEP SA	02-952 Warszawa, ul. Wiertnicza 169	25.09.2003	WCC/830B/782W/OWA/2003/RK WEE/104B/782W/OWA/2003/RK	ZPIZPD
58	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	66-200 Świebodzin, Osiedle Łużyckie 39	25.09.2003	WCC/183C/386W/OSZ/2003/BS	zmniejszenie ilości eksploatowanych źródeł ciepła
59	Pruszczańskie Przedsiębiorstwo Ciepłownicze „PEC” Sp. z o.o.	83-000 Pruszcz Gdański, ul. Obrońców Pokoju 18	26.09.2003	WCC/292C/513W/OGD/2003/KK	ZPIZPD
60	Zakłady Koksownicze „Zdzieszowice” Sp. z o.o.	47-330 Zdzieszowice, ul. Powstańców Śl. 1	3.10.2003	WEE/60A/9/OWR/3/2003/MB	zmiana zakresu prowadzonej działalności

61	MARLEN INVESTMENTS Sp. z o.o.	40-013 Katowice, ul. Staromiejska 4	6.10.2003	OPC/1469A/1832/W/2/2003/AS	zmiana nazwy firmy
62	„B-TRANS” Sp. z o.o.	41-260 Sławków, ul. Strzemieszycza 71	6.10.2003	OPC/2578A/4142/W/2/2003/AS	zmiana adresu firmy
63	BM „REFLEX” Sp. z o.o. i Wspólnicy Sp. Komandytowa	90-113 Łódź, ul. Sienkiewicza 9	6.10.2003	OPC/1110B/1034/W/2/2002/AS	zmiana nazwy i adresu firmy
64	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	87-500 Rypin, ul. Mławska 46B	7.10.2003	WCC/95D/433/W/OPO/2003/AJ	ZPIZPD

## Legenda:

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

\*) Zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności

## WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM SPROSTOWANO DECYZJE KONCESYJNE

(stan na 13.10.2003 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Zakres sprostowania
1	Miasto Pionki – Miejski Zakład Usług Komunalnych	26–670 Pionki, Al. Lipowe 9	17.09.2003	Pcc	sprostowanie oczywistej pomyłki

Legenda:

Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

## WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM COFNIĘTO KONCESJE

(stan na 13.10.2003 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Uzasadnienie
1	Franciszek Solecki – Zakład Usług Specjalistycznych Stacja Paliwowa	51–315 Wrocław, ul. Kielczowska 121	7.08.2003	Opc	nie uiszczono opłaty koncesyjnej
2	Dystrybucja Gazu „ROMGAZ” Roman Ganas	88–230 Piotrków Kujawski, Zborowiec 7	7.08.2003	Opc	nie uiszczono opłaty koncesyjnej
3	Przedsiębiorstwo INSTAL SA	80–298 Gdańsk, ul. Budowlanych 42	8.08.2003	Wcc, Pcc	zaprzestanie działalności
4	Teresa Jaworska – Stacja Paliw „ROMA”	95–200 Pabianice, ul. Rzgowska 276	11.08.2003	Opc	zaprzestanie działalności
5	INWEST-PLUS Sp. z o.o.	00–828 Warszawa, Al. Jana Pawła II 15	18.08.2003	Opc	nie uiszczono opłaty koncesyjnej
6	Biuro Handlu Zagranicznego „MED.-LEX” Sp. z o.o.	51–183 Wrocław, ul. Marcina Kromera 44	18.08.2003	Opc	nie uiszczono opłaty koncesyjnej
7	Rybnicka Spółka Węglowa SA	44–254 Rybnik, ul. Jastrzębska 10	20.08.2003	Wcc, Pcc, Occ, Wee	zaprzestanie działalności
8	AGRO-KRAK Sp. z o.o.	32–020 Wieliczka, Mietniów 141	25.08.2003	Opc	nie uiszczono opłaty koncesyjnej
9	„M i K Rafinex” Sp. z o.o.	62–731 Przykona, ul. Turkusowa 7a	25.08.2003	Opc	nie uiszczono opłaty koncesyjnej
10	PEP SA	02–952 Warszawa, ul. Wiertnicza 169	29.08.2003	Pcc	zaprzestanie działalności
11	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowe „METALZBYT” SA	42–200 Częstochowa, ul. Bór 164	2.09.2003	Opc	zaprzestanie działalności
12	„PRO-AGRO” KUNÓW SA w upadłości	27–415 Kunów, ul. Fabryczna 1	15.09.2003	Wcc	zaprzestanie działalności
13	Geofizyka Toruń Sp. z o.o.	87–100 Toruń, ul. Chrobrego 50	16.09.2003	Opc	zaprzestanie działalności



14	Przedsiębiorstwo Produkcyjno- -Handlowe OKTAN SA	85-727 Bydgoszcz, ul. Inwalidów 1	18.09.2003	Opc	zaprzestanie działalności
15	KOMPAS Sp. z o.o.	00-003 Warszawa, ul. Jasna 17/9	22.09.2003	Opc	nie uiszczono opłaty konce- syjnej
16	UNIT GAZ Sp. z o.o.	03-604 Warszawa, ul. Figara 4	22.09.2003	Opc	nie uiszczono opłaty konce- syjnej
17	PETROL-IMPEX Sp. z o.o.	50-514 Wrocław, ul. Międzyzłeska 2-6	22.09.2003	Opc	nie uiszczono opłaty konce- syjnej
18	PETROSAN GAZ Sp. z o.o.	37-450 Stalowa Wola, ul. Popieluszki 6	23.09.2003	Opc	nie uiszczono opłaty konce- syjnej
19	PHU „RENEKO” Sp. z o.o.	41-106 Siemianowice Śl., ul. Wróblewskiego 67	23.09.2003	Opc	nie uiszczono opłaty konce- syjnej
20	Wiesław Rozkosz - Firma ROZKOSZ	09-410 Płock, ul. Wyszo- grodzka 161/115	25.09.2003	Opc	nie uiszczono opłaty konce- syjnej
21	Zakład Ciepłowniczy PŁONIA Sp. z o.o.	47-400 Racibórz, ul. Piastowska 29	25.09.2003	Wcc	zaprzestanie działalności
22	Grudziądzkie Zakłady Przemysłu Gumowego „Stomil” SA w upadłości	86-300 Grudziądz, ul. Waryńskiego 32-36	25.09.2003	Pee, Oee	zaprzestanie działalności
23	„Import-Eksport Polen-Deutschland Eckhard Jabs” Sp. z o.o.	64-300 Nowy Tomyśl, Sątopy, ul. Kościelna 5	29.09.2003	Opc	nie uiszczono opłaty konce- syjnej
24	Damis Centrum	92-103 Łódź, ul. Brzezińska 1/3	30.09.2003	Pcc	zaprzestanie działalności
25	Energetyczne Towarzystwo Finansowo-Leasingowe „ENERGOUTECH” SA	61-418 Poznań, ul. Pietrusińskiego 6	1.10.2003	Occ	nie podjęto działalności
26	BGM PETROTRADE POLAND Sp. z o.o.	70-613 Szczecin, ul. Heyki 2	6.10.2003	Wpc, Mpc, Opc	zaprzestanie działalności
27	„C.O.DOM” Sp. z o.o.	61-806 Poznań, ul. Św. Marcina 45	7.10.2003	Wcc	zaprzestanie 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 13.10.2003 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Zakres umorzenia/uchylenia
1	Energomedia Sp. z o.o.	32-540 Trzebinia, ul. Fabryczna 22	20.08.2003	Pee	umorzenie postępowania na wiosek strony
2	Zakład Energetyczny Jelenia Góra SA	58-500 Jelenia Góra, ul. Bogusławskiego 32	25.08.2003	Wcc, Pcc	zaprzestanie prowadzenia działalności
3	„Q – INVEST” Sp. z o.o.	05-770 Wesoła, ul. Trakt Brzeski 65	25.08.2003	Opc	umorzenie postępowania na wiosek strony
4	RADIOWO RENEWABLE ENERGY GENERATION Sp. z o.o.	00-542 Warszawa, ul. Mokotowska 49	28.08.2003	Wcc	umorzenie postępowania na wiosek strony
5	Zbigniew Krajewski – GAZPAL	25-003 Kielce, ul. Wspólna 10/8	9.09.2003	Opc	zaprzestanie prowadzenia działalności
6	International Paper – Kwidzyn SA	82-500 Kwidzyn, ul. Lotnicza 1	11.09.2003	Wee	umorzenie postępowania na wiosek strony
7	EUROSTAL FINANSE SA	40-159 Katowice, ul. Jesionowa 9a	29.09.2003	Opc	umorzenie postępowania administracyjnego, gdyż koncesjonariusz dopełnił wymaganych obowiązków
8	Mieczysław Loranty, Elżbieta Woźniak – Stacja Auto-Gaz MARS SC	43-100 Tychy, ul. Grota-Roweckiego 21	6.10.2003	Opc	umorzenie postępowania na wiosek strony

**Legenda:**

Wcc – wytwarzanie ciepła

Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

Wee – wytwarzanie energii elektrycznej

Pee – przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej

Opc – obrót paliwami ciekłymi

## WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM WYGASŁY DECYZJE KONCESYJNE

(stan na 13.10.2003 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Uzasadnienie
1	Elektrociepłownie „Energotor-Toruń” SA	87-100 Toruń, ul. Szosa Bydgoska 42	16.07.2003	Wcc, Pcc, Wee	wygaśnięcie koncesji spowodowane przeniesieniem całego majątku firmy na skutek połączenia firm i zmiany nazwy na „Elektrociepłownie Toruń” SA
2	Instytut Hodowli i Aklimatyzacji Roślin w Radzikowie	05-870 Błonie, Radzików	12.08.2003	Wcc, Pcc	działalność nie wymaga koncesji
3	LAFARGE CEMENT POLSKA SA	28-366 Małogoszcz, ul. Warszawska 110	28.08.2003	Wcc, Pcc	zaprzeszanie działalności
4	EKOPLYTA SA	64-700 Czarnków, ul. Przemysłowa 2	8.09.2003	Wcc	działalność nie wymaga koncesji
5	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Usługowe EKOTERM Sp. z o.o.	12-100 Szczytno, ul. Przemysłowa 9	17.09.2003	Pcc	działalność nie wymaga koncesji

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

Wee – wytwarzanie energii elektrycznej

## WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM ODMÓWIONO UDZIELENIA KONCESJI

(stan na 13.10.2003 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Uzasadnienie
1	AMS-BIS Sp. z o.o.	76-200 Słupsk, ul. Przemysłowa 35	26.08.2003	Opc	brak zabezpieczenia majątkowego
2	Silesia Tank Sp. z o.o.	43-190 Mikołów, ul. Waryńskiego 65	4.09.2003	Opc	brak zabezpieczenia majątkowego
3	Feliks Wolański – FELIX-OIL	50-427 Wrocław, ul. Krakowska 86	4.09.2003	Opc	brak zabezpieczenia majątkowego
4	Marek Stańko, Małgorzata Stańko – FIRMA „SIS” SC	43-250 Pawłowice, ul. Krucza 18	10.09.2003	Opc	brak zabezpieczenia majątkowego
5	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowe i Usługowe „DORIS” Sp. z o.o.	53-332 Wrocław, ul. Powstańców Śląskich 5	24.09.2003	Opc	brak zabezpieczenia majątkowego
6	TELIS Sp. z o.o.	82-100 Nowy Dwór Mazowiecki, ul. Sikorskiego 47	6.10.2003	Opc	brak zabezpieczenia majątkowego
7	Budownictwo i Konstrukcje Sp. z o.o.	00-511 Warszawa, ul. Nowogrodzka 21	6.10.2003	Opc	brak zabezpieczenia majątkowego

Legenda:

Opc – obrót paliwami ciekłymi

## WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYCH WNIOSKI KONCESYJNE POZOSTAŁY BEZ ROZPOZNANIA

(stan na 13.10.2003 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Uzasadnienie
1	Paulina Hołysz – Przedsiębiorstwo Wielobranżowe PAULA	60–461 Poznań, ul. Ajschylosa 70	20.08.2003	Opc	nie usunięcie braków formalnych
2	Tadeusz Dębowski – Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe PETROMOT	62–560 Skulsk, ul. Konińska 45	20.08.2003	Opc	nie usunięcie braków formalnych
3	P&P Sp. z o.o.	78–100 Kołobrzeg, ul. Unii Lubelskiej 63/1	20.08.2003	Opc	nie usunięcie braków formalnych
4	Centrum Zaopatrzenia Szkół CEZAS Rzymsko-Katolicka parafia pw Św. Ignacego Loyoli	80–045 Gdańsk, ul. Brzezi 49	20.08.2003	Opc	nie usunięcie braków formalnych
5	Zakład WTÓRPLAST Sp. z o.o.	43–300 Bielsko Biała, ul. Piekarska 50	25.08.2003	Opc	nie usunięcie braków formalnych
6	EKSA Sp. z o.o.	35–105 Rzeszów, ul. Boya-Żeleńskiego 18	9.09.2003	Opc	nie usunięcie braków formalnych
7	Grzegorz Grzesiński – PETRO-POL	40–872 Katowice, ul. Zawiszy Czarnego 9/8	10.09.2003	Opc	nie usunięcie braków formalnych
8	Wojciech Walczak – PPHU „W&W”	62–860 Opatówek, ul. Piaskowa 1a	10.09.2003	Opc	nie usunięcie braków formalnych
9	Janusz Jaszewski – Firma Handlowo-Uslugowa BUNT	78–100 Kołobrzeg, ul. Poznańska 3	10.09.2003	Opc	nie usunięcie braków formalnych
10	GIGATERM INVESTMENT SERWIS Sp. z o.o.	81–531 Gdynia, ul. Wielkopolska 280	15.09.2003	Wcc, Pcc	brak informacji dotyczących działalności
11	MVV ESCO Polska SA	02–954 Warszawa, ul. Królowej Marysienki 10	16.09.2003	Wcc, Pcc	nie usunięcie braków formalnych
12	Monika Szulińska – Firma Handlowa „MONIKA”	42–504 Będzin, ul. Energetyczna 10	22.09.2003	Opc	nie usunięcie braków formalnych
13	ORLEN Petro Centrum Sp. z o.o.	09–411 Płock, ul. Zglenickiego 44	23.09.2003	Mpc	nie usunięcie braków formalnych
14	Grażyna Sitkiewicz-Mackiewicz – Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowo-Produkcyjne „START-OIL” Grażyna Sitkiewicz-Mackiewicz	42–100 Kłobuck, ul. Staszica 6	6.10.2003	Opc	nie usunięcie braków formalnych
15	Bogusław Matyjaszczyk – Przedsiębiorstwo Transportowo-Handlowo-Uslugowe BOGUSŁAW	97–545 Gomunice, ul. Kopernika 53	6.10.2003	Opc	nie usunięcie braków formalnych

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła  
Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

Mpc – magazynowanie paliw ciekłych  
Opc – obrót paliwami ciekłymi

2. Taryfy dla paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła mogą uwzględniać koszty współfinansowania przez przedsiębiorstwa energetyczne przedsięwzięć i usług zmierzających do zmniejszenia zużycia paliw i energii u odbiorców, stanowiących ekonomiczne uzasadnienie uniknięcia budowy nowych źródeł energii i sieci.

3.<sup>92)</sup> Taryfy dla paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła mogą uwzględniać koszty współfinansowania przez przedsiębiorstwa energetyczne przedsięwzięć związanych z rozwojem odnawialnych źródeł energii.

4.<sup>93)</sup> Przedsiębiorstwa energetyczne różnicują ceny i stawki opłat określone w taryfach dla paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła dla różnych grup odbiorców wyłącznie ze względu na koszty uzasadnione spowodowane realizacją świadczenia, o ile przepisy nie stanowią inaczej.

5.<sup>94)</sup> Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła kalkulują stawki opłat za usługi przesyłowe w taki sposób, aby udział opłat stałych za świadczenie usług przesyłowych w łącznych opłatach za te usługi dla danej grupy odbiorców nie był większy niż:

- 1) 40 % – dla paliw gazowych i energii elektrycznej;
- 2) 30 % – dla ciepła.

**Art. 45a.<sup>95)</sup>** 1. Przedsiębiorstwo energetyczne na podstawie cen i stawek opłat zawartych w taryfie lub cen i stawek opłat ustalanych na rynku konkurencyjnym, o którym mowa w art. 49 ust. 1, wylicza opłaty za dostarczane do odbiorcy paliwa gazowe, energię elektryczną lub ciepło.

2. Opłaty, o których mowa w ust. 1, z uwzględnieniem udzielonych odbiorcy upustów i bonifikat, stanowią koszty zakupu paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła dostarczanych do budynku, w którym znajdują się lokale mieszkalne i użytkowe, zamieszkałe lub użytkowane przez osoby niebędące odbiorcami.

3. Przedsiębiorstwo energetyczne udziela upustów lub bonifikat, o których mowa w ust. 2, za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców w wysokości określonej w taryfie lub w umowie.

4. Koszty zakupu, o których mowa w ust. 2, są rozliczane w opłatach pobieranych od osób, o których mowa w ust. 2. Wysokość opłat powinna być ustalana w taki sposób, aby zapewniała wyłącznie pokrycie ponoszonych przez odbiorcę kosztów zakupu paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła.

5. Przepisy ust. 4 stosuje się odpowiednio do ustalania przez odbiorcę – właściciela lub zarządcę budynku opłat dla osób, o których mowa w ust. 2, do których ciepło dostarczane jest z własnych źródeł i instalacji ciepłych.

6. W przypadku gdy wyłącznym odbiorcą paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła dostarczanych do budynku jest właściciel lub zarządca budynku wielolokalowego, jest on odpowiedzialny za rozliczanie na poszczególne lokale całkowitych kosztów zakupu paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła.

7. Odbiorca może zlecić prowadzenie rozliczeń, o których mowa w ust. 6, innej osobie albo jednostce organizacyjnej na podstawie odrębnej umowy.

**Art. 45b.<sup>96)</sup>** Zmiany cen i stawek opłat za ciepło stosowanych w rozliczeniach z odbiorcami nie mogą następować częściej niż raz na 12 miesięcy.

**Art. 46.<sup>97)</sup>** 1. Minister właściwy do spraw gospodarki w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw finansów publicznych i po zasięgnięciu opinii Prezesa URE określi, w drodze rozporządzenia, szczegółowe zasady kształtowania i kalkulacji taryf dla paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła oraz szczegółowe zasady rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi, energią elektryczną i ciepłem.

2. Rozporządzenie, o którym mowa w ust. 1, powinno określać w szczególności rodzaje stosowanych taryf, w tym rodzaje stosowanych cen i stawek opłat, oraz sposób:

- 1) ustalania kryteriów podziału odbiorców na grupy taryfowe;
- 2) kalkulowania cen i stawek opłat oraz obliczania opłat, w tym stawek opłat za przyłączenie do sieci;
- 3) różnicowania cen i stawek opłat dla grup taryfowych ze względu na ponoszone koszty;
- 4)<sup>98)</sup> uwzględniania w kalkulacji kosztów, o których mowa w art. 9a i art. 45 ust. 1a, poprawy efektywności i warunków prowadzonej działalności przez przedsiębiorstwa energetyczne;
- 5) prowadzenia rozliczeń między przedsiębiorstwami energetycznymi, w tym w zakresie określonym w art. 45 ust. 1a;
- 6) prowadzenia rozliczeń z odbiorcami, w tym wysokość opłat za nielegalny pobór paliw i energii oraz niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców.

**Art. 47. 1.<sup>99)</sup>** Przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje ustalają taryfy dla paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła, które podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE. Przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje przedkładają taryfy z własnej inicjatywy lub na żądanie Prezesa URE.

2.<sup>100)</sup> Prezes URE, w terminie 30 dni, zatwierdza taryfę bądź odmawia jej zatwierdzenia w przypadku stwierdzenia niezgod-

92) Ze zmianą wprowadzoną przez art. 1 pkt 27 lit. b ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

93) Ze zmianami wprowadzonymi przez art. 1 pkt 15 lit. c ustawy, o której mowa w odnośniku 5, i art. 1 pkt 27 lit. c ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

94) Dodany przez art. 1 pkt 15 lit. d ustawy, o której mowa w odnośniku 5.

95) Dodany przez art. 1 pkt 16 ustawy, o której mowa w odnośniku 5.

96) Dodany przez art. 2 pkt 2 ustawy, o której mowa w odnośniku 82, i w brzmieniu ustalonym przez art. 1 pkt 28 ustawy, o której mowa w odnośniku 2, który wszedł w życie z dniem 12 września 2002 r.

97) W brzmieniu ustalonym przez art. 1 pkt 17 ustawy, o której mowa w odnośniku 5.

98) Ze zmianą wprowadzoną przez art. 1 pkt 29 ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

99) Zdanie drugie dodane przez art. 1 pkt 18 lit. a ustawy, o której mowa w odnośniku 5.

100) Ze zmianą wprowadzoną przez art. 1 pkt 30 lit. a ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

ności taryfy z zasadami | przepisami, o których mowa w art. 44, 45 i 46.

3.<sup>101)</sup> Prezes URE:

- 1) ogłasza w Biuletynie URE, na koszt przedsiębiorstwa energetycznego, zatwierdzone taryfy dla paliw gazowych i energii elektrycznej – w terminie 14 dni od dnia zatwierdzenia taryfy;
- 2) kieruje do ogłoszenia, na koszt przedsiębiorstwa energetycznego, we właściwym miejscowo wojewódzkim dzienniku urzędowym zatwierdzone taryfy dla ciepła – w terminie 7 dni od dnia zatwierdzenia taryfy.

4.<sup>102)</sup> Przedsiębiorstwo energetyczne wprowadza taryfę do stosowania nie wcześniej niż po upływie 14 dni i nie później niż do 45 dnia od dnia jej opublikowania.

**Art. 48.** (skreślony).<sup>103)</sup>

**Art. 49.** 1.<sup>104)</sup> Prezes URE może zwolnić przedsiębiorstwo energetyczne z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia, jeżeli stwierdzi, że działa ono w warunkach konkurencji, albo cofnąć udzielone zwolnienie w przypadku ustania warunków uzasadniających zwolnienie.

2.<sup>105)</sup> Zwolnienie, o którym mowa w ust. 1, może dotyczyć określonej części działalności prowadzonej przez przedsiębiorstwo energetyczne, w zakresie, w jakim działalność ta prowadzona jest na rynku konkurencyjnym.

3.<sup>106)</sup> Przy podejmowaniu decyzji, o których mowa w ust. 1, Prezes URE bierze pod uwagę takie cechy rynku paliw lub energii, jak: liczba uczestników i wielkości ich udziałów w rynku, przejrzystość struktury i zasad funkcjonowania rynku, istnienie barier dostępu do rynku, równoprawne traktowanie uczestników rynku, dostęp do informacji rynkowej, skuteczność kontroli i zabezpieczeń przed wykorzystywaniem pozycji ograniczającej konkurencję, dostępność do wysoko wydajnych technologii.

**Art. 50.**<sup>107)</sup> W sprawach nieuregulowanych przepisami niniejszego rozdziału stosuje się odpowiednio przepisy ustawy z dnia 19 listopada 1999 r. – Prawo działalności gospodarczej (Dz. U. Nr 101, poz. 1178, z 2000 r. Nr 86, poz. 958 i Nr 114, poz. 1193, z 2001 r. Nr 49, poz. 509, Nr 67, poz. 679, Nr 102, poz. 1115 i Nr 147, poz. 1643, z 2002 r. Nr 1, poz. 2, Nr 115, poz. 995 i Nr 130, poz. 1112 oraz z 2003 r. Nr 86, poz. 789 i Nr 128, poz. 1176).

101) W brzmieniu ustalonym przez art. 1 pkt 18 lit. b ustawy, o której mowa w odnośniku 5.

102) W brzmieniu ustalonym przez art. 1 pkt 30 lit. b ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

103) Przez art. 1 pkt 31 ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

104) Oznaczenie ust. 1 wprowadzone przez art. 1 pkt 20 ustawy, o której mowa w odnośniku 5; ze zmianą wprowadzoną przez art. 1 pkt 32 lit. a ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

105) Dodany przez art. 1 pkt 20 ustawy, o której mowa w odnośniku 5.

106) Dodany przez art. 1 pkt 32 lit. b ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

107) W brzmieniu ustalonym przez art. 1 pkt 33 ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

## Rozdział 6

### Urządzenia, instalacje, sieci i ich eksploatacja

**Art. 51.** Projektowanie, produkcja, import, budowa oraz eksploatacja urządzeń, instalacji i sieci powinny zapewniać racjonalne i oszczędne zużycie paliw lub energii przy zachowaniu:

- 1) niezawodności współdziałania z siecią;
- 2) bezpieczeństwa obsługi i otoczenia po spełnieniu wymagań ochrony środowiska;
- 3) zgodności z wymaganiami odrębnych przepisów, a w szczególności przepisów: prawa budowlanego, o ochronie przeciwporażeniowej, o ochronie przeciwpożarowej, o dozorcze technicznym, o ochronie dóbr kultury, o muzeach, *Polskich Norm wprowadzonych do obowiązkowego stosowania*<sup>108)</sup> lub innych przepisów wynikających z technologii wytwarzania energii i rodzaju stosowanego paliwa.

**Art. 52.** 1. Producenci i importerzy urządzeń określają w dokumentacji technicznej wielkość zużycia paliw i energii, odniesioną do uzyskiwanej wielkości efektu użytkowego urządzenia w typowych warunkach użytkowania, zwaną dalej „efektywnością energetyczną”.

2. Producenci i importerzy urządzeń wprowadzanych do obrotu informują o efektywności energetycznej urządzeń na etykietce i w charakterystyce technicznej.

3. (skreślony).<sup>109)</sup>

4. *Minister Gospodarki*<sup>30)</sup> określa, w drodze rozporządzenia:

- 1) wymagania w zakresie efektywności energetycznej, jakie powinny spełniać urządzenia, o których mowa w ust. 1;
- 2)<sup>110)</sup> wymagania w zakresie stosowania etykiet i charakterystyk technicznych, o których mowa w ust. 2, oraz wzory etykiet.

**Art. 53.** Zakazuje się wprowadzania do obrotu na obszarze kraju urządzeń niespełniających wymagań określonych w art. 52.

**Art. 53a.**<sup>111)</sup> Przepisów art. 52 i 53 nie stosuje się do urządzeń i instalacji oraz obiektów związanych z obronnością lub bezpieczeństwem państwa, stanowiących integralne części systemów techniki wojskowej lub uzbrojenia, ratowniczo-gaśniczych oraz ochrony granic lub stosowanych w więziennictwie, należących do jednostek, o których mowa w art. 21a.

108) Od dnia 1 stycznia 2003 r. stosowanie Polskich Norm jest dobrowolne, stosownie do art. 5 ust. 3 ustawy z dnia 12 września 2002 r. o normalizacji (Dz. U. Nr 169, poz. 1386).

109) Przez art. 1 pkt 21 lit. a ustawy, o której mowa w odnośniku 5.

110) Ze zmianami wprowadzonymi przez art. 46 pkt 2 ustawy z dnia 28 kwietnia 2000 r. o systemie oceny zgodności, akredytacji oraz zmianie niektórych ustaw (Dz. U. Nr 43, poz. 489), która weszła w życie z dniem 1 stycznia 2001 r., i art. 1 pkt 21 lit. b ustawy, o której mowa w odnośniku 5.

111) Dodany przez art. 1 pkt 34 ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

**Art. 54. 1.** Osoby zajmujące się eksploatacją sieci oraz urządzeń i instalacji określonych w przepisach, o których mowa w ust. 6, obowiązane są posiadać kwalifikacje potwierdzone świadectwem wydanym przez komisje kwalifikacyjne.

2. Zabrania się zatrudniania przy samodzielnej eksploatacji sieci oraz urządzeń i instalacji określonych w przepisach, o których mowa w ust. 6, osób bez kwalifikacji, o których mowa w ust. 1.

3. Komisje kwalifikacyjne są powoływane na okres 5 lat przez:<sup>112)</sup>

- 1) Prezesa URE – z zastrzeżeniem pkt 2 i 3;
  - 2)<sup>113)</sup> właściwych ministrów i Szefów Agencji, o których mowa w art. 21a – w zakresie eksploatacji urządzeń i instalacji elektrycznych, gazowych i cieplnych w jednostkach organizacyjnych podległych tym ministrom lub Szefom Agencji;
  - 3) *Ministra Transportu i Gospodarki Morskiej*<sup>114)</sup> – w zakresie eksploatacji urządzeń i instalacji energetycznych stosowanych w jednostkach organizacyjnych transportu kolejowego.
- 3a.<sup>115)</sup> Organ uprawniony do powoływania komisji kwalifikacyjnych, o których mowa w ust. 3, może odwołać członka komisji w przypadku:
- 1) choroby trwale uniemożliwiającej sprawowanie funkcji;
  - 2) rezygnacji z członkostwa w komisji;
  - 3) niewywiązywania się z obowiązków członka komisji;
  - 4) utraty kwalifikacji umożliwiających powołanie w skład komisji.

4. Za sprawdzenie kwalifikacji, o których mowa w ust. 1, pobierane są opłaty od osób kierujących wnioski o stwierdzenie kwalifikacji.

5. Opłaty, o których mowa w ust. 4, stanowią przychód jednostek organizacyjnych, przy których powołano komisje kwalifikacyjne.

6.<sup>116)</sup> Minister właściwy do spraw gospodarki, w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw transportu oraz Ministrem Obrony Narodowej, określi, w drodze rozporządzenia, szczegółowe zasady stwierdzenia posiadania kwalifikacji przez osoby, o których mowa w ust. 1.

7.<sup>117)</sup> Minister właściwy do spraw gospodarki, wydając rozporządzenie, o którym mowa w ust. 6, określi w szczególności:

- 1) rodzaje prac, stanowisk oraz instalacji, urządzeń i sieci, przy których eksploatacji jest wymagane posiadanie kwalifikacji;

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

**Art. 55. (skreślony)**<sup>118)</sup>

## Rozdział 7 Kary pieniężne

**Art. 56. 1.** Karze pieniężnej podlega ten, kto:

- 1) nie przestrzega obowiązków wynikających ze współpracy z jednostkami upoważnionymi do dysponowania energią elektryczną i paliwami gazowymi, wynikających z przepisów wydanych na podstawie art. 9 ust. 1 i 2;
- 1a)<sup>119)</sup> nie przestrzega obowiązków zakupu energii elektrycznej lub ciepła, nałożonych przepisami art. 9a;
- 2) nie przestrzega obowiązku utrzymywania zapasów paliw, wprowadzonego na podstawie art. 10;
- 3) nie stosuje się do ograniczeń w dostarczaniu paliw i energii, wprowadzonych na podstawie art. 11;
- 4) z nieuzasadnionych powodów odmawia zawarcia umowy, o której mowa w art. 7 ust. 1;
- 5)<sup>120)</sup> stosuje ceny i taryfy, nie przestrzegając obowiązku ich przedstawienia Prezesowi URE do zatwierdzenia, o którym mowa w art. 47;
- 6) stosuje ceny i taryfy wyższe od zatwierdzonych;
- 7) odmawia udzielenia informacji, o których mowa w art. 28;
- 8) prowadzi ewidencję księgową niezgodnie z zasadami określonymi w art. 44;
- 9) zatrudnia osoby bez wymaganych ustawą kwalifikacji;
- 10) nie utrzymuje w należyłym stanie technicznym obiektów, instalacji i urządzeń;
- 11) wprowadza do obrotu na obszarze kraju urządzenia niespełniające wymagań określonych w art. 52;
- 12) nie przestrzega obowiązków wynikających z koncesji;
- 13)<sup>121)</sup> realizuje działania niezgodne z częścią planu, o której mowa w art. 20 ust. 6;
- 14)<sup>122)</sup> z nieuzasadnionych powodów wstrzymuje lub ogranicza dostarczanie paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła do odbiorców;

112) Zdanie wstępne ze zmianą wprowadzoną przez art. 1 pkt 22 lit. a ustawy, o której mowa w odnośniku 5.

113) W brzmieniu ustalonym przez art. 1 pkt 35 lit. a ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

114) Obecnie: ministra właściwego do spraw transportu, stosownie do art. 4 ust. 1, art. 5 pkt 22 i art. 27 ustawy, o której mowa w odnośniku 30.

115) Dodany przez art. 1 pkt 22 lit. b ustawy, o której mowa w odnośniku 5.

116) W brzmieniu ustalonym przez art. 1 pkt 35 lit. b ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

117) Dodany przez art. 1 pkt 35 lit. c ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

118) Przez art. 1 pkt 23 ustawy, o której mowa w odnośniku 5.

119) Dodany przez art. 1 pkt 24 lit. a tiret pierwsze ustawy, o której mowa w odnośniku 5, i w brzmieniu ustalonym przez art. 1 pkt 36 lit. a ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

120) W brzmieniu ustalonym przez art. 1 pkt 24 lit. a tiret drugie ustawy, o której mowa w odnośniku 5.

121) W brzmieniu ustalonym przez art. 124 pkt 10 ustawy, o której mowa w odnośniku 3.

122) Dodany przez art. 1 pkt 36 lit. b ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

15)<sup>122)</sup> z niezasadnionych powodów zwleka z powiadomieniem zainteresowanych podmiotów o odmowie zawarcia umów, o których mowa w art. 4 ust. 6 i art. 7 ust. 1.

2. Karę pieniężną, o której mowa w ust. 1, wymierza Prezes URE.

3.<sup>123)</sup> Wysokość kary pieniężnej, o której mowa w ust. 1, nie może przekroczyć 15 % przychodu ukaranego przedsiębiorcy, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym, a jeżeli kara pieniężna związana jest z działalnością prowadzoną na podstawie koncesji, wysokość kary nie może przekroczyć 15 % przychodu ukaranego przedsiębiorcy, wynikającego z działalności koncesjonowanej, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym.

4. Kara pieniężna jest płatna z dochodu po opodatkowaniu lub z innej formy nadwyżki przychodu nad wydatkami zmniejszonej o podatki i jest dokonywana na konto właściwego urzędu skarbowego.

5.<sup>124)</sup> Niezależnie od kary pieniężnej określonej w ust. 1-4 Prezes URE może nałożyć karę pieniężną na kierownika przedsiębiorstwa energetycznego, z tym że kara ta może być wymierzona w kwocie nie większej niż 300 % jego miesięcznego wynagrodzenia.

6. Ustalając wysokość kary pieniężnej, Prezes URE uwzględnia stopień szkodliwości czynu, stopień zawinienia oraz dotychczasowe zachowanie podmiotu i jego możliwości finansowe.

7. Kary pieniężne, o których mowa w ust. 1, podlegają ściągnięciu w trybie przepisów o postępowaniu egzekucyjnym w administracji.

**Art. 57. 1.** 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.

2. Opłaty, o których mowa w ust. 1, podlegają ściągnięciu w trybie przepisów o postępowaniu egzekucyjnym w administracji.

## Rozdział 8

### Zmiany w przepisach obowiązujących, przepisy przejściowe i końcowe

**Art. 58-62.** (pomięte).<sup>125)</sup>

**Art. 62a.**<sup>126)</sup> Przedsiębiorstwo energetyczne może udostępniać dane o odbiorcy na zasadach i w trybie określonych w ustawie z dnia 14 lutego 2003 r. o udostępnianiu informacji gospodarczych (Dz. U. Nr 50, poz. 424).

123) Ze zmianą wprowadzoną przez art. 1 pkt 24 lit. b ustawy, o której mowa w odnośniku 5.

124) Ze zmianą wprowadzoną przez art. 1 pkt 24 lit. c ustawy, o której mowa w odnośniku 5.

125) Zamieszczone w obwieszczeniu.

126) Dodany przez art. 42 ustawy z dnia 14 lutego 2003 r. o udostępnianiu informacji gospodarczych (Dz. U. Nr 50, poz. 424), która weszła w życie z dniem 26 kwietnia 2003 r.

**Art. 63.** (pominięty).<sup>125)</sup>

**Art. 64.** (pominięty).<sup>125)</sup>

**Art. 65.** (skreślony).<sup>127)</sup>

**Art. 66.** (pominięty).<sup>125)</sup>

**Art. 67.** (pominięty).<sup>125)</sup>

**Art. 68. 1.** Z dniem wejścia w życie ustawy znosi się Okręgowe Inspektoraty Gospodarki Energetycznej, utworzone ustawą z dnia 6 kwietnia 1984 r. o gospodarce energetycznej (Dz. U. 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).

2. Obowiązki i zadania likwidatora Okręgowych Inspektoratów Gospodarki Energetycznej powierza się *Ministrowi Gospodarki*<sup>30)</sup>.

3. Likwidator sporządza bilans zamknięcia.

**Art. 69.** (pominięty).<sup>125)</sup>

**Art. 70. 1.** (pominięty).<sup>125)</sup>

2.<sup>128)</sup> Zaświadczenia kwalifikacyjne wydane na podstawie przepisów dotychczasowych zachowują moc przez okres w nich oznaczony.

**Art. 71.** Tracą moc:

- 1) ustawa z dnia 28 czerwca 1950 r. o powszechnej elektryfikacji wsi i osiedli (Dz. U. z 1954 r. Nr 32, poz. 135);
- 2) ustawa z dnia 6 kwietnia 1984 r. o gospodarce energetycznej (Dz. U. 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).

**Art. 72.**<sup>129)</sup> Ustawa wchodzi w życie po upływie sześciu miesięcy od dnia ogłoszenia<sup>130)</sup>, z wyjątkiem art. 21, który wchodzi w życie z dniem ogłoszenia ustawy oraz art. 18 ust. 3 i 4, który wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 1999 r.

127) Przez art. 1 pkt 37 ustawy, o której mowa w odnośniku 2.

128) W brzmieniu ustalonym przez art. 1 ustawy z dnia 10 września 1999 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 88, poz. 980), która weszła w życie z dniem 13 listopada 1999 r.

129) Ze zmianą wprowadzoną przez art. 2 ustawy z dnia 4 grudnia 1997 r. o zmianie ustawy – Prawo budżetowe i ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 158, poz. 1042), która weszła w życie z mocą od dnia 5 grudnia 1997 r.; zmiana ta w zakresie, w jakim nadała tej ustawie moc obowiązującą przed dniem jej ogłoszenia na podstawie art. 3 tej ustawy została uznana za niezgodną z art. 2 Konstytucji Rzeczypospolitej Polskiej, stosownie do wyroku Trybunału Konstytucyjnego z dnia 30 marca 1999 r. sygn. akt K. 5/98 (Dz. U. Nr 29, poz. 281).

130) Ustawa została ogłoszona dnia 4 czerwca 1997 r.



# ZASADY KALKULACJI MINIMALNYCH ZAPASÓW PALIW PRZEZ PRZEDSIĘBIORSTWA ENERGETYCZNE

Krzysztof Giermek

W połowie marca 2003 r. weszło w życie rozporządzenie Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z 12 lutego 2003 r. w sprawie zapasów paliw w przedsiębiorstwach energetycznych (Dz. U. z 2003 r. Nr 39, poz. 338). Dokument ten w istotny sposób zmienił zasady kalkulacji minimalnych ilości zapasów paliw niezbędnych do utrzymywania przez przedsiębiorstwa zajmujące się wytwarzaniem ciepła i energii elektrycznej.

Pierwsza zmiana dotyczy wskazania paliw, których zapas powinien być utrzymywany. Do momentu wejścia w życie tego rozporządzenia obowiązek utrzymywania zapasów paliw dotyczył jedynie paliwa podstawowego, pomijał natomiast paliwa o znikomym znaczeniu dla przedsiębiorstwa. Obecnie obowiązek został rozszerzony na węgiel kamienny i brunatny oraz olej opałowy niezależnie od ilości, w jakich te paliwa są zużywane.

Jeszcze bardziej istotna zmiana dotyczy sposobu obliczania wielkości obowiązkowego zapasu. Rozporządzenie odchodzi od powszechnie krytykowanej zasady określania minimalnego zapasu w odniesieniu do mocy osiągalnej i uzależnia go od historycznego zużycia danego rodzaju paliwa.

W trakcie przeprowadzonej w maju br. kontroli realizacji obowiązku utrzymywania zapasów paliw przez przedsiębiorstwa energetyczne okazało się, że znaczna liczba podmiotów błędnie obliczyła poziom obowiązkowych zapasów. Zazwyczaj przedsiębiorcy zawyżali ten poziom.

Zasady obliczania wielkości zapasu regulują § 2 i § 3 rozporządzenia. Dla przedsiębiorstw, które wytwarzały energię elektryczną bądź ciepło przez okres dłuższy niż trzy lata, bez wpływających na zużycie paliw modernizacji, uruchamiania nowych mocy lub zmian rodzaju i jakości zużywanych paliw, wielkość tę można obliczyć na podstawie iloczynu:

$$Oz = Szp \times K \times Wk$$

gdzie:

Oz – wielkość obowiązkowego zapasu,  
Szp – średnie dobowe zużycie paliwa,  
K – krotność średniego dobowego zużycia paliwa,  
Wk – współczynnik korygujący.

Średnie dobowe zużycie paliwa (Szp) obliczane jest na bazie danych historycznych, osobno dla sezonu letniego i zimowego. Jest ono stałe dla każdego dnia

zaliczanego do danego sezonu. Okres letni zaczyna się 1 kwietnia i kończy 31 października, a okres zimowy trwa od 1 listopada do 31 marca. Obliczając przeciętne dobowe zużycie dla danego dnia należy najpierw określić, do którego sezonu ten dzień się zalicza, następnie obliczyć łączne zużycie danego paliwa w przeciągu trzech minionych tych samych sezonów, a następnie uzyskany wynik podzielić przez liczbę dni w tych trzech minionych okresach:

$$Szp = (Zp_{n-1} + Zp_{n-2} + Zp_{n-3}) / Ld$$

gdzie:

Szp – średnie dobowe zużycie paliwa (w sezonie n),  
Zp<sub>n-1</sub> – łączne zużycie paliwa w sezonie n-1,  
Ld – łączna liczba dni w trzech poprzednich sezonach (dla okresów letnich wynosi ona 642, dla okresów zimowych 454 lub 453 w zależności od tego, czy wystąpił w nich rok przestępny, czy też nie).

Warto zauważyć, że chociaż w § 3 ust. 1 pkt 1, odnoszącym się do sezonu zimowego mowa jest o „trzech ostatnich latach”, to logika samego przepisu wyraźnie wskazuje na trzy minione okresy zimowe, tzn. obliczając obowiązkowy zapas na dowolny dzień pomiędzy 1 listopada 2003 r. a 31 marca 2004 r. należy zsumować zużycie tego paliwa z następujących okresów: 1 listopada 2000 – 31 marca 2001, 1 listopada 2001 – 31 marca 2002, 1 listopada 2002 – 31 marca 2003.

Zasady ustalania krotności średniego dobowego zużycia paliwa (K) opisane są w § 2 pkt 1 rozporządzenia. Jest ona zależna od rodzaju paliwa, a w przypadku węgla kamiennego – również od metod transportu. Wynosi ona dla:

- 1) węgla kamiennego:
  - a) 3 dni – jeżeli węgiel jest dostarczany przy użyciu taśmociągów do miejsca składowania sąsiadującego z miejscem wytwarzania energii, bezpośrednio z wydobywającej go kopalni, a dostawca w umowie sprzedaży zawartej na okres nie krótszy niż rok zobowiąże się do gromadzenia i utrzymywania zapasów na składowisku dostępnym w każdym czasie na potrzeby tego przedsiębiorstwa, w ilości co najmniej czternastodobowego zużycia;
  - b) 20 dni – jeżeli węgiel jest dostarczany transportem kolejowym lub samochodowym oraz

przy użyciu taśmociągów do miejsca składowania sąsiadującego z miejscem wytwarzania energii, a odległość składowiska zapasów węgla kamiennego od wydobywających go kopalni, które dostarczają łącznie 70% przewidywanego zużycia węgla kamiennego, jest nie większa niż 50 km;

- c) 30 dni – w pozostałych przypadkach,
- 2) węgla brunatnego – 20 dni,
- 3) oleju opałowego – 20 dni.

Wartości współczynnika korekcyjnego ( $W_k$ ) wskazane są w § 3 ust. 1 i w poszczególnych miesiącach wynoszą:

- 1) listopad – 1,1,
- 2) grudzień – 1,2,
- 3) styczeń – 1,3,
- 4) luty – 1,0,
- 5) marzec – wrzesień – 0,8,
- 6) październik – 1,0.

W celu zobrazowania zasad obliczenia wielkości obowiązkowego zapasu paliw można posłużyć się następującym przykładem:

Wielkość zapasu obowiązkowego węgla kamiennego ( $Oz_{wk}$ ) i oleju opałowego ( $Oz_{oo}$ ) dla przedsiębiorstwa X obliczamy na dzień 30 listopada 2003 r. Przedsiębiorstwo zlokalizowane jest w północno-wschodniej Polsce, a więc odległość od kopalni wydobywającej węgiel kamienny na jego potrzeby przekracza 50 km. Zużycie paliw w trzech poprzednich sezonach zimowych kształtowało się następująco:

Zużycie w okresach	Węgiel kamienny	Olej opałowy
	[Mg]	[Mg]
1.11.2002-31.03.2003	24880	1530
1.11.2001-31.03.2002	26270	1720
1.11.2000-31.03.2001	25460	1650

Łączna liczba dni ( $L_d$ ) w powyższych okresach wynosi 453.

Średnie dobowe zużycie węgla kamiennego oblicza się następująco:

$$Szp_{wk} = (24880 + 26270 + 25460)/453 = 76610/453 \approx 169,12 \text{ [tony/dobę]}.$$

A średnie dobowe zużycie oleju opałowego:

$$Szp_{oo} = (1530 + 1720 + 1650)/453 = 4900/453 \approx 10,82 \text{ [tony/dobę]}.$$

Jak już zostało wcześniej wspomniane, węgiel kamienny dostarczany jest z odległości większej niż 50 km więc krotność ( $K_{wk}$ ) wynosi 30. Natomiast dla oleju

opałowego jest ona stała ( $K_{oo}$ ), niezależnie od sposobu dostaw i wynosi 20.

Współczynnik korekcyjny ( $W_k$ ) dla miesiąca listopada wynosi 1,1.

Na tej podstawie można obliczyć obowiązkowy zapas na dzień 30 listopada dla:

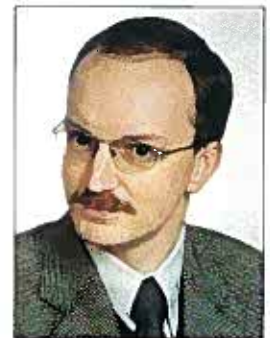
- 1) węgla kamiennego  
 $Oz_{wk} = 169,12 \times 30 \times 1,1 = 5580,96 \text{ [tony]},$
- 2) oleju opałowego  
 $Oz_{oo} = 10,82 \times 20 \times 1,1 = 238,04 \text{ [tony]}.$

Z przedstawionych obliczeń wynika, że minimalny zapas paliwa w przedsiębiorstwie X w dniu 30 listopada 2003 r., jak i każdego innego dnia tego miesiąca, wynosi 5580,96 tony węgla kamiennego oraz 238,04 tony oleju opałowego.

W przypadku przedsiębiorstw rozpoczynających działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła, bądź wykonujących tę działalność w okresie krótszym niż trzy lata, jak również w przypadku przedsiębiorstw, w których wystąpiła zmiana wielkości zużycia paliw w wyniku uruchomienia nowych lub zmodernizowanych urządzeń lub zmiany rodzaju i jakości zużywanych paliw, wysokość średniego dobowego zużycia paliwa ( $Szp$ ) ustala się w oparciu o dane planowane.

Przedsiębiorstwa zużywające węgiel brunatny (w przypadku, gdy jest on dostarczany z wydobywającej go kopalni przy użyciu taśmociągów do miejsca składowania sąsiadującego z miejscem wytwarzania energii), posiadające umowę sprzedaży zawartą z dostawcą na okres nie krótszy niż rok, do wielkości zapasów mogą zaliczyć również węgiel gromadzony i utrzymywany

przez tego dostawcę, w tym węgiel w złożu odkrywkowej kopalni węgla brunatnego, przygotowany do wydobycia i dostarczenia.



Autor jest pracownikiem Departamentu Przedsiębiorstw Energetycznych URE

# EUROPEJSCY REGULATORZY ENERGETYKI W PROCESIE WDRAŻANIA NOWYCH DOKUMENTÓW PRAWNYCH UE

dr Mirosław Duda

Wejście w życie nowych dokumentów prawnych Parlamentu Europejskiego i Rady Unii Europejskiej dotyczących wewnętrznego rynku energii elektrycznej (Dyrektywa 2003/54/EC i Rozporządzenie 1228/2003) oraz gazu (Dyrektywa 2003/55/EC) nadały nowy impuls pracom Europejskiego Forum Regulacji Elektroenergetyki (Forum Florenckie) i Europejskiego Forum Regulacji Gazownictwa (Forum Madryckie). Artykuł zawiera omówienie dyskusji i dokumentów przyjętych podczas obrad Forum Florenckiego w Rzymie (6-9 lipca 2003 r.) i Forum Madryckiego w Madrycie (24-25 września 2003 r.).<sup>1)</sup>

## X Europejskie Forum Regulacji Elektroenergetyki (Forum Florenckie)

W X Forum Florenckim w Rzymie wzięli udział przedstawiciele aktualnej Prezydencji UE (Włochy) i Komisji Europejskiej (DG TREN), przedstawiciele rządów krajów członkowskich UE oraz Szwajcarii i Norwegii, Rady Europejskich Regulatorów Energetycznych (CEER – Council of European Energy Regulators), Stowarzyszenia Operatorów Systemów Przesyłowych (ETSO – European Transmission System Operators), Europejskiej Unii Przemysłu Elektroenergetycznego (Eurelectric) oraz przedstawiciele europejskich stowarzyszeń przedsiębiorstw energetycznych i użytkowników energii elektrycznej. W trakcie obrad dyskusję skoncentrowano na następujących zagadnieniach:

- strategia rozwoju konkurencyjnego rynku energii elektrycznej z uwzględnieniem przede wszystkim bezpieczeństwa dostaw energii, przeciwdziałania nadużywaniu siły rynkowej przez podmioty na rynku i zapewnienia finansowania inwestycji w zakresie połączeń międzysystemowych;
- wdrożenie Rozporządzenia 1228/2003 dotyczącego transgranicznego obrotu energią elektryczną;
- standardy niezawodności dostaw energii;
- mechanizm wzajemnych kompensacji kosztów OSP w wymianie transgranicznej, tzw. taryfy transgraniczne (CBT – Cross-Border Tariffs).

Do dyskusji nad strategią przedstawiono uczestnikom Forum drugi projekt referatu strategicznego (Strategy Paper), który uzyskał w zasadniczych tezach poparcie Forum. Zgłoszono jednak szereg uwag do uwzględnienia w następnej wersji dokumentu. Do najważniejszych z nich można zaliczyć:

- potrzebę precyzyjnego określenia zasad wzajemnej współpracy narodowych operatorów systemów przesyłowych (OSP) oraz współpracy OSP z operatorami rynków regionalnych w celu ich przekształcenia w jednolity rynek europejski;
- konieczność podkreślenia znaczenia wydzielenia prawnego OSP oraz przeciwdziałania nadużywaniu siły rynkowej przez podmioty na rynku w celu zapewnienia niedyskryminacyjnych mechanizmów rynkowych;
- potrzebę przejrzystego określenia roli i odpowiedzialności uczestników rynku oraz organów regulacji w zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej odbiorcom, w tym monitorowania bezpieczeństwa dostaw, oraz ustanowienia mechanizmów stymulujących rozwój nie tylko sieci, lecz również źródeł wytwarzania energii.

Większość uczestników X Forum podkreślała, że mechanizmy stymulujące rozwój i odpowiednią strukturę a także lokalizację infrastruktury sieciowej oraz źródeł wytwarzania energii elektrycznej powinny bazować na rozwiązaniach rynkowych. Oznacza to, że mechanizmy rynku konkurencyjnego powinny generować sygnały ekonomiczne wywołujące pożądane inwestycje. Ze względu na charakter inwestycji energetycznych, które są na ogół kapitałochłonne, wskazywano na konieczność stworzenia sprzyjającego klimatu dla inwestycji długoterminowych. Wymaga to stabilności i przejrzystości uregulowań prawnych, gdyż przy nieustabilizowanym otoczeniu prawnym inwestorzy będą żądać zmniejszenia ryzyka poprzez kontrakty długoterminowe, które z natury ograniczają zakres rynku konkurencyjnego. Jako przykład nie akceptowalnego ryzyka regulacyjnego podawano stosowanie pułapów cenowych dla energii na rynku konkurencyjnym, które mogą spowodować zahamowanie procesów inwestycyjnych (np. casus Kalifornii).

Odpowiednie sygnały rynkowe dla inwestorów, oprócz długoterminowych trendów poziomów cen

1) Wszystkie dokumenty przedstawiane i przyjmowane na obradach tych dwu forów są dostępne na stronie internetowej Komisji Europejskiej <http://www.europa.eu.int/comm/energy>.

energii na rynku<sup>2)</sup>, istotne znaczenie mają opłaty za dostęp do sieci, które – jak podkreślano w dyskusji – powinny być regulowane w systemie *ex ante*. Ich oddziaływanie na inwestycje w zakresie źródeł energii elektrycznej może mieć znaczenie tylko wtedy, gdy będą nimi obciążane również przedsiębiorstwa wytwórcze. Stąd niezwykle istotne jest wypracowanie stosownego jednolitego systemu taryfowania dostępu do sieci (sieciowych usług przesyłowych) zawierającego zarówno komponent L (obciążenie odbiorców), jak i G (obciążenie wytwórców). Podział opłat za dostęp do sieci na komponenty G/L jest jeszcze dyskutowany. Rozporządzenie 1228/2003 wyraźnie mówi, aby opłaty G były mniejsze od opłat L. Niektóre kraje UE nie stosują jeszcze opłat dla wytwórców a w większości krajów opłaty dla odbiorców mają charakter opłat grupowych (system „znaczka pocztowego”).

W dokumencie strategicznym zbyt mało miejsca poświęcono wizji powiązania mechanizmów rynkowych z kryteriami ekologicznymi, co było przedmiotem krytyki niektórych uczestników Forum. Na to zagadnienie zwrócili uwagę również przedstawiciele Komisji Europejskiej informując o podjętych pracach nad wydaniem stosownych dokumentów prawnych, m.in. dotyczących emisji i obrotu pozwoleniami na emisję zanieczyszczeń.

Na X Forum obecni byli przedstawiciele Szwajcarii, którzy zadeklarowali współpracę tego kraju we wdrażaniu mechanizmów rynkowych w elektroenergetyce oraz wolę uwzględnienia w bilateralnych transakcjach przepisów Unii Europejskiej, w tym dotyczących TPA. Jest to istotne, gdyż system energetyczny Szwajcarii, która nie jest członkiem UE, jest niewrażliwy dla rozwoju jednolitego rynku energii elektrycznej w Europie kontynentalnej.

Obecna była również delegacja energetyków Rosji, która poinformowała uczestników o utworzeniu, w ramach dialogu pomiędzy Komisją Europejską a Rosją, grupy ekspertów do zbadania aspektów technicznych, ekonomicznych i prawnych synchronicznego połączenia systemów energetycznych Rosji i Unii Europejskiej. W tej sprawie ma dojść do spotkania „okrągłego stołu” w Moskwie w czasie rozmów o współpracy przemysłowej pomiędzy Rosją a UE. Przedstawiciele Komisji Europejskiej poinformowali, że jednym z celów Wspólnoty jest rozszerzenie rynku energii elektrycznej poza granice Unii Europejskiej w oparciu o zasadę wzajemności (*reciprocity*). Dialog z Rosją wpisuje się w tę ogólną strategię.

Wiele czasu w trakcie dyskusji na X Forum poświęcono problemom wdrażania Rozporządzenia 1228/2003 dotyczącego zasad dostępu do sieci w transgranicznym obrocie energią elektryczną. Komisja Europejska przed-

stawiła materiały dyskusyjne, które mają uzupełnić wytyczne stanowiące integralną część Rozporządzenia, dotyczące zarządzania ograniczeniami (*congestion management*), harmonizacji taryf za świadczenie usług przesyłowych, w tym sygnałów lokalizacyjnych w taryfach. W trakcie dyskusji zwrócono uwagę na konieczność umieszczenia w wytycznych uzupełniających zasad zapewniających maksymalizację wykorzystania istniejącej mocy przesyłowych poprzez stosowanie aukcji otwartych i ograniczonych. Niektóre organizacje energetyczne (IFIEC<sup>3)</sup> i GEODE<sup>4)</sup> zgłosiły wątpliwości co do skuteczności aukcji.

Duże rozbieżności pojawiły się w dyskusji na temat ujednoczenia opłat taryfowych G i L. Większość wyrażała pogląd, aby w pierwszym kroku ustalić jednakowe zagregowane opłaty G w krajowych systemach w granicach od 0 do wartości dodatniej mniejszej niż 50%. Eurelectric, Hiszpania i Niemcy wyraziły pogląd, aby w pierwszym kroku ujednoczyć opłaty G na poziomie 0 jako najlepiej oddające obecne warunki rynkowe. Generalnie wyrażano wątpliwości co do możliwego oddziaływania na wytwórców rynkowych sygnałów lokalizacyjnych w postaci zróżnicowanych opłat węzłowych G. Zaproponowano, aby od 1 lipca 2004 r., kiedy wchodzi w życie Rozporządzenie 1228/2003, jeszcze nie wprowadzać tego typu sygnałów lokalizacyjnych, natomiast monitorować działanie rynku w aspektach lokalizacyjnych i podjąć stosowne decyzje później.

Forum wyraziło pogląd, że standardy niezawodności zasilania powinny być ustalone dla wszystkich OSP w celu ujednoczenia warunków działania przedsiębiorstw energetycznych na rynku energii. Zadanie to ma być wykonane przez UCTE w ramach opracowywanego obecnie podręcznika eksploatacji sieci (*operational handbook*), który wkrótce będzie przedstawiony do publicznej dyskusji.

Jednym z poważniejszych problemów dyskutowanych na obradach X Forum był mechanizm wzajemnej kompensacji kosztów OSP w obrocie transgranicznym. Obecny mechanizm, w którym OSP eksportujące energię płać 0,5 Euro/MWh, obowiązuje do 31 grudnia 2003 r. Od 1 lipca 2004 r. będzie już obowiązywał mechanizm wg Rozporządzenia 1228/2003. Na okres od 1 stycznia 2004 r. ETSO przedstawiło zmodyfikowane zasady, w których rezygnuje się z opłat eksportowych, co jest zgodne z Rozporządzeniem. Nie wszystkie kraje zadeklarowały przystąpienie do tego systemu. Rezygnacja z opłat eksportowych będzie wymagać wprowadzenia opłat na pokrycie kosztów ograniczeń. Dalsze prace i uzgodnienia w tym zakresie pomiędzy

2) W dyskusjach wskazywano na małą przydatność lokalizacyjnych sygnałów cenowych energii na rynku krótkoterminowym (spot).

3) Międzynarodowa Federacja Przemysłowych Odbiorców Energii (IFIEC – International Federation of Industrial Energy Consumers).

4) Europejskie Zgrupowanie Przedsiębiorstw i Organizacji Dystrybucji Energii (GEODE – Groupement Européen des entreprises et Organismes de Distribution d' Energie).

Komisją Europejską, CEER a ETSO będą prowadzone, aby ustalić mechanizmy kompensacji po wejściu w życie Rozporządzenia.

### VII Forum Regulacji Gazownictwa (Forum Madryckie)

Wdrażanie nowej Dyrektywy 2003/55/EC dotyczącej zasad działania jednolitego rynku gazu w Unii Europejskiej, bieżące problemy funkcjonowania oraz rozwoju europejskiego rynku gazu były podstawowymi tematami dyskusji i ustaleń VII Forum Madryckiego. Wzięli w nim udział przedstawiciele aktualnej Prezydencji (Włoch) oraz Komisji Europejskiej (DGTREN), przedstawiciele rządów krajów członkowskich UE, Rady Europejskich Regulatorów Energetycznych (CEER – Council of European Energy Regulators), Europejskiego Stowarzyszenia Operatorów Przesyłu Gazu (GTE – Gas Transmission Europe), Europejskiej Unii Przemysłu Gazowniczego (Eurogas – the European Union of the Natural Gas Industry), Europejskiej Federacji Handlowców Energią (EFET – European Federation of Energy Traders), Europejskiego Stowarzyszenia dla Uporządkowania Obrotu Energią w Zakresie Gazu (EASEA Gas – European Association for Streamlining of Energy Exchange – Gas), Międzynarodowej Federacji Przemysłowych Odbiorców Energii (IFIEC – International Federation of Industrial Energy Consumers) oraz przedstawiciele innych organizacji użytkowników gazu (m.in. producentów energii elektrycznej, zakładów chemicznych) a także jako obserwatorzy przedstawiciele dostawców spoza UE, w tym Gazpromu.

W dyskusji wskazywano na widoczny postęp w rozszerzaniu europejskiego rynku gazu w okresie od wejścia w życie Dyrektywy 98/30/EC, lecz jednocześnie podkreślano niezadowalające tempo tego rozwoju w porównaniu do tempa rozwoju rynku energii elektrycznej. Krytyczne uwagi w tym zakresie zgłaszali przede wszystkim przedstawiciele użytkowników gazu oraz firm obrotu energią (Eurelectric i EFET).

Komisja Europejska przedstawiła wyniki drugiego przeglądu realizacji Wytycznych właściwego działania (*Guidelines for Good Practice*) na europejskim rynku gazu, z którego wynika niski jeszcze stopień wykorzystania TPA w praktyce. Jest to spowodowane przede wszystkim istniejącymi barierami funkcjonalnymi i technicznymi lecz również wadami samych Wytycznych, które niedostatecznie precyzyjnie określają zalecane sposoby postępowania podmiotów na rynku gazu. Z tego względu opracowano nową wersję Wytycznych, którą nazwano „Wytyczne właściwego stosowania TPA” (*Guidelines for Good TPA Practice*). Nowy dokument uzyskał akceptację VII Forum i został opublikowany wraz z Protokołem z Obrad VII Forum. Określa on:

- definicje pojęć stosowanych w transakcjach na rynku gazu;
- główne zadania i odpowiedzialność Operatorów Systemów Przesyłowych;

- sposób działania i zakres odpowiedzialności użytkowników sieci przesyłowych;
- sposób realizacji usług w zakresie TPA przez OSP;
- zasady alokacji mocy przesyłowych i zarządzania ograniczeniami;
- wymagania w zakresie przejrzystości usług świadczonych przez OSP;
- zalecaną strukturę taryf przesyłowych;
- zasady bilansowania systemu, określania opłat za odchylenia oraz rozliczeń bilansowych;
- zasady wtórnego obrotu nie wykorzystaną mocą przesyłową.

Uczestnicy Forum zgłosili potrzebę uzupełnienia Wytycznych o zagadnienia dostępu do magazynów gazu, które nie znalazły się w przyjętym dokumencie. Postanowiono, że w tym zakresie będzie opracowany odrębny dokument „Wytyczne właściwego stosowania TPA przez operatorów magazynów gazu” (*Guidelines for Good TPA Practice for Storage Operators*).

Użytkownicy gazu, którzy korzystają z TPA zgłosili zastrzeżenia do sposobu określania dostępnych mocy przesyłowych przez operatorów systemów przesyłowych. Uznano, że potrzebne jest działanie GTE w celu opracowania przejrzystych metod określania i alokacji dostępnych mocy przesyłowych, zwłaszcza w systemie „use-it-or-lose-it” (korzystaj lub trać).

Raport przedstawiciela Komisji o harmonizacji taryf wykazał, że większość krajów członkowskich UE przyjęła lub przyjmuje system taryf przesyłowych typu „wejście/wyjście”, co jest realizacją zasady niedyskryminacji podmiotów korzystających z sieci przesyłowych. Nieoczekiwanie z krytyką tego systemu wystąpili przedstawiciele GTE, którzy wskazywali na występujące w tym systemie trudności w zarządzaniu ograniczeniami sieciowymi, problemy z taryfowaniem tranzytów, zwłaszcza przez kilka systemów przesyłowych, oraz zbyt wysokie opłaty za przesył krótkodystansowy. Przedstawiciele Komisji, CEER i organizacji odbiorców gazu stwierdzili, że system taryf „wejście/wyjście” jest na tyle elastyczny, że wszystkie te problemy można rozwiązać nie zmieniając systemu taryf. Wymaga to określenia dla potrzeb sporządzenia taryf właściwych modeli rozplywów gazu w sieciach przesyłowych. Dalszy rozwój taryf będzie uwzględniał również specjalną strukturę opłat dla przesyłu krótkodystansowego, aby zapobiec opłacalności budowy odrębnych krótkodystansowych rurociągów przy istniejącym dostępie do sieci, co zmniejsza stopień jej wykorzystania i podwyższa koszty jednostkowe przesyłu.

Na szczególną uwagę zasługują prace podjęte przez nowe stowarzyszenie EASEA – Gas (European Association for Streamlining of Energy Exchange – Gas) w zakresie harmonizacji jednostek pomiarowych i innych parametrów transakcji pomiędzy uczestnikami rynku gazowego. Pierwsze wyniki uzyskały pozytywną ocenę Forum a przedstawiony plan działania (Action Plan), którego celem jest harmonizacja

warunków technicznych dostaw gazu w transakcjach międzynarodowych został przyjęty jako zadanie dla Forum.

\* \* \*

Dotychczas w pracach zarówno Forum Florencyjskiego, jak i Madryckiego, ze strony Polski uczestniczyli przedstawiciele URE, tylko jako obserwatorzy, oraz PSE SA jako przedstawiciele Centrelu. Wydaje się, że polskie firmy elektroenergetyczne i gazownicze w znacznie szerszym zakresie powinny uczestniczyć w europejskich stowarzyszeniach energetycznych, a odbiorcy – w euro-

pejskich organizacjach konsumenckich, aby móc czynnie uczestniczyć w pracach jednego i drugiego Forum i mieć możliwość wpływania na rozstrzygnięcia regulacyjne w Unii Europejskiej.



*Autor pełni obowiązki dyrektora Departamentu Promowania Konkurencji URE*

## STAN OBECNY I PRZYSZŁOŚĆ ELEKTROENERGETYKI W UE – WNIOSKI DLA POLSKI

Jacek Biedrzycki, Małgorzata Kozak

Liberalizacja rynku energii elektrycznej i gazu doprowadziła do szeregu zmian takich jak sposób organizacji i działania firm w sektorze, struktura zatrudnienia, struktura udziału poszczególnych źródeł energii pierwotnej w produkcji energii elektrycznej. Skutki implementacji dyrektyw energetycznych (dok. o kluczowym wpływie na przebieg liberalizacji), w szczególności spadek cen, zaczęły być odczuwalne nie tylko w samym sektorze ale również poza nim. Pojawiły się jednak nowe problemy związane z funkcjonowaniem wspólnego rynku energii elektrycznej, m.in. brak wystarczającej przepustowości sieci, niejednolite taryfy, zróżnicowane podatki.

Pomimo dużego postępu w liberalizacji (w 2003 r. rynki energii elektrycznej w kilku państwach członkowskich były „otwarte” w 100%<sup>1)</sup>) tempo zmian jest według władz unijnych niewystarczające. Wpływ sektora na funkcjonowanie całej gospodarki spowodował, iż realizacja m.in. strategii lizbońskiej nie jest możliwa bez przyśpieszenia zmian w sektorze. Odpowiedzią na te potrzeby było uchwalenie Dyrektywy 2003/54/WE Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie wspólnych zasad dla wewnętrznego rynku energii elektrycznej uchylającą Dyrektywę 96/92/WE<sup>2)</sup>, Dyrektywy 2003/55/WE Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie wspólnych zasad

dla wewnętrznego rynku gazu ziemnego uchylającą Dyrektywę 98/30/WE<sup>3)</sup> oraz Rozporządzenia 1228/2003 Parlamentu Europejskiego oraz Rady w sprawie warunków dostępu do sieci elektroenergetycznych w wymianie transgranicznej<sup>4)</sup>.

Dyrektywy miały zharmonizować rozwiązania stosowane w poszczególnych państwach członkowskich oraz doprowadzić do funkcjonowania jednolitego rynku energii elektrycznej i gazu w ramach Unii Europejskiej.

Obecnie, pomimo wysiłków instytucji unijnych oraz działań podejmowanych przez samych uczestników rynku i regulatorów państw członkowskich współpracujących w ramach Forum Florencyjskiego<sup>5)</sup> oraz Forum Madryckiego<sup>6)</sup>, trudno jest mówić jeszcze o istnieniu jednego wspólnego rynku energii elektrycznej, czy też gazu.

Elektroenergetyka w krajach UE zróżnicowana jest zarówno ze względu na **strukturę rzeczową** potencjału energetycznego, jak również z punktu widzenia **organizacji i funkcjonowania** rynku.

1) Austria, Dania, Finlandia, Niemcy, Hiszpania, Szwecja, Wielka Brytania.

2) 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, OJ L 176/37 15.07.2003.

3) Directive 2003/55/EC of the European Parliament and of the Council of 26 June 2003 concerning common rules for the internal market in natural gas and repealing directive 98/30/EC, OJ L 176/57 15.07.2003.

4) Regulation No 1228/2003/EC of the European Parliament and of the Council of 26 June 2003 on condition for access to the network for cross – border exchanges in electricity OJ L 176/1 15.07.2003.

5) Europejskie Elektryczne Forum Regulatorów.

6) Europejskie Gazowe Forum Regulatorów.

## Potencjał wytwórczy elektroenergetyki

Bez wątpienia za parametr opisujący potencjał wytwórczy elektroenergetyki o bardzo dużym znaczeniu uznać można wielkość **produkowanej energii elektrycznej**.

Szczegółowe dane nt. produkcji energii elektrycznej w UE prezentuje tabela 1. Zmiany w strukturze paliw pierwotnych używanych do produkcji energii elektrycznej są pochodną decyzji politycznych państw UE. Znaczący wpływ na strukturę udziału poszczególnych paliw pierwotnych w produkcji energii elektrycznej ma polityka Unii Europejskiej w dziedzinie ochrony środowiska oraz promocji odnawialnych źródeł energii. I tak, największy wzrost w produkcji na terytorium Wspólnoty Europejskiej

na przestrzeni 11 lat (porównując dane z 1990 r. w stosunku do 2001 r.) zanotowany został w źródłach wytwarzających energię przy wykorzystaniu słońca i wiatru (2051%), ciągle jednak nie ma ona znaczącego udziału w globalnej produkcji (1,08% ogólnej produkcji energii elektrycznej). Duży udział w produkcji energii pierwotnej ma gaz i energia atomowa. Sukcesywnie spada natomiast udział węgla oraz ropy naftowej jako pierwotnego źródła energii. W roku 2001 produkcja energii z węgla spadła o 12%, a ropy naftowej o 20% w stosunku do roku 1990.

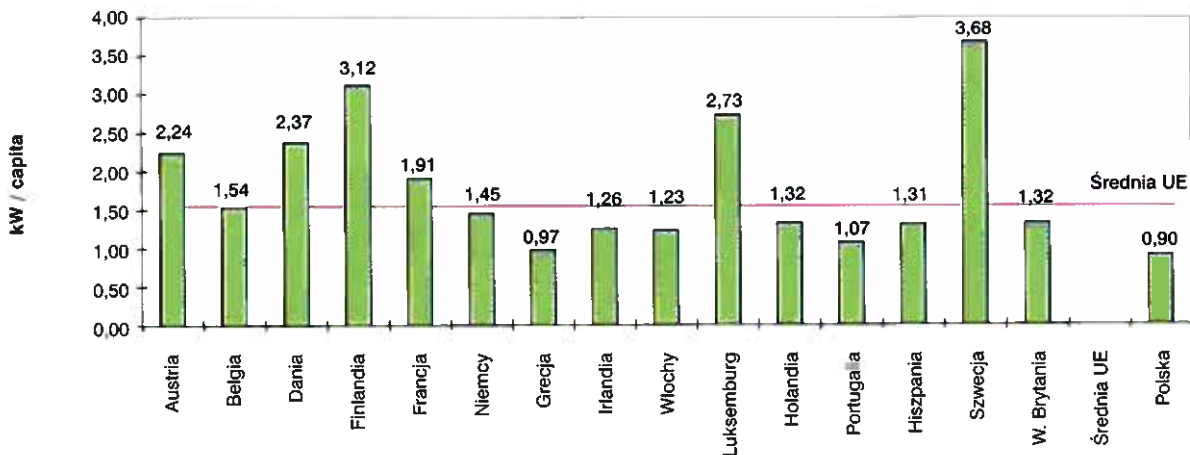
Innym ważnym parametrem opisującym potencjał elektroenergetyki jest **wielkość mocy zainstalowanych źródeł wytwórczych** w przeliczeniu na mieszkańca. Zróżnicowanie, jakie występuje w wielkości mocy zainstalowanej, przedstawia rysunek 1.

Tabela 1. Produkcja energii elektrycznej w TWh w Unii Europejskiej w podziale na rodzaje źródeł wytwarzania

	1973	1990	2001	2010	Wzrost w latach 1990-2001 [%]	Przeciętny roczny wzrost w latach 1973-2000 [%]
Produkcja łączna	1338,58	2141,67	2638,78	b.d.	23	2,4
Węgiel	525,86	801,37	704,46	622,08	- 12	1,1
Ropa naftowa	387,98	193,60	154,64	88,46	- 20	- 3,2
Gaz	115,07	147,55	468,85	896,96	217	5,2
Biomasa i odpady	6,03	14,45	50,40	b.d.	248	7,8
Elektrownie atomowe	67,83	720,19	889,35	845,94	23	9,9
Elektrownie geotermalne	2,48	3,25	4,61	6,11	41	2,5
Słoneczne, wiatrowe	0,56	1,33	28,62	b.d.	2051	15,0
Wodne	232,79	259,95	337,84	328,27	29	1,2

Źródło: Electricity Information 2002 with 2001 data, OECD/IEA 2002.

Rysunek 1. Moce wytwórcze (zainstalowane) w krajach UE w przeliczeniu na mieszkańca w 2001 r.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych IEA oraz *Benchmarking Report, Statistics and Project for the European Electricity Sector 1980-1990, 2000-2020 (Europrog 2002)*, Eurelectic, September 2002.

Największym potencjałem mocy w przeliczeniu na jednego mieszkańca dysponuje Szwecja oraz Finlandia. Również konsumpcja energii elektrycznej w przeliczeniu na jednego mieszkańca jest najwyższa w ww. państwach (szczegółowe dane znajdują się w tabeli 2). Istnieje korelacja pomiędzy wielkością mocy zainstalowanej a konsumpcją, wynika to przede wszystkim z faktu, iż każde z państw członkowskich dążyło w przeszłości do posiadania mocy wystarczających do zaspokojenia zapotrzebowania na energię (bezpieczeństwo energetyczne).

**Wielkość zużycia energii elektrycznej per capita**, która jest jedną z miar określających poziom dobrobytu w poszczególnych państwach przedstawia tabela 2.

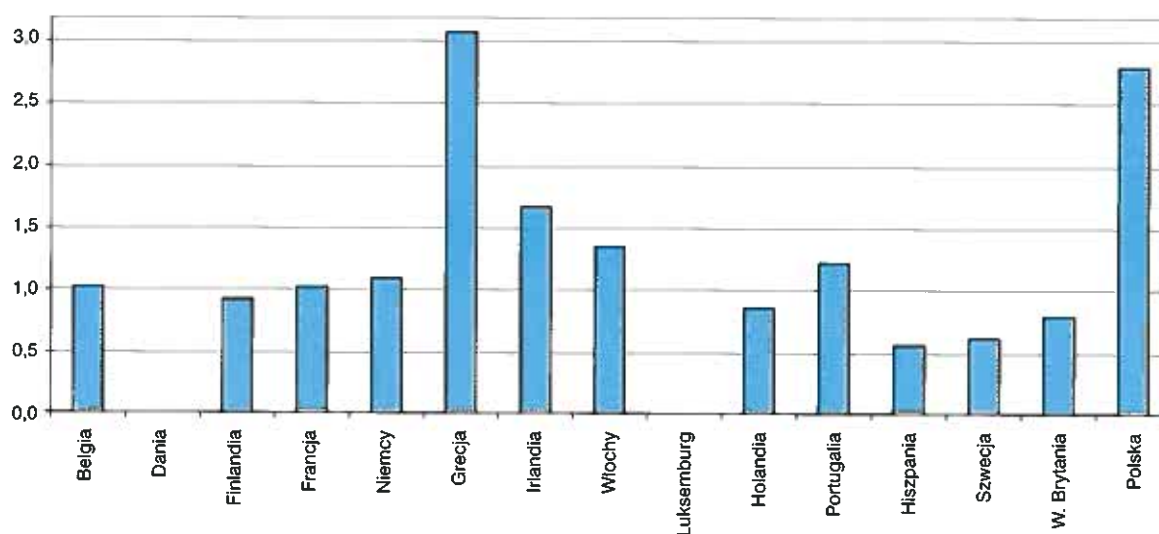
Wysokie zużycie energii elektrycznej charakteryzuje państwa zamożne, w których również stosowane są nowoczesne technologie, czego obrazem jest wielkość zatrudnionych w sektorze elektroenergetycznym na MW mocy zainstalowanej (patrz rysunek 2).

Tabela 2. Zużycie energii elektrycznej w państwach członkowskich UE oraz Polsce [kWh/per capita]

Kraj	1973	1990	2000	2005	2010
Austria	3 345	5 594	6 460	6 751	7 522
Belgia	3 518	5 819	7 565	6 944	7 479
Dania	3 207	5 522	6 083	5 978	6 075
Finlandia	5 777	11 826	14 582	15 645	16 195
Francja	2 783	5 205	6 375		7 442
Niemcy	3 964	5 736	5 968	6 261	6 606
Grecja	1 424	2 803	4 088	5 170	6 118
Irlandia	2 002	3 386	5 336	6 267	7 111
Włochy	2 248	3 785	4 730	5 339	6 324
Luksemburg	8 456	10 836	12 966	13 493	13 092
Holandia	3 301	4 920	6 154	6 666	7 196
Portugalia	947	2 379	3 837	4 475	5 191
Hiszpania	1 696	3 239	4 722	5 412	6 326
Szwecja	8 508	14 054	14 473	14 870	15 192
Wielka Brytania	4 147	4 769	5 506	6 014	6 274
<b>Unia Europejska</b>	<b>3 230</b>	<b>4 983</b>	<b>5 913</b>	<i>b.d</i>	<b>6 970</b>
Polska	1 746	2 525	2 512	<i>b.d</i>	<i>b.d</i>

Źródło: Electricity Information 2002 with 2001 data, OECD/IEA 2002.

Rysunek 2. Zatrudnienie w elektroenergetyce na MW mocy zainstalowanej



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych zawartych w *Commission Staff Working Paper, Second benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market (updated report incorporating Candidate Countries)*, Brussels 7.04.2003 oraz *Benchmarking Report, Statistics and Project for the European Electricity Sector 1980-1990, 2000-2020 (Europrog 2002)*, Eurelectric, September 2002.



W przypadku Polski obydwa ww. parametry, tj. wielkość zużycia energii elektrycznej per capita i liczba zatrudnionych w sektorze na MW mocy zainstalowanej, odbiegają znacząco od standardów funkcjonujących w najlepiej rozwiniętych krajach UE. Niskie zużycie energii elektrycznej per capita i wysoka liczba zatrudnionych w elektroenergetyce na MW mocy zainstalowanej świadczą o niskim poziomie dobrobytu w naszym kraju oraz o tym, że proces transformacji gospodarczej, a nade wszystko restrukturyzacji elektroenergetyki jest jeszcze ciągle przed nami.

**Koncentracja mocy wytwórczych** jest tym z parametrów opisujących potencjał wytwórczy, który mówi

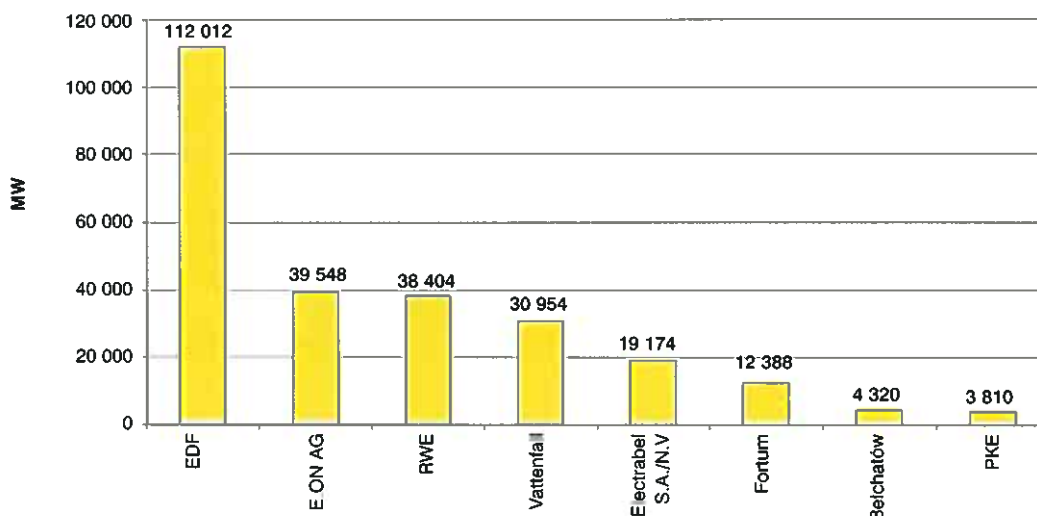
o możliwości zaistnienia konkurencji pomiędzy wytwórcami energii elektrycznej. Niestety w obszarze tym wbrew wysiłkom instytucji unijnych (Komisji Europejskiej, Europejskiego Trybunału Sprawiedliwości) nie udało się osiągnąć zadowalających efektów. W dalszym ciągu w większości państw UE utrzymuje się wysoki poziom koncentracji mocy wytwórczych. I tak w Grecji, Irlandii i Francji nie istnieje praktycznie konkurencja w sektorze wytwarzania. Po ok. 97% mocy zainstalowanych w ww. państwach należy do jednego wytwórcy. Duża koncentracja występuje również w Belgii (96% mocy zainstalowanych należy do dwóch spółek), Danii, Szwecji, Portugalii, Hiszpanii (w państwach tych powyżej

Tabela 3. Moce zainstalowane jednostek wytwórczych wybranych europejskich koncernów energetycznych

		Atom	Woda	Gaz	Węgiel	Ropa	Inne	Razem
Electrabel, S.A./N.V	Belgia	3 448	1 259	1 491	2 971	3 584	8	12 760
	Niemcy				135			135
	Holandia			3 183	596	847		4 626
	Polska				1 654			1 654
	Ogółem	3 448	1 259	4 674	5 356	4 431	8	19 174
Fortum	Finlandia	1 431	1 381	317	1 625		476	5 230
	Niemcy			240	375			615
	Szwecja	1 980	3 430		129		788	6 327
	W. Brytania			216				216
	Ogółem							12 388
EDF	Belgia	16	7	2		80		106
	Finlandia		27			32		59
	Francja	62 950	23 380	165	4 471	11 592		102 558
	Niemcy	1 706	152	443	303			2 605
	Polska				1 243			1 243
	Szwecja		226					226
	W. Brytania			805	4 411			5 216
	Ogółem							12 012
E.ON AG	Finlandia		27	19	306	3	34	389
	Niemcy	8 437	2 854	3 066	9 306	11 520	66	24 881
	Holandia			730	1 040			1 770
	Szwecja	2 535	2 118	358				5 011
	W. Brytania		56	1 928	3 940	1 574		7 498
	Ogółem							39 548
RWE	Niemcy	5 498	3 326	3 880	18 757		190	31 650
	W. Brytania			4 847		1 907		6 754
	Ogółem							38 404
Vattenfall	Finlandia		135	12			4	151
	Niemcy	1 622	1 861	968	8 442	1 000		13 893
	Polska				541			541
	Szwecja	7 234	8 528	272		312	23	16 369
	Ogółem							30 954
Belchatów	Polska				4 320			4 320
PKE	Polska				3 810			3 810

Źródło: opracowanie własne na podstawie *Market Power in Power Markets: Restructuring in Nordic and Northern Europe and Use of Concentration Measures*, Cambridge Energy Research Associates Inc. Cambridge, Massachusetts 6.11.2002.

Rysunek 3. Moce zainstalowane w wybranych europejskich koncernach energetycznych



Źródło: opracowanie własne na podstawie *Market Power in Power Markets: Restructuring in Nordic and Northern Europe and Use of Concentration Measures*, Cambridge Energy Research Associates Inc. Cambridge, Massachusetts 6.11.2002.

78% mocy zainstalowanych należy do trzech spółek). Najmniejsza koncentracja mocy wytwórczych występuje w Wielkiej Brytanii – trzy największe spółki wytwórcze posiadają łącznie jedynie 36% mocy zainstalowanych ogółem<sup>7)</sup>.

W tym aspekcie polska elektroenergetyka przedstawia się stosunkowo korzystnie, bowiem trzy największe przedsiębiorstwa wytwórcze mają łącznie 47-procentowy udział w globalnej mocy zainstalowanej polskich źródeł wytwórczych. Zatem przynajmniej potencjalnie istnieje miejsce na konkurencję w podsektorze wytwarzania.

Prowadząc rozważania nad koncentracją mocy wytwórczych wspomnieć należy przy tym o największych europejskich koncernach energetycznych, albowiem to one są głównymi graczami na europejskim rynku energii. Zauważyć należy, że koncerny te prowadzą bardzo silną ekspansję w innych państwach członkowskich (niż te z których pochodzą), przejmując tam najpierw moce wytwórcze (spółki przesyłowe zwykle pozostają pod kontrolą danego państwa członkowskiego). Tabela 3 oraz rysunek 3 przedstawiają wielkość mocy zainstalowanych należących do poszczególnych koncernów energetycznych, które działają na rynkach połączonych<sup>8)</sup>.

7) *Commission Staff Working Paper, Second benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market (updated report incorporating Candidate Countries)*, Brussels 7.4.2003.

8) Rynki połączone to rynki, na których jedynym ograniczeniem w wymiarze transgranicznej jest przepustowość istniejących sieci. Przeciwnieństwem rynków połączonych są rynki izolowane, gdzie występuje szereg barier uniemożliwiających budowę połączeń transgranicznych.

**Siła rynkowa poszczególnych koncernów** jest bardzo duża, a ich działalność nie jest ograniczona jedynie do wytwarzania energii elektrycznej. Wszystkie największe koncerny energetyczne działają jako grupy kapitałowe (kontrolowane przez państwo<sup>9)</sup> lub gminy<sup>10)</sup>), obejmując swoim działaniem wiele rodzajów działalności, takich jak usługi wodno-kanalizacyjne, czy teleinformatyczne. Niektóre z nich działają również na rynku gazu ziemnego. Część z koncernów działa również poza granicami Europy. Do koncernów tych zaliczyć można m.in. nie przedstawiony w niniejszym opracowaniu hiszpański koncern Endesa. Koncern ten pominięto ze względu na fakt, że działa on głównie na izolowanym od reszty kontynentu iberyjskim rynku energii oraz w Ameryce Południowej. Niemniej jednak wielkość i skala działalności tego koncernu zasługują na uznanie.

Dla przedstawionych koncernów obroty i sprzedaż detaliczna w roku 2001 przedstawiają się następująco:

- największy obrót wypracował E.ON AG – 79 664 mln €<sup>11)</sup>; obroty w obszarze działalności związanych z energią elektryczną – 18 449 mln €; sprzedaż detaliczna ogółem – 318,2 mld kWh; liczba odbiorców w Europie – 25 mln (w tym 12 mln w Niemczech),
- obroty koncernu RWE ogółem – 62 878 mln € (w obszarze działalności związanych z energią elek-

9) Fortum – 61% Skarb Państwa Finlandii, EdF – 100% Skarb Państwa Francji, Vattenfall – 100% Królestwo Szwecji.

10) Odnosi się do koncernów niemieckich.

11) Dane finansowe zaczerpnięte z *Market Power in Power Markets: Restructuring in Nordic and Northern Europe and Use of Concentration Measures*, Cambridge Energy Research Associates Inc. Cambridge, Massachusetts 6.11.2002.

- tryczną – 22 144 mln); sprzedaż detaliczna ogółem – 255 mld kWh,
- łączne obroty EDF – 40 716 mln €; globalna sprzedaż detaliczna – 470 mld kWh (407 mln kWh sprzedano we Francji); liczba odbiorców – 42,9 mln (z czego 31 mln we Francji),
  - obroty Electrabel S.A/N.V – 12 580 mln €; roczne obroty w obszarze działalności powiązanych z energią elektryczną – 6 638 mln €; globalna sprzedaż detaliczna – 106 mld kWh,
  - obroty Fortum (Finlandia) – 10 410 mln € (w tym w obszarze działalności związanych z energią elektryczną – 1 069 mln €); globalna sprzedaż detaliczna – 65,1 mld kWh; globalna liczba klientów – 1,326 mln,
  - łączne obroty Vattenfall – 7 449 mln €; w obszarze działalności związanych z energią elektryczną – 6 856 mln €; sprzedaż detaliczna ogółem – 150 mld kWh.

### Organizacja i funkcjonowanie rynku

Podsektory przesyłania i dystrybucji mają charakter monopoli naturalnych, zatem wprowadzenie zasady dostępu strony trzeciej (ang. *third party access* – TPA) ma umożliwić funkcjonowanie konkurencji w całym sektorze elektroenergetycznym. Zasada ta pozwala na zakup energii elektrycznej bezpośrednio u wytwórcy, rola operatora systemu przesyłowego ogranicza się tylko do przesłania zakupionej energii. W większości państw członkowskich istnieje tylko jedna spółka przesyłowa<sup>12)</sup>. Zdecydowanie większe zróżnicowanie poszczególnych rynków występuje, jeśli weźmiemy pod uwagę ilość spółek dystrybucyjnych. Największa ich liczba występuje w Niemczech – 880, w Hiszpanii, Szwecji oraz we Włoszech liczba spółek przekracza 200. We Francji istnieje 172 dystrybutorów. Stosunkowo mała ich liczba występuje na bardzo konkurencyjnym rynku w Wielkiej Brytanii – 15. Najmniej spółek dystrybucyjnych istnieje w Grecji, Irlandii i Portugalii.

Ilość dystrybutorów działających na danym rynku jest konsekwencją organizacji sektora – np. w Niemczech początkowo spółki dystrybucyjne były tworzone przez gminy.

Sposób organizacji sektora przed rozpoczęciem liberalizacji, czyli tworzenie spółek prowadzących łącznie działalność polegające na przesyłaniu i obrocie lub dystrybucji i obrocie oraz wytwarzaniu, uniemożliwił funkcjonowanie konkurencji. Dyrektywa 96/98/WE<sup>13)</sup> wprowadziła obowiązek rozdzielenia poszczególnych działalności – w szczególności chodziło o wyodrębnienie i zagwarantowanie niezależności operatora systemu przesyłowego. Dyrektywa 2003/54/WE rozszerza ten obowiązek o operatorów systemu dystrybucyjnego.

Otwarcie rynku, czyli przyznanie odbiorcom prawa do samodzielnego wyboru swojego dostawcy powoduje, iż coraz więcej podmiotów zaczyna brać udział w handlu energią.

Na europejskich rynkach energii istnieją obecnie **trzy podstawowe formy prowadzenia handlu energią elektryczną<sup>14)</sup>**:

- poole energetyczne,
- giełdy energii,
- umowy dwustronne.

*Poole energetyczne* charakteryzują się tym, że<sup>15)</sup>:

- operator systemu centralnie kieruje realizacją umów – niejednokrotnie operator systemu przesyłowego (OSP) ma formalną kontrolę nad poolem,
- wytwórcy i dostawcy są zobligowani do uczestnictwa w poolu celem zapewnienia, że rynek konkurencyjny jest dostępny dla jego nowych uczestników.

Z drugiej strony uczestnictwo podczas zawierania umów dwustronnych oraz transakcje na giełdach energii prowadzone są na zasadzie dobrowolności i są zarządzane raczej przez niezależne podmioty niż przez OSP. Współistnienie trzech ww. form rynkowych jest rzeczą powszechną. I tak w Anglii i Walii przed wprowadzeniem nowych rozwiązań w zakresie handlu energią elektryczną istniał obowiązkowy pool, handel dwustronny za pośrednictwem CfDs (contracts for differences) oraz ujednolicony obrót terminowy przy użyciu terminowych kontraktów na handel energią.

Funkcjonowanie rynków giełdowych zależy od liczby uczestników oraz od wolumenu obrotu. Duża ilość uczestników jest warunkiem koniecznym lecz niewystarczającym do tego by uniknąć manipulowania rynkiem. Liczba uczestników zależy od kilku czynników włączając poziom liberalizacji i ujawnianie/publikowanie informacji na rynku. Ogólną liczbę uczestników na europejskich rynkach hurtowych przedstawia tabela 4 (str. 54).

Na płynność giełdy energii, poza ilością uczestników, wpływa wolumen sprzedaży. Do giełd energii, na których handluje się znaczącymi ilościami energii elektrycznej należą:

- brytyjski (obowiązkowy) pool, do końca marca 2001 r.,
- hiszpański OMEL,
- skandynawski Nord Pool.

Handel na innych rynkach ciągle jest mały, choć ma tendencję wzrostową.

*Pozagiełdowy hurtowy rynek energii elektrycznej (umów dwustronnych)*. Większość transakcji długoterminowych na europejskim rynku energii odbywa się poprzez umowy dwustronne, same giełdy energii i to co

12) Wyjątkiem jest Austria – 3, Dania – 2, Niemcy – 4, Wielka Brytania – 4.

13) Dyrektywa 96/98/WE w sprawie wspólnych zasad wewnętrznego rynku energii elektrycznej, OJ L 027, 30.01.1997 r.

14) EC DG TREN, *Electricity liberalisation indicators in Europe*, OXERA Consulting Ltd, October 2001.

15) Ibidem.

Tabela 4. Liczba podmiotów uczestniczących w giełdach energii

Giełda	Liczba uczestników		Liczba uczestników w kraju z mocami wytwórczymi
APX	Rynek spot	32	11
	Rynek bilansujący	16	
EEX <sup>1</sup>	Ogółem	111	b.d.
	Rynek spot	97	
	Rynek terminowy (finansowy)	44	
Nord Pool	Ogółem	277	b.d.
OMEL	Ogółem	41	5
	Z czego		
	- Wytwórcy	5	
	- Spółki obrotu	7	
	- Firmy dystrybucyjne	8	
	- Firmy komercyjne	12	
	- Uprawnieni odbiorcy	2	
- Kupcy zewnętrzni	7		
UK Electricity Pool <sup>2</sup>		104	27
UKPX		40	27
GE SA	Rynek Dnia Następnego	41	b.d.
	Terminowy Rynek Finansowy (13 uczestniczy także w RDN)	14	
	Razem	42	

1 – Giełda powstała pomiędzy kwietniem a majem 2002 r. w wyniku fuzji pomiędzy dwoma wcześniejszymi giełdami EEX – Frankfurt i LPX – Lipsk.

2 – Istniał od 31 marca 1990 r. do 26 marca 2001 r.

Źródło: EC DG TREN, *Electricity liberalisation indicators in Europe*, OXERA Consulting Ltd, October 2001, [www.polpx.pl](http://www.polpx.pl) oraz [www.lpx.de](http://www.lpx.de).

się na nich dzieje, nie odzwierciedla w całości kształtu europejskiego rynku energii elektrycznej.

Handel na rynkach poza giełdowych charakteryzuje się między innymi:

- dwustronnymi rozmowami handlowymi,
- produktami dopasowanymi do indywidualnych potrzeb,
- stosunkowo wysokim ryzykiem nie wywiązania się z kontraktów,
- niższymi kosztami transakcji niż w przypadku giełd,
- nieprzejrzystymi cenami.

Z tego samego powodu ceny energii z samych giełd nie odzwierciedlają w wystarczającym stopniu rozwoju cen elektryczności w Europie. Obrót kontraktami OTC (*over the counter* – poza giełdowymi) jest różny w różnych krajach i kreuje inne ceny dla rynków krótko- i długoterminowych. Teoretycznie ceny z rynku spot giełd energii i cen z transakcji poza giełdowych winny być zbliżone z powodu ich substytucyjności.

Z uwagi na fakt, że na pozagiełdowym rynku hurtowym transakcje zawierane są pomiędzy kontrahentami, brak jest wyczerpujących informacji na jego temat (kontrakty są bowiem poufne). Brak jest oficjalnych

źródeł danych nt. wielkości kontraktów krótko- i długoterminowych a baza danych cenowych oparta jest na pełnej dobrowolności.

Rynek detaliczny jest tą częścią rynku energii elektrycznej, w której dostawcy energii oferują odbiorcom jej dostawę. Elementami, którymi dostawcy konkurują między sobą o klienta, są cena i warunki dostawy. Istotnym czynnikiem wpływającym na ten segment rynku jest dostęp do sieci. Rynek winien przekazywać bodźce skłaniające do wyboru najlepszej lokalizacji w sieci, czym wskazywałby miejsca pod nowe inwestycje. Tak więc wszyscy uczestnicy rynku muszą mieć równoprawny dostęp do sieci przesyłowych i rozdzielczych.

Struktura rynku dostaw detalicznych oraz jego konkurencyjność są do pewnego stopnia pochodną dwóch czynników:

- po pierwsze, poziomu konkurencji na rynku hurtowym,
- po drugie, historycznej struktury w odniesieniu do liczby przedsiębiorstw dystrybucyjnych, która będzie miała wpływ na liczbę dostawców.

Ogólnie ujmując, *poziom aktywności odbiorców*

podniósł się w ostatnim okresie. Wielka Brytania, kraj o stosunkowo długiej historii konkurencji przoduje w ilości zmienionych dostawców. W innych państwach członkowskich dokonał się duży postęp w obszarze dużych odbiorców, którzy bądź to zmienili dostawcę, bądź przynajmniej renegotjowali umowę z dotychczasowym dostawcą. Niemniej jednak zmiana ta odbywa się zwykle w obrębie państwa odbiorcy.

### Ku wspólnemu rynkowi energii elektrycznej

Gdy mówimy o wspólnym rynku energii elektrycznej myślimy na ogół o międzysystemowej (międzynarodowej) wymianie (handlu) energii. Tymczasem w roku 2002 fizyczna wymiana międzysystemowa wyniosła w krajach UE jedynie ok. 9% konsumpcji energii elektrycznej ogółem. Taki poziom wymiany uznać można za odległy od prawdziwego konkurencyjnego wspólnego rynku<sup>16)</sup>.

Prawidłowe funkcjonowanie wspólnego rynku energii elektrycznej jest niemożliwe bez istnienia wystarczającej *infrastruktury technicznej*. Stworzenie funkcjonującego, w pełni jednolitego rynku energii elektrycznej zależy w dużym stopniu od zwiększenia mocy połączeń międzysystemowych pomiędzy państwami członkowskimi oraz od lepszego jej użytkowania.

Komisja Europejska opublikowała w grudniu 2001 r. „Komunikat w sprawie europejskiej infrastruktury energetycznej”<sup>17)</sup>, gdzie zaproponowała szereg działań, które są niezbędne w celu poprawy stanu infrastruktury energetycznej w UE. Podzielono je na grupy w następujących pięciu obszarach:

- Zapewnienie stabilności regulacyjnej i korzystnego traktowania inwestycji w nową infrastrukturę ustalając tym samym cel dla wszystkich państw członkowskich, aby moc połączeń międzysystemowych osiągnęła co najmniej 10% mocy zainstalowanych ich źródeł wytwórczych.
- Poprawa wykorzystania istniejącej infrastruktury poprzez inne „działania strukturalne”, np. poprawę koordynacji działań pomiędzy OSP.
- Przeorientowanie pomocy finansowej Wspólnoty w stronę priorytetowych projektów poprzez zaproponowaną zmianę „Wytycznych w sprawie transeuropejskich sieci energetycznych” (TEN-Energy Guidelines)<sup>18)</sup> i podniesienie pułapu możliwego współ-

finansowania przez UE z 10% do 20% całkowitych kosztów Priorytetowych Projektów.

- Zapewnienie świadomości/wiedzy politycznej i zaangażowanie na poziomie wspólnotowym i narodowym.

- Istnienie wystarczających zdolności przesyłowych gazu pomiędzy UE a państwami wydobywającymi.

Rada Europejska uzgodniła (w Barcelonie<sup>19)</sup>) także cel osiągnięcia 10-procentowej mocy elektroenergetycznych połączeń międzysystemowych przez państwa członkowskie do 2005 r. Przynaglała ona także do przyjęcia do końca 2002 r. zaproponowanej zmiany „Wytycznych...” i towarzyszących zasad finansowania transeuropejskich sieci energetycznych. Następnie Rada ds. Energii i Przemysłu (Energy and Industry Council) osiągnęła polityczne porozumienie w sprawie zmiany „Wytycznych...”, która to zmiana czeka na opinię Parlamentu Europejskiego. Jednak zatwierdzenie przez Radę ds. Energii i Przemysłu sugerowanego wzrostu (do 20%) maksymalnego pułapu współfinansowania kosztów wdrażania projektów ciągle nie jest rozstrzygnięte.

Kolejnym problemem ograniczającym wymianę handlową są *opłaty transgraniczne*, duże zróżnicowanie taryf i ich nawarstwianie się (ang. *panckaing*) oraz wysokie opłaty za usługi bilansujące.

Pomimo występujących problemów, postęp w liberalizacji rynków energii jest znaczny, jednak w opinii instytucji unijnych – niewystarczający. Kolejne zmiany w funkcjonowaniu rynku energii elektrycznej będą związane z implementacją dyrektywy 2003/54/WE przez poszczególne państwa członkowskie. Zmieni ona obraz sektora, przede wszystkim ze względu na obligatoryjne otwarcie rynków dla wszystkich odbiorców z dniem 1 lipca 2007 r. Ujednolicone zostaną zasady dostępu do sieci – w obrębie Unii Europejskiej będzie funkcjonowała jedynie zasada regulowanego dostępu do sieci. Istotną rolę w kształtowaniu sektora mają prace Forum Florenckiego, a przede wszystkim działania na rzecz zniesienia opłat transgranicznych, harmonizacji narodowych taryf przesyłowych (występuje bardzo duże zróżnicowanie zarówno pod względem sposobu ich konstrukcji, jak i kosztów przyjmowanych jako uzasadnione), poprawy zarządzaniem przeciążeniami w wymianie międzynarodowej. Forum Florenckie odnotowało potrzebę zarówno opracowania, wspólnych dla wszystkich operatorów systemów przesyłowych, standardów niezawodności i bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, jak również dostosowania się do nich wszystkich użytkowników sieci przesyłowych. Podczas obrad Forum propozycja standardów została przedstawiona przez przedstawicieli Unii Koordynacyjnej Przesyłu Energii Elektrycznej (*Union for the Coordination of Transmission of Electricity* – UCTE). Forum

16) Więcej informacji: Commission staf working paper, *Second benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market (updated report incorporating Candidat Countries)*, Brussels, 7.04.2003.

17) Report from the Commission to the European Parliament, the Council, the Economic and Social Committee and the Committee of the Regions on the implementation of the guidelines for Trans-European Energy Networks in the period 1996-2001, Brussels, 20.12.2001.

18) Report from the Commission to the European Parliament, the Council, the Economic and Social Committee and the Committee of the Regions on the implementation of the guidelines for Trans-European Energy Networks in the period 1996-2001, Brussels, 20.12.2001.

19) Szczyt Rady Europejskiej w marcu 2001 r.

zaleciło kontynuację pracy w celu ustanowienia pełnego zakresu standardów i nadania im formy obowiązujących przepisów<sup>20)</sup>.

### Perspektywy rozwoju i wnioski dla Polski

Według Międzynarodowej Agencji Energetycznej (*International Energy Agency* – IEA) zmieni się struktura udziałów pierwotnych źródeł energii w ogólnej ilości produkcji energii. W roku 2010 w stosunku do 2001 produkcja energii elektrycznej oparta na wykorzystaniu gazu zwiększy się o ok. 91%, a produkcja energii z biomasy zwiększy się o 32%. Spadnie produkcja energii wytwarzanej z ropy naftowej o 42%, z węgla o 13%, w elektrowniach atomowych o 4% oraz w elektrowniach wodnych o 2%<sup>21)</sup>. Tak duża zmiana struktury paliw pierwotnych wykorzystywanych do produkcji energii elektrycznej wynika z planów redukcji emisji zanieczyszczeń, tj. np. zastępowania elektrowni pracujących na węglu elektrowniami opalnymi paliwami uznawanymi za bardziej przyjazne dla środowiska.

W miarę rozwoju rynku zmieniać się będzie również obszar regulacji energetyki, który winien coraz to bardziej nasilać swoje działania w kierunku:

- wspierania płynności rynku,
- zapewnienia jego przejrzystości,
- usprawniania dostępu do sieci i mocy połączeń międzysystemowych,
- zachęcania do dobrego zarządzania oraz ograniczania niewłaściwych zachowań,

- unikania stwarzania barier biurokratycznych lub zniekształcania rynku.

\*\*\*

Ewolucja sektora elektroenergetycznego w państwach członkowskich Unii silnie wpływa na funkcjonowanie sektorów państw ubiegających się o członkostwo. Polska implementując dotychczasowy dorobek prawny zmieniła kształt oraz sposób funkcjonowania sektora. W trakcie liberalizacji wystąpiły podobne problemy, które musiały rozwiązać państwa członkowskie, w szczególności problem kosztów osieroconych (ang. *stranded costs*) – w przypadku Polski są to koszty kontraktów długoterminowych, których istnienie blokuje rozwój konkurencyjnego rynku. Problem niedoboru mocy połączeń międzysystemowych jest także problemem rodzącego się w Polsce rynku. Moc połączeń międzysystemowych po stronie importowej szacuje się na ok. 8% zainstalowanych mocy wytwórczych. W tym aspekcie rychle przystąpienie Polski do UE może być szansą na pozyskanie dodatkowych środków na rozwój tychże połączeń. Ponadto nie należy przeceniać potencjału wytwórczego polskich elektrowni. Pomimo znaczącej nadwyżki mocy zainstalowanej część z istniejących mocy jest przestarzała i będzie wymagała zastąpienia. W tym kontekście istotne jest rozważenie jakie paliwo pierwotne będzie najbardziej opłacalne dla polskiej gospodarki.

Ponadto dysproporcja siły ekonomicznej pomiędzy europejskimi koncernami a polskimi przedsiębiorstwami

Tabela 5. Prognoza wielkości mocy zainstalowanych i produkcji energii elektrycznej w latach 2005-2020 w Polsce

	Roczna produkcja energii elektrycznej w podziale na energię pierwotną (TWh)			Maksymalne moce zainstalowane źródeł wytwórczych (MW)		
	2005	2010	2020	2005	2010	2020
Nuklearna	0,0	0,0	0,0	0	0	0
Ciepłne tradycyjne	125,7	125,3	136,2	31 839	33 306	32 790
Węgiel kamienny	66,3	59,3	73,1	20 810	21 871	19 498
Węgiel brunatny	51,2	51,5	37,8	8 326	7 729	6 437
Olej opałowy	0,0	0,0	0,0	0	0	0
Gaz Ziemny	8,2	14,5	25,4	2 703	3 706	6 855
Gaz Odzyskany	0,0	0,0	0,0	0	0	0
Wielopaliwowe	0,0	0,0	0,0	0	0	0
Woda	4,5	6,2	8,3	2 273	2 661	3 130
Inne odnawialne	0,7	4,2	10,5	313	1 712	3 961
Nie wymienione	0,0	0,0	0,0	0	0	0
Razem	130,9	135,7	155,0	34 425	37 679	39 881

Źródło: opracowanie własne na podstawie Benchmarking Report, *Statistics and Project for the European Electricity Sector 1980-1990, 2000-2020* (Europrog 2002), Eurelectic, September 2002.

20) Więcej na ten temat w artykule dr M. Dudy *Aktualne problemy rozwoju jednolitego rynku konkurencyjnego energii elektrycznej w Europie*, Biuletyn URE nr 1/2003.

21) Obliczenia własne na podstawie prognoz IEA zawartych w *Electricity information 2002 with 2001 data*, OECD/IEA, 2002.

elektroenergetycznymi sprawia, że trudno jest niestety mówić o możliwości konkurowania z nimi polskich wytwórców szczególnie, że część z nich zainteresowana jest polskim podsektorem wytwarzania.

Dane przedstawione na rysunku 2 (zatrudnienie na MW zainstalowanej mocy) wskazują na stosunkowo niską wydajność pracy w polskim sektorze elektroenergetycznym, co jest odzwierciedleniem problemów związanych z restrukturyzacją branży. Wskaźnik ten oznacza również wysoki koszt pracy w sektorze, co może utrudniać skuteczną konkurencję ze strony polskich wytwórców energii elektrycznej.

W celu zobrazowania prognoz rozwoju polskiego podsektora wytwarzania energii elektrycznej przytoczyć można dane zawarte w tabeli 5.

Z danych przedstawionych w tabeli wynika, że i w Polsce wystąpi tendencja do alokacji mocy wytwórczych w kierunku takich paliw jak gaz ziemny czy odnawialne źródła energii.

Odwolując się do ww. informacji stwierdzić można, że konieczność rozbudowy połączeń międzysystemowych, odtworzenia mocy wytwórczych przy uwzględnieniu konieczności wdrażania nowych, czystszych technologii wymagała będzie od polskiej elektroenergetyki znaczącego wysiłku finansowego i organizacyjnego. Ponadto działania w kierunku zwiększenia konkurencyjności polskiej elektroenergetyki poprzez zwiększenie jej efektywności wymagać będą kontynuowania przemian zachodzących w przedsiębiorstwach elektroenergetycznych.

#### Literatura:

1. Sully Hunt, *Making competition work in electricity*, John Wiley & Sons, Inc., New York, 2002.
2. Władysław Mielczarski, *Rynki energii elektrycznej. Wybrane aspekty techniczne i ekonomiczne*, ARE SA, Warszawa 2000.
3. P. Jasiński i T. Skoczny, *Studia nad integracją europejską. Elektroenergetyka*, Centrum Europejskie UW i Regulatory Policy Research Centre, University of Oxford, Warszawa 1996.
4. *Competition in electricity markets*, IEA, Paris 2001.
5. EC DG TREN, *Electricity liberalisation indicators in Europe*, OXERA Consulting Ltd, October 2001.
6. *Regulatory aspects of electricity trading in Europe*, Eurelectric, Brussels 2003.
7. Commission staff working paper, *Second benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market (updated report incorporating Candidate Countries)*, Brussels, 7.04.2003.
8. European Interconnection: State of the Art. 2002 (SYSTINT Annual Report), Eurelectric, Brussels 2002.
9. Report from the Commission to the European Parliament, the Council, the Economic and Social Committee and the Committee of the Regions on the implementation of the guidelines for Trans-European Energy Networks in the period 1996-2001, Brussels, 20.12.2001.



Jacek Biedrzycki



Małgorzata Kozak

Autorzy są pracownikami Departamentu Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych URE

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

# STAN OBECNY I PRZYSZŁOŚĆ SEKTORA GAZOWEGO W UE – WNIOSKI DLA POLSKI

Andrzej Sanderski, Piotr Seklecki

## Struktura produkcji i konsumpcji gazu ziemnego w krajach UE

Rynek gazowy krajów członkowskich Unii Europejskiej rozwija się bardzo dynamicznie. Świadczy o tym fakt, iż zużycie gazu ziemnego w krajach Unii Europejskiej rośnie systematycznie od początku lat 60. Obecnie państwa UE zaspokajają poprzez import 2/3 swych potrzeb na paliwa. Udział gazu w zużyciu paliw wynosi ok. 25%, natomiast prognozy Komisji Europejskiej mówią o blisko 70% udziale w roku 2020<sup>1)</sup>. Ten trend spowodowany jest coraz większym zapotrzebowaniem sektora elektroenergetycznego na paliwa gazowe, gdzie są one coraz szerzej wykorzystywane w produkcji energii.

W 2002 r. zużycie gazu w krajach UE wyniosło ok. 386 mld m<sup>3</sup>, a największą konsumpcję gazu zanotowano w Wielkiej Brytanii (94,5 mld m<sup>3</sup>), Niemczech (82,6 mld m<sup>3</sup>) oraz Francji (42,8 mld m<sup>3</sup>).<sup>2)</sup> Z kolei produkcja gazu wyniosła ok. 209 mld m<sup>3</sup>, z czego 86% pochodziło od trzech największych producentów: Wielkiej Brytanii (103 mld m<sup>3</sup>), Holandii (60 mld m<sup>3</sup>) oraz Niemiec (17 mld m<sup>3</sup>).

Wśród głównych dostawców gazu na rynek unijny wymienić należy przede wszystkim Rosję, której sprzedaż gazu wyniosła w 2002 r. 75 mld m<sup>3</sup>. Jej największymi odbiorcami były Niemcy (ok. 42%), Włochy (26%) oraz Francja (15%). Umocniła się również na rynku europejskim pozycja Algierii, która poprzez firmę Sonatrach sprzedała 50 mld m<sup>3</sup> gazu, z czego 59% zostało dostarczone rurociągami do Włoch, Hiszpanii i Portugalii, natomiast 41% w formie LNG do Francji, Hiszpanii, Belgii, Włoch i Grecji.<sup>3)</sup>

Po stronie odbiorców gazu funkcjonują duże koncerny gazowe, do których należą: włoska ENI z roczną sprzedażą 52 mld m<sup>3</sup>, niemiecki Ruhrgas z roczną sprzedażą 50 mld m<sup>3</sup>, francuski Gaz de France z roczną sprzedażą 46 mld m<sup>3</sup>, brytyjska Centrica z roczną sprzedażą 42 mld m<sup>3</sup>, holenderski Gasunie

z roczną sprzedażą 31 mld m<sup>3</sup>, hiszpański Gas Natural z roczną sprzedażą 22 mld m<sup>3</sup> oraz belgijski Distrigaz z roczną sprzedażą 16 mld m<sup>3</sup>.<sup>4)</sup>

## Struktura własnościowa i podmiotowo-funkcjonalna sektora w niektórych krajach UE

Liderem zmian strukturalnych jakie zaszły na europejskich rynkach gazowych jest Wielka Brytania. Niewątpliwie brytyjski rynek gazowy ma obecnie najbardziej konkurencyjną strukturę w Europie. W podsektorze dostaw gazu operuje już ponad 60 firm o bardzo zróżnicowanej pozycji rynkowej. Największą z nich jest grupa Centrica, która powstała w 1997 r. w wyniku podziału British Gas na dwie spółki. Centrica zachowała prawo posługiwania się nazwą handlową British Gas na rynku dostaw gazu dla odbiorców indywidualnych w Wielkiej Brytanii. Natomiast na rynkach zagranicznych prawo do używania tej marki zachował BG plc, spółka zajmująca się działalnością przesyłową i eksploatacją złóż gazu (upstream activities). Obecnie Centrica posiada ok. 55% udziału na rynku dostaw gazu.

Bardzo dużo firm występuje w niemieckim podsektorze dystrybucji gazu, w którym działa ok. 700 przedsiębiorstw o bardzo zróżnicowanej strukturze własnościowej. W podsektorze przesyłania rynek zdominowany jest przez Ruhrgas, który zaopatruje 54% odbiorców gazu. Ruhrgas jest przedsiębiorstwem prywatnym, a jego największym akcjonariuszem jest koncern energetyczny E.ON. Działalność międzynarodowa Ruhrgasu koncentruje się na regionie morza Bałtyckiego oraz Europy środkowej. Spółka posiada udziały w przedsiębiorstwach gazowniczych Szwecji, Finlandii, Łotwy, Estonii, Polski, Węgier, Czech i Słowenii oraz 5% pakiet udziału w rosyjskim Gazpromie. Ruhrgas posiada podpisane umowy długoterminowe na dostawy gazu z Rosji (35%), Norwegii (26%), Holandii (16%) i Wielkiej Brytanii (6%).

We Francji monopolistyczną pozycję na rynku gazowym posiada – będący własnością państwa – Gaz de France (GdF)<sup>5)</sup>. Przedsiębiorstwo to wciąż utrzymuje

1) Komisja Europejska przewiduje, iż w 2020 r. zużycie gazu w krajach UE będzie wynosić ok. 560 mld m<sup>3</sup>, z czego ok. 320-350 mld m<sup>3</sup> pochodzić będzie z importu – *Regulatory Reform: European Gas*, International Energy Agency, OECD, 2000 r.

2) Zestawienie statystyczne British Petroleum 2003 r.

3) Zestawienie statystyczne British Petroleum 2003 r.

4) Raport roczny Ruhrgas AG, maj 2003 r. W porównaniu, sprzedaż gazu PGNiG w 2002 r. wyniosła 11,2 mld m<sup>3</sup>.

5) Status GdF jako przedsiębiorstwa państwowego jest analogiczny do statusu EdF.



prawie 95% udział w krajowym rynku sprzedaży gazu<sup>6)</sup>, jest właścicielem większości sieci przesyłowych i dystrybucyjnych oraz ma mniejszościowy udział w drugim pod względem wielkości przedsiębiorstwie przesyłowym należącym do firmy Elf. Jednakże w oparciu o postanowienia Dyrektywy 98/30/WE wprowadzającej minimalne 30% otwarcie rynku, GdF utracił ok. 20% rynku odbiorców uprawnionych. Utrata części rynku nie wpłynęła znacząco na sprzedaż gazu z uwagi na uwarunkowania sieciowe (brak mocy przesyłowych)<sup>7)</sup>. Dużo silniejszy wpływ liberalizacja miała na ceny gazu (spadek o ok. 10-15%), ponieważ część odbiorców uprawnionych bądź to zrezygnowała z usług GdF bądź renegotjowała wcześniej podpisane umowy z tym przedsiębiorstwem. Jednocześnie GdF prowadzi dość ekspansywną politykę na rynkach zagranicznych i poprzez spółki zależne obecny jest w ponad 20 krajach na wszystkich kontynentach.

Holandia pod względem strukturalnym ma najlepiej w Europie rozwinięty sektor gazowy. Centralną pozycję zajmuje tam przedsiębiorstwo Gasunie będące w 50% własnością państwa oraz koncernów Shell i Esso posiadających po 25% akcji.

Hiszpański sektor gazowy zdominowany jest przez jedno, prywatne przedsiębiorstwo Gas Natural/Enagas, które posiada 92% udział w krajowym rynku gazowym. Import gazu również jest opanowany przez Enagas, którego dostawy pokrywają ponad 98% zużycia gazu w Hiszpanii. Monopol Enagasu nie istnieje w kraju Basków, gdzie rynek gazowy kontrolowany jest przez przedsiębiorstwo należące do rządu tej prowincji. Wraz z liberalizacją sektora działalność na rynku dostaw gazu podejmują też pozostałe koncerny, dotychczas dominujące w podsektorze energii elektrycznej – Endesa i Iberdrola.

Poważne zmiany strukturalne zaobserwowano również na włoskim rynku gazowym. Struktura wyjściowa grupy ENI sprzed 2001 r. wykazywała znacząca integrację pionową. ENI prowadziła działalność we wszystkich zakresach działalności, tj.: zarządzała regionalną i lokalną siecią dystrybucyjną w 18 regionach i 1 271 miastach oraz prowadziła sprzedaż gazu dla małych firm i gospodarstw domowych, czyli ok. 13 mln klientów. Pierwszym krokiem ENI w stronę przemian było osiągnięcie, w latach 1999-2001, poziomu wymagań określonych przez urząd regulacyjny w zakresie rozdziału działalności przesyłowej i dystrybucyjnej. Obecnie ENI jest jedynym właścicielem włoskiej spółki przesyłowej SNAM, z której wyodrębniono operatora systemu przesyłowego Rete Gas Italia. Działalnością dystrybucyjną zajmuje się Italgas będący w 40% własnością ENI/SNAM. Ponadto wprowadzono firmę na Mediolańską Giełdę Papierów

Wartościowych, co spowodowało znaczące rozdrobnienie akcjonariatu, ale przy wciąż znaczącym 30% udziale włoskiego Skarbu Państwa.

Kolejne zmiany w grupie ENI dotyczyły wykorzystania nowych umiejętności zarządzania aktywami, zarówno w przesyłach jak i w dystrybucji. Na przykład połączono dostawy gazu z dostawami energii elektrycznej oraz innymi usługami dla klientów objętych prawem TPA. W rezultacie spowodowało to zwiększenie sprzedaży gazu oraz większą aktywność w całym sektorze energetycznym.

Proces przekształceń strukturalnych grupy ENI jest nadal kontynuowany. Na lata 2003-2005 zaplanowano kolejne zmiany, które mają rozszerzyć ofertę handlową firmy. Polegać one będą na budowie nowych bezpośrednich relacji z grupami klientów poprzez indywidualizację oferty handlowej na ich potrzeby.

### Warunki handlowe

Podstawę w gazowej wymianie handlowej stanowią powszechnie zawierane kontrakty długoterminowe, które pokrywają obecnie ok. 90% wolumenu obrotu na unijnym rynku gazu. Warunki kontraktowe są z reguły tajne, jednakże nie ulega wątpliwości, iż dla odbiorcy gazu najmniej korzystne postanowienia kontraktu mogą zawierać m.in. sztywną klauzulę „bierz lub plać” (ang. „take-or-pay”), która zobowiązuje nabywcę gazu do odbioru zakontraktowanej jego ilości, lub, co jest często stosowane przez stronę rosyjską, postanowienie o zakazie reeksportu zakupionego gazu<sup>8)</sup>.

Takie problemy nie występują na rynku transakcji natychmiastowych, tzw. rynku *spot*. Pozwala on na pełną jawność cen transakcyjnych oraz rozwój standardowych instrumentów finansowych, takich jak kontrakty *futures* i *forward*, mających na celu zarządzanie ryzykiem prowadzonej działalności handlowej.

W Europie rynek transakcji bieżących powstaje wokół węzłów rozdzielczych gazu (ang. *hubs*), takich jak brytyjskie Bacton i National Balancing Point (NBP), będące węzłem, w którym gaz z rurociągów producentów wprowadzany jest do systemu narodowego operatora (*Transco*) oraz z którego gaz eksportowany jest do Europy za pośrednictwem *interconnectora*. Brytyjski rynek handlu gazem jest najbardziej rozwiniętym rynkiem w Europie. Funkcjonują na nim segmenty kontraktów terminowych *futures* obsługiwanych przez International Petroleum Exchange (IPE), dla których punktem odniesienia jest poziom cen NBP oraz rynek transakcji dwustronnych (*over-the-counter*, OTC) oraz dzienny rynek hurtowy (*on-the-day Commodity Market*, OCM). Dostęp do systemu przesyłowego odbywa się w drodze aukcji dwa razy w roku i jest

6) W 2002 r. GdF aż 90% sprzedanego gazu sprowadził z zagranicy, głównie z Rosji, Norwegii, Algierii oraz Holandii.

7) Konkurencja we Francji ograniczona jest jedynie do północnej części tego kraju.

8) Zakaz reeksportu gazu został uznany przez Komisję Europejską za niezgodny z prawem wspólnotowym. Pierwszym kontraktem długoterminowym, w którym została usunięta ww. klauzula jest umowa między Gazpromem a włoską firmą ENI.

uzupełniany przez codzienne aukcje praw dostępu do systemu dla spółek obrotowych.

W Europie kontynentalnej, wobec braku własnych zasobów gazu i realizacji dostaw w drodze wielkich wolumenów gazu z importu, rynek handlu gazem nie rozwinął się tak dynamicznie. Pierwszym węzłem rozdzielczym i handlowym stało się Zeebrugge w Belgii, utworzone w 1998 r. przez belgijski Distrigaz, stanowiące dziś węzeł rozdzielczy dla importowanego gazu brytyjskiego i norweskiego oraz punkt rozładunku i regazyfikacji gazu płynnego z Algierii. Rozwinęły się na nim standardowe kontrakty handlowe, kontrakty na usługi i rynek opcji finansowych. Węzeł w Zeebrugge oprócz obsługi belgijskich odbiorców (Distrigaz) odprowadza gaz do odbiorców w Holandii (grupa niezależnych odbiorców przyłączona do własnego rurociągu Zebra oraz koncern Gasunie) oraz Niemczech (Ruhrgas, Wingas) i Francji (GdF). W Zeebrugge aktywnych jest około 25 oferentów, a łączny wolumen obrotów stanowi dziesiątą część obrotów brytyjskiego NBP.

Istnieją jeszcze inne formy zorganizowanego handlu gazem za pośrednictwem brokerów pośredniczących w transakcjach między producentami, dostawcami, elektrowniami i największymi odbiorcami w krajach, gdzie nie ma rynku transakcji towarowych i finansowych lub – jak w Wielkiej Brytanii – na ich obrzeżach. W Wielkiej Brytanii powstały już nawet elektroniczne giełdy handlu gazem, takie jak EnronOnline (przed bankructwem koncernu), Intercontinental Exchange (ICE), Spectron, czy DynergyDirect, zwykle w formie łącznej oferty na surowiec oraz usługi przesyłowe i magazynowe.

### Bezpieczeństwo dostaw i warunki techniczne

Unia Europejska dysponuje paletą środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu. Należą do nich kontrakty długoterminowe, dywersyfikacja dostaw, zapasy gazu w zbiornikach magazynowych, czy też złoża gazowe uruchamiane w sytuacjach kryzysowych (złoża holenderskie).

Kontrakty długoterminowe są zawierane z reguły na okres nie mniejszy niż 10 lat. Ich zaletą dla nabywcy jest to, iż wskazują w miarę stabilne źródło zaopatrywania się w gaz przez dłuższy okres czasu, a ponadto pozwalają na zaplanowanie inwestycji w rozbudowę istniejącej infrastruktury gazowej.

Pełniej kwestię bezpieczeństwa dostaw można rozwiązać poprzez dywersyfikację źródeł zaopatrywania się w gaz. Wyraźnie widoczna jest tendencja, iż kraje UE dążą do zróżnicowania źródeł zakupu gazu, włączając w to również własne zasoby. Na ogół dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw, państwa UE starają się nie kupować od jednego eksportera więcej niż 30% tego nośnika energii. Idealnym tego przykładem są Niemcy, które mają gaz z czterech źródeł: własnych, z Morza Północnego, Rosji oraz z importu

LNG z krajów arabskich. Taka dywersyfikacja umożliwia prowadzenie elastycznej i ekonomicznie racjonalnej polityki energetycznej. Niestety, w zupełnie innym położeniu jest np. Austria, która podobnie jak wszystkie kraje Europy Środkowo-Wschodniej, importuje gaz z Rosji.

Z punktu widzenia bezpieczeństwa dostaw równie ważne są uwarunkowania techniczne dostępu do systemów gazowych, tzn. ilość i przepustowość połączeń sieciowych oraz terminali LNG oraz zasady zarządzania zdolnościami przesyłowymi. Konieczność zapewnienia transportu dużych wolumenów gazu od zewnętrznych dostawców sprawiła, że sieć połączeń między systemami poszczególnych rynków narodowych jest bardzo dobrze rozwinięta. Za wyjątkiem połączeń z Półwyspem Iberyjskim, południową częścią Włoch i Wielką Brytanią, kontynentalna Europa posiada sieć zdolną obsłużyć całe obecne zapotrzebowanie na gaz. Rynek brytyjski przez długie lata opierał się na samowystarczalności w oparciu o złoża gazu na dnie Morza Północnego. Otwarcie interconnectora nie zmieniło wiele w tym względzie, gdyż jest on głównie wykorzystywany do eksportu brytyjskiego gazu na kontynent, a jego techniczne możliwości transportu w drugą stronę są niewielkie i stanowią mniej niż 8,5 mld m<sup>3</sup> rocznie, czyli 8% krajowej konsumpcji. Połączenie Hiszpanii z siecią europejską poprzez Francję również nie posiada wystarczającej przepustowości (4 mld m<sup>3</sup> rocznie). Natomiast Włochy posiadają *de facto* dwa systemy gazownicze – północny, połączony z siecią europejską oraz południowy, połączony ze złożami w północnej Afryce – które z powodu braku dobrej przepustowości wzajemnych połączeń funkcjonują praktycznie niezależnie. Hiszpania i Włochy rekompensują brak dostatecznej ilości i przepustowości połączeń sieciowych z Europą terminalami LNG i rurociągami do złóż afrykańskich. Skroplony gaz LNG może się stać w ich przypadku poważnym źródłem zaopatrzenia i uzupełnienia dostaw z sieci europejskiej. Francja, Hiszpania i Włochy podpisały kontrakt na dostawy egipskiego gazu LNG począwszy od 2004 r.

### Problemy w międzynarodowej wymianie handlowej

Doświadczenia liberalizacyjne sektora gazowego w Stanach Zjednoczonych i Wielkiej Brytanii<sup>9)</sup> stanowiły wyraźną zachętę dla krajów Unii Europejskiej z uwagą obserwujących anglosaski eksperyment. Liberalizacja przyniosła bowiem w tych krajach niższe ceny i większy wybór konsumentom. Stało się to

9) J. Estrada, A. Moe, K. D. Martinsen, *The Development of European Gas Markets, Environmental, Economic and Political Perspectives*, John Wiley & Sons, Chichester 1995, oraz E. C. Gallick, *Competition in the Natural Gas Pipeline Industry, An Economic Policy Analysis*, Praeger Publishers, Westport 1993.

głównie za sprawą konkurencji gazu z gazem, pojawia się spółek obrotu, dostępu stron trzecich do sieci i do objętości magazynowych. Jednak koncepcja jednolitego, całkowicie zintegrowanego rynku gazu, z naturalnymi mechanizmami konkurencji jest nadal daleka od urzeczywistnienia. Wynika to głównie z powodu 1) niewystarczającej deregulacji poszczególnych rynków narodowych oraz 2) nieelastycznych relacji handlowych między producentami gazu a jego odbiorcami i silnej segmentacji rynku dokonanej przez dominujących dostawców na narodowych rynkach europejskich.

Specyficznym problemem krajów europejskich jest oligopolistyczna struktura handlu gazem, którą charakteryzuje silna koncentracja po stronie dostaw, jak również po stronie hurtowych odbiorców gazu, gdzie mamy do czynienia ze swoistym oligopolem w postaci ogromnych europejskich koncernów posiadających *de facto* niemal monopolistyczną pozycję na rynku hurtowych dostaw gazu w swoich krajach.

Zarówno niekorzystnie ukształtowana struktura sektora (oligopol), jak i koncentracja zasobów poza granicami UE, utrudniają budowę jednolitego rynku i efektywne wprowadzanie mechanizmów konkurencji w wymianie handlowej na rynku gazu w Europie. Ze względu na tę koncentrację dostaw spoza obszaru Unii Europejskiej, uzależnienie Unii od importu będzie rosnąć, gdyż dynamika wzrostu popytu na gaz wyprzedza możliwości przyrostu produkcji własnej, której poziom u największych producentów gazu, takich jak Holandia i Wielka Brytania, powoli zaczyna wykazywać tendencję spadkową. Norwegia jest jedynym krajem europejskim, będącym poza UE, o wzrostowym potencjale wydobycia, choć część zasobów położona jest na dalekiej północy i tym samym kosztowna w eksploatacji. Niewątpliwie Algieria i Rosja pozostaną głównymi dostawcami spoza UE, a udział ich sprzedaży osiągnie odpowiednio 17% i 35% zapotrzebowania, co stanowi odpowiednio 30% i 60% całego unijnego importu. Obawy potęguje jeszcze fakt, że dostawy gazu – przynajmniej z dwóch (tj. Rosji i Algierii) spośród trzech głównych kierunków dostaw są dodatkowo obciążone dużym ryzykiem politycznym. Ze wzrostem zapotrzebowania na gaz i udziału gazu importowanego w całkowitej konsumpcji włączają się konieczne inwestycje infrastrukturalne w rozbudowę zdolności przesyłowych, które Unia będzie musiała podjąć w najbliższych latach. Konieczność poniesienia nakładów infrastrukturalnych wymusi natomiast dalsze oparcie dużej części wymiany handlowej o kontrakty długoterminowe stanowiące jedno z zabezpieczeń pod niezbędne inwestycje.

Ukształtowana przez lata struktura sektora gazowego oparta na monopolu w przesyłach i dystrybucji, kontraktach długoterminowych typu „bierz lub płać” (*take-or-pay*) oraz powiązaniu cen gazu naturalnego z cenami innych paliw (w szczególności ropy naftowej), choć gwarantowała wysokie bezpieczeństwo dostaw

i gwarancję zwrotu kapitału z inwestycji akcjonariuszom, to jednak charakteryzowała się wysokimi kosztami, niskim standardem usług i wysokimi cenami gazu dla odbiorcy końcowego. Ze względu na geograficzne uwarunkowania dostaw gazu dla Europy, wysiłki podejmowane przez Unię Europejską mają na celu wyeliminowanie barier w międzynarodowej wymianie handlowej powodowanych przez dominację kilku załadowców dostawców hurtowych i brak jednolitych rozwiązań regulacyjnych w zakresie warunków wykorzystania infrastruktury sieciowej i magazynowej. Zintegrowana sieć przesyłowa na terenie Europy i fakt, że ponad 60%<sup>10)</sup> zużywanego gazu w Europie przekracza przynajmniej jedną granicę, wskazuje na potencjalną możliwość przełamania istniejącego oligopolu dostawców i odbiorców, i dokonanej przez nich segmentacji unijnego rynku na strefy wpływów poszczególnych koncernów narodowych.

Do najważniejszych problemów regulacyjnych należą: brak jednolitych rozwiązań w zakresie struktury tarif przesyłowych i opłat w obrocie transgranicznym (stawki ryczałtowe, dystansowe, strefowe), brak przejrzystych reguł dotyczących informacji o zdolnościach przesyłowych sieci i rezerwacji mocy przesyłowych, uciążliwe i kosztowne działania bilansowania systemów, niejasne zasady korzystania z usług magazynowania gazu. Wszystkie wymienione uwarunkowania w obrocie gazem mogą być i są wykorzystywane przez europejskie koncerny gazowe, a zarazem właścicieli infrastruktury na kontynencie, do osłabiania pozycji konkurencyjnej nowych graczy na rynku. Dyrektywa w sprawie wspólnych zasad wewnętrznego rynku gazu 2003/55/WE (zastępująca poprzednią Dyrektywę 98/30/EC) stwarza szansę ukształtowania rynku w taki sposób, by wzrosła konkurencyjność i poziom usług oraz spadły ceny, przy jednoczesnym zachowaniu wysokiego bezpieczeństwa dostaw.

### Perspektywy

Na najbliższą przyszłość UE jest zabezpieczona kontraktami długoterminowymi, a przepustowość sieci przesyłowych wydaje się być wystarczająca do 2010 r.<sup>11)</sup> W dłuższej perspektywie luka między wielkością popytu a zabezpieczonymi (przynajmniej na dzień dzisiejszy) wielkościami dostaw będzie coraz większa. Stąd wynika potrzeba uatrakcyjnienia rynku (dla nowych inwestorów), otwarcia na konkurencję wewnątrz sektora gazowego (gazu z gazem), zapewnienie jego płynności i elastyczności. Zarazem na liberalizowanym rynku należy utrzymać pewne kompetencje państwa, w szczególności w zakresie zapewnienia bezpieczeństwa dostaw.

10) *Regulatory Reform: European Gas*, International Energy Agency, OECD.

11) *Regulatory Reform: European Gas*, International Energy Agency, OECD.

Jak wspomniano wcześniej, specyfiką rynku wspólnotowego jest to, iż istnieje niewielka konkurencja w podsektorze produkcji gazu. Liberalizacja służy łagodzeniu tego problemu poprzez zapewnienie większej elastyczności po stronie popytowej, większej konkurencji w pozostałych podsektorach (głównie dystrybucji i obrotu gazem)<sup>12</sup>. Zwiększanie konkurencji na europejskich rynkach zależy od efektywnego dostępu krajowych i zagranicznych dostawców i spółek obrotu do hurtowego i detalicznego rynku gazu. Liberalizacji rynków towarzyszyć muszą więc mechanizmy regulacyjne zapewniające stworzenie przejrzystych i niedyskryminacyjnych zasad dostępu i korzystania z sieci przesyłowych i magazynów, a także rozwój infrastruktury technicznej oraz tworzenie warunków do swobodnego handlu gazem (rynek transakcji bieżących).

Pomijając mniej rozwinięte rynki gazu w takich krajach, jak Dania, Finlandia, Grecja, Irlandia, Portugalia i Szwecja reprezentujące łącznie mniej niż 4% unijnej konsumpcji, wyraźnie widać podział na trzy grupy krajów o różnym stopniu zaawansowania reform sektora. Przewodzącą rolę odgrywa Wielka Brytania, gdzie proces liberalizacji trwa już od ponad dekady. Kolejną grupę krajów stanowią Włochy, Hiszpania, Holandia i w pewnym stopniu Belgia, które zintensyfikowały reformy w latach 2001-2002 i stanowią 35% wielkości rynku gazu całej ósemki. Istnieje też grupa krajów – Niemcy, Francja i Austria – o nastawieniu zachowawczym, których łączny udział w rozwiniętym rynku gazu ośmiu wiodących państw Unii wynosi około 40%.

W zakresie rozwoju infrastruktury technicznej, wśród priorytetów Komisji Europejskiej ujętych w programie rozwoju transeuropejskich sieci elektroenergetycznych (TENs) znajdują się także projekty rozwoju połączeń sieci gazowych i rozbudowy terminali LNG. Przemysł dostaw gazu skroplonego przeżywa obecnie intensywny rozwój<sup>13</sup>. Wszystko wskazuje na to, że ma on szansę stać się jednym z czołowych przedsięwzięć w handlu energią, porównywalnym do handlu ropą naftową, węglem czy gazem ziemnym rurociągowym<sup>14</sup>.

12) Z liberalizacją wiąże się oczywiście niebezpieczeństwo powstania silnej konkurencji po stronie popytu, co pozwoli producentom windować ceny. Z drugiej strony jednak, niebezpieczeństwo to jest łagodzone przez konkurencyjność innych paliw względem gazu. Zmniejszanie wydobycia zwiększy ryzyko pojawienia się konkurencyjnych producentów zachęconych do wejścia na rynek przez wysokie ceny gazu i utraty udziałów rynkowych przez dotychczasowych producentów.

13) W 2000 r. wielkość obrotów wzrosła o prawie 12% i wyniosła ok. 140 mld m<sup>3</sup>, natomiast w 2001 r. znacznie już tę wartość przekroczyła, osiągając 143 mld m<sup>3</sup>. Udział w międzynarodowym handlu gazem przekroczył już 30%.

14) Do tej pory rynek europejski postrzegany był jako rynek sprzedaży LNG, ale sukces handlowy w Europie spowo-

Prognozy wzrostu zużycia gazu w UE wskazują, że potencjał wzrostu dla rynku gazu leży także w sektorze produkcji energii elektrycznej, gdyż tam najwyższa jest efektywność kosztowa. Zważywszy na liberalizację sektora energii elektrycznej i nadwyżkę mocy produkcyjnych, gaz będzie musiał być konkurencyjny cenowo wobec innych paliw i konkurować z cenami energii elektrycznej na wolnym rynku, tak aby zmiana paliwa była opłacalna dla wytwórców energii. Na konkurencyjność gazu wpływać będą jego ceny oraz koszty eksploatacji elektrowni gazowych<sup>15</sup>. Widać tu związek liberalizacji obu sektorów – energii elektrycznej i gazu. Konkurencyjny rynek energii będzie kreował zachęty rynkowe do zmiany paliw w elektrowniach. Gaz natomiast będzie musiał stawać się coraz bardziej konkurencyjny cenowo, aby tworzyć zachęty do jego szerszego stosowania w energetyce. Podobny mechanizm działa także w drugą stronę – tani gaz to tańsza energia elektryczna.

Wydaje się, że po liberalizacji obu rynków i wytworzeniu naturalnego, kierowanego siłami rynku arbitrażu między oboma sektorami, siła producentów gazu zostanie w naturalny sposób ograniczona. W odleglejszej perspektywie należy zastanowić się nad zwiększeniem konkurencyjności gazu, poprzez tworzenie ekonomicznych bodźców do rozwijania mocy produkcyjnych energii opartych o gaz. W zakresie działań regulacyjnych dalszych wysiłków wymagać będzie niewątpliwie zapewnienie gwarancji niedyskryminacyjnego dostępu do sieci i magazynów gazu. Dyrektywa 2003/55/WE nie przewiduje obowiązku rozdzielania działalności sieciowej od magazynowania, aczkolwiek problem ten jest obecnie dyskutowany i być może z czasem znajdzie formalne uregulowanie. Organizacja dostępu do terminali LNG otwiera bowiem spółkom handlowym szereg nowych możliwości, a zarazem jego opracowanie i wdrożenie poprzez stosowne mechanizmy regulacyjne wymaga koordynacji przez użytkow-

dował, że rozpoczęto prace nad projektem eksportu tego nośnika energii. Projekt Snøhvit jest pierwszą instalacją eksportową LNG w Europie o planowanej wielkości eksportowej 5,8 mld m<sup>3</sup>. Jest to także pierwszy projekt realizowany na Morzu Barentsa i pierwszy projekt produkcyjnych nad powierzchnią morza. Koszt tej inwestycji szacuje się na ponad 6 mld Euro. Na początku września Statoil poinformował o podpisaniu pierwszego kontraktu na dostawę skroplonego gazu ziemnego. Przez 20 lat Statoil ma dostarczać do USA 2,4 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie, wydobywanego właśnie ze złóż Snøhvit w Arktyce. Ich eksploatacja ma się zacząć w 2006 r. i wtedy też Statoil uruchomi pierwszy w Europie terminal do eksportu LNG.

15) O tym, że tak się dzieje świadczy przykład Wielkiej Brytanii, gdzie większość elektrowni, które mogą być zasilane przez więcej niż jeden rodzaj paliwa, wybiera zasilanie gazem, a ceny gazu w transakcjach *spot* są niższe od cen węgla uwzględniając różnice w wartości opalowej obu paliw.

ników terminali, którzy są wobec siebie naturalnymi konkurentami.

Niewątpliwie dalsze prace zmierzać będą także do wypracowania odzwierciedlających rzeczywiste koszty zasad kalkulacji taryf przesyłowych oraz bilansowania systemu i magazynowania. Komisja Europejska dążyć też będzie do zapewnienia przejrzystości i swobody dostępu do informacji o wolnych mocach przesyłowych sieci i przyjęcia przez wszystkie kraje regulacji *ex-ante*, które dają większe możliwości kontroli i egzekwowania zobowiązań nałożonych na przedsiębiorstwa gazownicze. Rozdzielenie działalności dystrybucyjnej od handlowej – wobec spółek dystrybucyjnych obsługujących więcej niż 100 000 klientów – powinno utrudnić nadużywanie dominującej pozycji i umożliwić nowym podmiotom wejście na rynek dostaw detalicznych.

### Wnioski dla polskiej polityki energetycznej

W obszarze uregulowań formalno-prawnych, Polska poczyniła znaczny postęp w dostosowywaniu rozwiązań krajowych do legislacji unijnej. Nowelizacja Prawa energetycznego, która weszła w życie z dniem 1 stycznia 2003 r. (część zapisów wejdzie w życie z chwilą przystąpienia Polski do UE) wprowadziła szereg zapisów precyzujących zasady przyznawania i odmowy dostępu do sieci przesyłowych oraz tryb i zakres raportowania podjętych decyzji Komisji Europejskiej. Niektóre kwestie będą wymagały dalszego dostosowania w celu zapewnienia pełnej spójności z prawem unijnym<sup>16)</sup>.

Celem wprowadzanych zmian na rynku gazu jest powstanie konkurencji w zakresie pozyskiwania i obrotu gazem oraz wypracowanie skutecznych mechanizmów regulacji działalności sieciowej (przesył i dystrybucja). Należy zatem kontynuować działania mające na celu demonopolizację rynku. Program restrukturyzacji i prywatyzacji PGNiG SA przewiduje rozdzielenie działalności (ang. *unbundling*) mającej – z racji korzyści skali – charakter monopolu naturalnego (przesył, magazyno-

wanie) od działalności konkurencyjnych (produkcja, obrót). Wymagane jest podjęcie działań zmierzających do ustanowienia operatora systemu przesyłowego, opracowania i wdrożenia kodeksów sieci<sup>17)</sup> (przesyłowej i sieci dystrybucyjnych), wydzielenie usług magazynowych. Pozwoli to na zaistnienie w momencie akcesji do Unii prawnych warunków do pojawienia się konkurencji w obrocie gazem, nawet jeśli pojawi się konieczność czasowego ograniczenia dostępu do sieci ze względu na zobowiązania wynikające z zawartych umów długoterminowych (zawierających klauzulę „*take or pay*”).

W obliczu rozwoju infrastruktury handlowej i pojawienia się nowych możliwości obrotu tym surowcem oraz zabezpieczania ryzyka handlowego związanego z tą działalnością, wydaje się że polska polityka ekonomiczna wobec sektora powinna uwzględniać stopniową ewolucję ku większej elastyczności zawierania umów handlowych przez podmioty operujące na bardziej konkurencyjnym rynku. Choć kontrakty długoterminowe długo jeszcze obejmować będą znaczącą część obrotów na rynku, to ich rola i zakres ulegać będą zmniejszeniu. Okres obowiązywania kontraktów długoterminowych, zgodnie z zaleceniami Komisji Europejskiej, nie powinien być dłuższy niż 10 lat. Zmieniają się również zasady indeksacji cenowej kontraktów wieloletnich, dla których ceną referencyjną nie będzie tylko cena ropy, ale na przykład cena energii elektrycznej, węgla, czy nawet ceny gazu na rynku wolnym.<sup>18)</sup>

Przemyslenia i analiz wymaga kwestia wykorzystania przez Polskę obserwowanego rozwoju wolnego (wtórnego) rynku gazu w Europie. Długotrwałym procesem

16) Obowiązujące od lutego 2003 r. rozporządzenie Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z 20 stycznia 2003 r. w sprawie harmonogramu uzyskiwania przez odbiorców prawa do korzystania z usług przesyłowych, w związku z wejściem w życie Dyrektywy 2003/55/WE będzie wymagało dostosowania do nowych zapisów terminów uzyskania prawa wyboru dostawcy gazu przez odbiorców uprawnionych. Wątpliwości budzić może również zapis Prawa energetycznego nakładający obowiązek świadczenia usługi przesyłu paliw gazowych wydobywanych na terytorium państw członkowskich. Nie wiadomo w jaki sposób należy w świetle tego przepisu traktować gaz norweski, który na mocy porozumień tworzących Europejski Obszar Gospodarczy objęty jest zasadą swobodnego przepływu. Jeśli dodać do tego dostawy gazu realizowane przez Gazprom na rzecz odbiorców hurtowych w krajach UE, mogłoby się okazać, że ponad 65% gazu znajdującego się w obrocie na terenie UE jest wyłączonych spod działania zasady TPA w Polsce.

17) Kodeks sieci stanowi dokument określający prawa i obowiązki stron związane z procesem przesyłu gazu. Określa podstawowe zasady świadczenia usług przesyłowych przez Operatora, sekwencję zdarzeń niezbędną dla efektywnej realizacji tych usług oraz zasady, których przestrzeganie jest bezwzględnie konieczne w celu zapewnienia bezpiecznego prowadzenia ruchu systemu i bezpieczeństwa realizacji umów zawartych z innymi Użytkownikami systemu. Kodeks sieci stanowi podstawę kontraktów zawieranych pomiędzy Operatorem systemu a Użytkownikami systemu. Powinien m.in. określać:

- minimalne wymagania, jakie muszą spełnić przyszli Użytkownicy systemu;
  - zasady rezerwowania mocy przesyłowych;
  - zasady nominowania ilości gazu do transportu;
  - zasady komercyjnego i fizycznego bilansowania systemu;
  - zasady fakturowania i płatności;
  - zasady alokacji mocy pomiędzy Użytkownikami systemu w przypadku ograniczenia zdolności przesyłowych;
  - zasady pomiaru i jakości gazu;
  - zasady postępowania Operatora w sytuacjach awaryjnych.
- 18) Indeksacja cen kontraktowych cenami rynku wolnego ma już miejsce w Wielkiej Brytanii, gdzie Centrica zawarła kontrakt ze Statoil, w którym ceną referencyjną jest rynek wolny NBP. W odpowiedzi, Ruhrgas zażądał renegotjacji swojego kontraktu ze Statoil, aby móc re-eksportować część gazu na rynek brytyjski.

będzie z pewnością ustanowienie systemu referencji cen gazu na rynku krajowym ze wskaźnikami wolnego rynku w Europie. Wolny rynek, choć stanowi zagrożenie dla dominujących dostawców, niesie korzyści dla sektora jako całości i operatorów sieciowych (tańsze koszty bilansowania, minimalizacja ryzyka operacyjnego), dlatego warto podjąć działania zmierzające do osiągnięcia coraz większej płynności krajowego rynku gazu, tak aby mógł w pełni korzystać z rozwiniętej infrastruktury handlowej rynków europejskich. Rozwojowi nowych instrumentów na rynku obrotu gazem towarzyszyć musi rozwój infrastruktury technicznej w zakresie połączeń międzysystemowych, umożliwiających praktyczne korzystanie ze zwiększonej płynności europejskiego rynku i konkurencji (np. dostawy swap, dywersyfikacja dostaw).

Z doświadczeń brytyjskich, ale ostatnio także włoskich i hiszpańskich, wyraźnie narzuca się wniosek, że w warunkach współwystępowania rynku konkurencyjnego z elementami rynku naturalnego monopolu o zasięgu krajowym lub regionalnym, niezbędne jest funkcjonowanie silnego organu regulacyjnego niezależnego od regulowanych przedsiębiorstw, a nawet posiadającego silną autonomię w ramach rządu (lub pozostającego całkowicie poza nim). Znaczenie i odpowiedzialność takiego organu wzrasta jeszcze bardziej w przejściowym okresie budowy konkurencyjnego rynku. Zanim rynek osiągnie wystarczającą płynność, to regulator przejmuje na siebie rolę stymulatora działań charakterystycznych dla dojrzałego, konkurencyjnego rynku gazu. Obowiązek ustanowienia regulatora i wzmocnienie jego roli wynika wprost z nowej dyrektywy gazowej.

Po zakończeniu procesu restrukturyzacji, należy też dokonać analiz porównawczych nowo powstałych spółek dystrybucyjnych, co pozwoli na ustalenie dla nich pułapu przychodów w dłuższej perspektywie czasowej. Konsekwencją tego może być wydłużenie okresu regulacji (wzorem niektórych spółek elektroenergetycznych) do trzech lat. Wydłużenie okresu regulacji wpływa na zmniejszenie jej kosztów, a dla regulowanego przedsiębiorstwa stanowi dodatkowy bodziec ekonomiczny do zwiększenia efektywności i realizacji dodatkowych korzyści finansowych. Podczas każdorazowego przeglądu regulacyjnego następuje okresowe przeniesienie na odbiorców korzyści wynikających ze wzrostu efektywności regulowanych przedsiębiorstw. Należy dążyć do stopniowego urynkwienia struktury taryf, aby wyeliminować subsydiowanie skrośne wszędzie tam, gdzie jest to uzasadnione ze względu na szkodliwość jego skutków.

Wymagane jest również określenie kompetencji, wzajemnej relacji i zasad współpracy organów regulacyjnych i organów antymonopolowych (ochrony konkurencji). W obliczu integracji europejskich rynków gazu powinno się podjąć wysiłki harmonizacji w takich dziedzinach jak: podatki (w tym opłaty licencyjne), ochrona środowiska, standardy techniczne. Bezpieczeń-

stwo dostaw powinno być zapewnione poprzez stosowanie mechanizmów regulacyjnych (standardy operacyjne, dywersyfikacja źródeł). Wreszcie istotna jest także spójna wizja i wola polityczna zmian i reform oraz determinacja w ich przeprowadzaniu przez rządy w całym okresie przejściowym.



Andrzej Sanderski



Piotr Seklecki

Autorzy są pracownikami Departamentu Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych URE

#### Literatura:

1. *Second benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market*, Commission Staff Working Paper, Commission of the European Communities, Brussels, 16 April 2003.
2. *Regulatory Reform: European Gas*, International Energy Agency, OECD, 2000 r.
3. *Report for the European Commission Directorate General for Transport and Energy to determine changes after opening of the Gas Market in August 2000*, DRI-WEFA, July 2001.
4. Dominique Finon, *Integration of European gas markets: Nascent competition in a diversity of models*, Institut D'Economie et de Politique de L'Energie, 2002.
5. Conclusions of the 6th meeting of the European Gas Regulatory Forum, Madrid 30-31 October 2002.
6. M. Kozak, A. Sanderski *Dostęp do sieci przesyłowych (TPA) – Doświadczenia Unii Europejskiej*, Biuletyn URE nr 6/2002.
7. *A long-term vision of a fully operational market for gas in Europe – a Strategy Paper (Draft)*, Joint Working Group of the European Regulatory Forum, 28 January 2002.
8. J. Estrada, A. Moe, K. D. Martinsen, *The Development of European Gas Markets, Environmental, Economic and Political Perspectives*, John Wiley & Sons, Chichester 1995.
9. GH E. C. Gallick, *Competition in the Natural Gas Pipeline Industry, An Economic Policy Analysis*, Praeger Publishers, Westport 1993.
10. M. Duda, *Kierunki zmian regulacji rynków energii elektrycznej i gazu w krajach Unii Europejskiej*, Biuletyn URE nr 6/2001.
11. BP Statistical Review of World Energy 2003.
12. Annual Report Ruhrgas AG, 2003.

# PODATKI ENERGETYCZNE W UE – WPŁYW NA ZMIANY STRUKTURALNE W ENERGETYCE

Katarzyna Janiszewska

Ceny energii, wpływając na wielkość popytu, a tym samym na wielkość produkcji, posiadają zasadnicze znaczenie dla funkcjonowania gospodarek poszczególnych państw, a w przypadku Unii Europejskiej także dla funkcjonowania rynku Wspólnotowego. Poziom cen energii jest kwestią decydującą z punktu widzenia celów rozwoju społeczno-gospodarczego, w tym m.in. zatrudnienia. Kwestie cen energii, poprawy konkurencyjności rynku europejskiego, bezpieczeństwa dostaw energii na rynku Wspólnotowym traktowane są przez Unię Europejską priorytetowo, co zostało potwierdzone w kolejnych dokumentach noszących znamiona deklaracji politycznych, zwłaszcza w *Białej Księdze „Polityka energetyczna dla Unii Europejskiej”*<sup>1)</sup> oraz *Zielonej Księdze „W kierunku europejskiej strategii bezpieczeństwa dostaw energii”*<sup>2)</sup>. Polityka energetyczna Unii Europejskiej i państw członkowskich ma na celu przede wszystkim zapewnienie społeczeństwu powszechnego dostępu do energii po cenach sprzyjających konkurencyjności gospodarki UE. Podstawowym środkiem umożliwiającym realizację tych założeń jest trwający proces liberalizacji rynków energii.

Ze względu na swój cenotwórczy charakter istotną rolę z tego punktu widzenia odgrywają także podatki, które są również ważnym narzędziem wypełniania założeń innych polityk Wspólnoty. Realizację przedstawionych dążeń UE komplikuje bowiem fakt, że wytwarzanie i dystrybuowanie energii wiąże się z negatywnym oddziaływaniem na środowisko naturalne. Powoduje to, że wymienione wyżej cele Wspólnota zmuszona jest godzić z celami polityki ochrony środowiska i przesłankami trwałego rozwoju, z których wynika zaangażowanie UE w proces redukcji gazów powodujących efekt cieplarniany. Realizacja tych zamiarów może przebiegać w dwojaki sposób: poprzez tworzenie Wspólnotowych ram legislacyjnych (harmonizację prawa) lub przez zastosowanie instrumentów ekonomicznych, do których należą podatki.

## Polityka podatkowa Unii Europejskiej

Podatki, jako bardzo ważne źródła dochodów dla budżetów narodowych, posiadają szczególne znaczenie z punktu widzenia suwerenności państw członkowskich

UE, jak i prowadzonych przez nie polityk gospodarczych. Z tego względu trudnym jest ingerowanie i ustalanie ogólnych rozwiązań na poziomie unijnym. Obecnie obowiązujące zasady w UE potwierdzają to: państwa członkowskie decydują niezależnie o celach swoich polityk podatkowych i o strukturze podatków. Kierunkiem zaś działań podejmowanych w tym zakresie przez Unię Europejską, ograniczonych zasadą subsydiarności, pozostaje przede wszystkim zapewnienie, by krajowe systemy podatkowe były spójne z zapisami traktatowymi, których założeniem jest harmonizacja podatkowa prawodawstw narodowych państw członkowskich poprzez tworzenie wspólnych zasad w ramach legislacji UE.

Zapisy *Traktatu ustanawiającego Wspólnotę Europejską*<sup>3)</sup> zakazują więc dyskryminacji podatkowej, która objawiałaby się nałożeniem na produkty innych państw podatków wyższych od nakładanych na podobne produkty krajowe (Art. 90). *Traktat* normuje także inną istotną kwestię, mianowicie sposób podejmowania decyzji dotyczących podatków pośrednich<sup>4)</sup>, które posiadają zasadnicze znaczenie dla funkcjonowania rynku wewnętrznego. Decyzje te wymagają jednomyślności Rady UE (Art. 93) – oznacza to, że proces ustalania wszelkich zmian w systemie wymaga wielu starań i długotrwałych negocjacji pomiędzy poszczególnymi państwami członkowskimi, prowadzącymi często do kompromisów.

## Rodzaje podatków i ich znaczenie

Z punktu tworzenia Wspólnotowego rynku energii najważniejsze znaczenie posiadają dwa rodzaje podatków pośrednich: VAT i akcyza.

### Podatek od wartości dodanej

Podatek od wartości dodanej, powszechnie stosowany w państwach członkowskich, stanowi ważny element funkcjonowania zarówno rynków wewnętrznych, jak i Wspólnotowego rynku energii. Charakteryzuje się on stosunkowo długą historią ujednolicania zasad jego

1) COM (95) 682.

2) COM (2000) 769.

3) Treaty establishing the European Community, OJ C 325, consolidated version.

4) „w zakresie, w jakim harmonizacja ta jest niezbędna do zapewnienia, ustanowienia i funkcjonowania rynku wewnętrznego”, Artykuł 93 Traktatu ustanawiającego Wspólnotę Europejską.

stosowania w UE. Proponowane ostatnio zmiany, nowelizujące przełomową dla harmonizacji VAT Szóstą Dyrektywę<sup>5)</sup> wprowadzoną w 1977 r., dotyczą kwestii bardzo ważnych z punktu widzenia rynku energii, ujednolicając bowiem dla potrzeb podatku VAT pojęcia miejsca dostawy energii elektrycznej i gazu oraz kosztów przesyłu<sup>6)</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>7)</sup>.

#### Stawki VAT

Wymienione zmiany mają charakter raczej formalny, niewątpliwie realizujący cele postawione przez Komisję Europejską o uproszczeniu systemu podatkowego.

Z punktu widzenia rynku energii bardzo ważne wydają się jednak wszelkie zmiany dotyczące stawek nakładanych na nośniki energii. Zgodnie z obowiązującymi obecnie przepisami stawka podstawowa VAT stosowana przez państwa członkowskie nie może być niższa niż 15%<sup>8)</sup>. Jednocześnie dopuszczone jest stosowanie stawek obniżonych, jednej lub dwóch, nie niższych jednak niż 5%. 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 stawki obniżone pod warunkiem, że nie spowoduje to naruszenia zasad konkurencji. Zamierzając stosować stawkę obniżoną są zobowiązane do uprzedniego poinformo-

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

	Stawka standardowa VAT [%]	Energia elektryczna [%]	Gaz ziemny [%]
Belgia	21	21	21
Dania	25	25	25
Niemcy	16	16	16
Grecja	18	8	8
Hiszpania	16	16	16
Francja	19,6	19,6 <sup>9)</sup>	19,6
Irlandia	20	12,5	12,5
Włochy	20	10	10
Luksemburg	15	6	6
Holandia	19	19	19
Austria	20	20	20
Portugalia	17	5	17
Finlandia	22	22	22
Szwecja	25	25	25
Wielka Brytania	17,5	5	5
Polska	22	22	22
UE min	15	5	5

Źródło: Komisja Europejska.

- 5) Szósta Dyrektywa z 17 maja 1977 r. w sprawie harmonizacji przepisów państw członkowskich, dotyczących podatków obrotowych – wspólny system podatku od wartości dodanej: ujednoczona podstawa opodatkowania (Sixth Council Directive of 17 May 1977 on the harmonisation 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).
- 6) 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; więcej na temat zmian Szóstej Dyrektywy w artykule autorki *Harmonizacja systemu podatku VAT a jednolity rynek energii*, Biuletyn URE nr 5/2003.
- 7) Proposal for a Council Directive amending Directive 77/388/EEC as regards reduced rates of value added tax, COM (2003) 379 final.

- 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 amended Directive 77/388/EEC (approximation rates).
- 9) Stawka 19,6% dotyczy tylko zmiennej części opłaty (faktycznego zużycia energii), 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. Jedną z nich skierowaną była przeciwko Francji i dotyczyła właśnie zasadności stosowania zróżnicowanej stawki VAT wobec opłaty za dostawy energii elektrycznej (Judgement of 8 May 2003, Commission v. French Republic, C-384/01).



wania o tym Komisji, która może nie zgodzić się na ich zastosowanie wydając decyzję o istnieniu ryzyka naruszenia zasad konkurencji.

Przedstawiona przez Komisję w czerwcu br. propozycja nie wprowadza zasadniczych zmian w tym zakresie. Dostawy energii elektrycznej i gazu zostaną umieszczone jako dodatkowa kategoria Załącznika H, uprawniająca w dalszym ciągu państwa członkowskie do stosowania w tym zakresie stawek obniżonych. Spowoduje to jednak, że nie będzie wymagana akceptacja ze strony Komisji.

Nie podjęto kroków, które miałyby na celu zniesienie bardzo dużych różnic pomiędzy stawkami podatkowymi stosowanymi przez poszczególne państwa (od 5% do 25%). Wydaje się w związku z tym, że proces pełnego ujednoczenia podatku VAT na rynku energii będzie się przedłużał.

#### Podatek energetyczny

Idea wprowadzenia na poziomie unijnym akcyzy, która by została nałożona na produkty energetyczne, była rozważana od przeszło 10 lat. Podatek ten, ze względu na swój zakres przedmiotowy zwany podatkiem energetycznym, poza fiskalnym charakterem, stanowiłby narzędzie służące znoszeniu różnic w opodatkowaniu produktów energetycznych w poszczególnych państwach członkowskich, sprzyjających niekorzystnej dla funkcjonowania rynku wewnętrznego konkurencji podatkowej oraz realizacji niektórych polityk UE, zwłaszcza z zakresu bezpieczeństwa dostaw energii, ochrony środowiska i trwałego rozwoju.

#### Projekt 1992

Wprowadzenie całościowego podatku nakładanego na zużycie energii miało służyć ograniczeniu efektu cieplarnianego, powodowanego głównie emisjami CO<sub>2</sub>, którego głównym źródłem są procesy przetwarzania i konsumpcji produktów energetycznych. Jednym z elementów tej strategii było wprowadzenie nowego podatku nakładanego na wszystkie źródła energii (z wyjątkiem odnawialnych źródeł energii) stosowanego dodatkowo obok istniejących już w poszczególnych państwach członkowskich podatków nakładanych na paliwa. Komisja Europejska przedstawiła ambitny projekt dyrektywy wprowadzającej podatek energetyczny, który opierał się na dwóch komponentach: pierwszy uwzględniałby wielkość emisji CO<sub>2</sub>, drugi – wartość energetyczną produktów energetycznych<sup>10)</sup>. Podatkiem tym miały zostać objęte produkty energetyczne wykorzystywane jako paliwa silnikowe i opałowe (m.in. węgiel, gaz ziemny, oleje mineralne), a także energia elektryczna. Podatek ten miał być wprowadzony na poziomie unijnym, ale to państwa członkowskie miały go pobierać i mogłyby też zdecydować o wprowadzeniu wyższych stawek.

Projekt nie uzyskał jednak jednogłośności Rady – istniały zbyt duże różnice w priorytetach poszczególnych państw członkowskich. Propozycja spotkała się również z opozycją przemysłu europejskiego, obawiającego się, że wprowadzenie w życie propozycji Komisji zagrozi konkurencyjności gospodarki unijnej. Problem ten próbowano rozwiązać poprzez:

- wprowadzenie proponowanego podatku tylko w przypadku, gdy podobny podatek zostanie wprowadzony przez inne kraje OECD,
- specjalne postanowienia ochronne dotyczące przemysłu energochłonnego,
- wpływy z tytułu nowego podatku (ok. 1% PKB) powinny zostać wykorzystane do obniżenia innych podatków, takich jak podatki bezpośrednie i VAT.

Do realizacji tych postulatów jednak nie doszło. Ponowna próba Komisji z 1995 r., uwzględniająca już okresy przejściowe i docelowe stawki podatkowe, także nie powiodła się<sup>11)</sup> i zakończyła formalnym wycofaniem propozycji w 2001 r.<sup>12)</sup>

Komisja przyjęła więc odmienne podejście przygotowując kolejną, tym razem zupełnie już nową propozycję, opierając się nie tyle na argumentach z zakresu ochrony środowiska, co koniecznej z punktu widzenia rynku wewnętrznego harmonizacji. Nowy projekt przedstawiony w 1997 r. uzyskał polityczną akceptację dopiero w 2003 r.

#### Projekt 1997

Projekt nowej dyrektywy w przeciwieństwie do propozycji z 1992 r. nie wprowadza nowego podatku, ale stanowi raczej ramy, w których narodowe systemy podatkowe będą mogły podlegać harmonizacji i restrukturyzacji w kontekście rynku wewnętrznego<sup>13)</sup>:

- podobnie do projektu z 1992 r. zakres przedmiotowy ulega rozszerzeniu i obejmuje wszystkie produkty energetyczne, m.in. węgiel kamienny, gaz ziemny, energię elektryczną; produkty energetyczne, z wyjątkiem energii elektrycznej, będą podlegać opodatkowaniu jako paliwa silnikowe lub opałowe (nie są opodatkowane ani jako surowce, ani w procesach redukcji chemicznej lub elektrolizy); energia elektryczna będzie opodatkowana na etapie finalnego zużycia;

11) COM (95) 172.

12) Nie można jednak stwierdzić, że próba zakończyła się pełnym fiaskiem, ponieważ pomimo formalnego wycofania projektu, przyspieszył on jednak wprowadzenie trzech narodowych systemów podatku węglowego w Danii, Holandii i Szwecji.

13) Propozycja dyrektywy Rady restrukturyzująca ramy Wspólnoty w sprawie opodatkowania produktów energetycznych i energii elektrycznej, 15354/1/02 ADD 1 REV 1, Bruksela, 9 grudnia 2002 r. (Proposal for a Council Directive restructuring the Community framework for the taxation of energy products and electricity, 15354/1/02 ADD 1 REV 1, Brussels, 9 December 2002).

10) COM (92) 226.

Tabela 2. Minimalne stawki podatku energetycznego dot. paliw do celów grzewczych i energii elektrycznej

	Obecna stawka min	Stawka min od 1.01.2004	Stawka min od 1.01.2010	Polska <sup>1</sup>
Olej napędowy (Euro/1000 l)	18	21,0	21,0	43,72
Ciężki olej napędowy (Euro/t)	13	15,0	15,0	brak
Gaz ziemny (Euro/GJ)	brak	0,15	0,3	brak
Węgiel i koks (Euro/GJ)	brak	0,15	0,3	brak
Energia elektryczna (Euro/1 MWh)	brak	0,5	1,0	4,48

\*1) Stawki przeliczane według średniego kursu miesięcznego NBP – październik 2003 r.; 1 Euro – 4,46 zł.

Tabela 3. Minimalne stawki podatku energetycznego dot. paliw silnikowych

	Obecna stawka min	Stawka min od 1.01.2004	Stawka min od 1.01.2010	Polska
Benzyna (Euro/1000 l)	337	421	421	375
Benzyna bezołowiowa (Euro/t)	287	359	359	336
Olej napędowy (Euro/GJ)	245	302	330	253
Nafta (Euro/GJ)	245	302	330	391
Gaz ziemny	100 Euro/t	2,6 Euro/GJ	2,6 Euro/GJ	Brak
LPG (Euro/t)	125	125	125	101

- podwyższa stawki dla olejów mineralnych, które nie były zmienione od 1992 r. i wprowadza nowe stawki minimalne dla produktów energetycznych (dotąd Wspólnotowe rozwiązania dotyczące opłat akcyzowych znajdowały się w dwóch dyrektywach z 1992 r. i dotyczyły jedynie olejów mineralnych<sup>14)</sup>; chociaż zostały one wprowadzone przez państwa członkowskie ze względów raczej fiskalnych niż dla celów zakresu ochrony środowiska, rosnący udział podatków nakładanych na oleje mineralne spowodował zwiększenie efektywności wykorzystania paliw);
- wprowadza możliwość stosowania licznych ulg i zwolnień podatkowych; możliwość ta dotyczy

również energii elektrycznej wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii i, po spełnieniu określonych warunków, przez elektrociepłownie oraz odnosi się do biopaliw; założenia te mają umożliwić realizację celów dyrektywy z zakresu ochrony środowiska;

- uwzględniając potrzebę zachowania konkurencyjności gospodarek Wspólnoty względem krajów trzecich, projekt pozwala na zmniejszenie obciążeń podatkowych firm działających w najbardziej energochłonnych obszarach gospodarki, które poczyniły największe nakłady na ograniczenie zużycia energii. Przedsiębiorstwa takie będą mogły uzyskać nawet całkowite zwolnienie podatkowe, a firmy nie działające w obszarach nie uznawanych za szczególnie energochłonne będą mogły uzyskać do 50% zwolnienia podatkowego.

Podsumowując przyjętą propozycję Komisji Europejskiej można stwierdzić, że przedłużające się negocjacje nad ostatecznym kształtem dyrektywy zakończyły się wprowadzeniem bardzo wielu derogacji i okresów przejściowych. Istotna w tym względzie wydaje się ostatnio przedstawiona opinia Parlamentu Europejskiego,

14) Dyrektywa z 19 października 1992 r. 92/81/EWG i 92/82/EWG w sprawie harmonizacji struktur opłat akcyzowych od olejów mineralnych oraz w sprawie zbliżenia stawek opłat akcyzowych od olejów mineralnych (Council Directive 92/81/EEC of 19 October 1992 on the harmonisation of the structures of excise duties on mineral oils, Council Directive 92/82/EEC of 19 October 1992 on the approximation of the rates of excise duties on mineral oils).

w której przedstawiono zastrzeżenia dotyczące tej właśnie kwestii oraz zbyt niskich stawek minimalnych (bez wyjątku niższych od proponowanych w 1997 r.<sup>15)</sup>).

### Potencjalne koszty i korzyści wprowadzenia podatku energetycznego

Zasada neutralności podatkowej (fiskalnej) stanowi, że wprowadzenie podatku powinno być usprawiedliwione względami budżetowymi (podatek należy postrzegać jedynie jako źródło dochodów budżetu). Jednocześnie przyjmuje się, że podatki mogą służyć jako narzędzie umożliwiające ingerencję w warunkach zniekształconych cen rynkowych lub ich braku. W ten sposób należałoby traktować planowany podatek energetyczny, który może odegrać aktywną funkcję w polityce Unii Europejskiej.

Wprowadzenie podatku energetycznego umożliwi potencjalnie, poza kwestią harmonizacji rynków wewnętrznych, realizację celów z zakresu ochrony środowiska: z jednej strony internalizację kosztów zewnętrznych związanych z konsumpcją energii, z drugiej zaś daje sposobność zróżnicowania cen energii preferując np. paliwa mniej zanieczyszczające środowisko naturalne.

Skutki wprowadzenia podatku energetycznego będą znaczne w państwach, gdzie takiego obowiązku dotąd nie nałożono, lub gdzie istnieją stawki mniejsze niż wymagane w projekcie dyrektywy. Belgia, Irlandia, Luksemburg, Hiszpania, Niemcy i Francja należą do tej grupy państw, gdzie konieczne zmiany będą największe. Odmienna sytuacja ma miejsce we Włoszech, Finlandii, Szwecji, Austrii, Danii i Holandii, gdzie ilość i wielkość zmian będzie stosunkowo niewielka ze względu na istniejące już stosunkowo wysokie obciążenie podatkowe o charakterze czysto fiskalnym (Austria i zwłaszcza Włochy), lub stosowanie od paru lat podatku ekologicznego np. węglowego, jak ma to miejsce w Szwecji, Finlandii, Danii i Holandii.

Zmiany te jednak niewątpliwie wpłyną na konkurencyjność pomiędzy produktami energetycznymi, zarówno na rynkach krajowych, jak i pomiędzy poszczególnymi rynkami krajowymi, zwłaszcza tam, gdzie czynnik fiskalny decyduje o konkurencyjności produktu energetycznego i jego substytutów.

Największe zmiany będą dotyczyć energii elektrycznej, gazu ziemnego i węgla. Stanie się tak, ponieważ w wielu krajach nośniki te są objęte obecnie w dużej mierze stawkami obniżonymi.

Wprowadzenie podatku energetycznego w proponowanej postaci stawek minimalnych z punktu widzenia makroekonomicznego będzie miało nieistotny wpływ na gospodarkę większości państw członkowskich i UE. Dla grupy pięciu państw (Austria, Belgia, Francja, Grecja,

Portugalia) podatek ten będzie może w niewielkim stopniu wpływać pozytywnie na gospodarkę w przypadku, gdy przychody podatkowe będą wykorzystane do zmniejszenia obciążeń podatkowych związanych z nakładami pracy.

Analiza skutków realizacji zapisów projektu dyrektywy wskazuje też, że nastąpi nieznaczny 0,3% spadek zużycia energii oraz udział węgla w bilansie energetycznym, podczas gdy udział innych produktów energetycznych prawdopodobnie wzrośnie.

W części krajów, gdzie podobne rozwiązania podatkowe już istnieją, wprowadzenie stawek minimalnych nie będzie miało prawie żadnego wpływu na krajowe stawki podatku energetycznego i ceny (Dania, Finlandia, Szwecja, Wielka Brytania – ta ostatnia z wyjątkiem sektora gospodarstw domowych). W innych, zwłaszcza w Belgii, Grecji, Irlandii, Portugalii i Hiszpanii, wprowadzenie stawek minimalnych oznaczających często opodatkowanie po raz pierwszy produktów energetycznych, może pojawić się wzrost cen.

Cena węgla wzrośnie prawdopodobnie znacznie bardziej w porównaniu do cen innych produktów energetycznych w większości państw członkowskich.

Przy rozpatrywaniu sektorowo-gałęziowym, największe skutki wprowadzenia podatku energetycznego będą dotyczyć prawdopodobnie dziedzin gospodarki charakteryzujących się wyższą energochłonnością. Spowoduje w tych obszarach najwyższy wzrost cen, skutkujący negatywnym wpływem na eksport oraz na popyt na rynku krajowym i w związku z tym na produkcję krajową.

Analizując ogólnie projekt można także zauważyć, że proponowana dyrektywa tylko częściowo jest spójna z postawionymi jej celami.

Pod względem harmonizacji zasad funkcjonowania rynków energii dyrektywa spełnia założenia poprzez określenie stawek minimalnych, co w przeważającej liczbie przypadków oznacza wprowadzenie podatków na produkty, które nie były dotąd objęte opodatkowaniem (należy zauważyć jednak, że podatki nałożone w UE na paliwa silnikowe i opalowe oraz na energię elektryczną w 2000 r. były przeciętnie wyższe od proponowanych stawek minimalnych podatku energetycznego; w przypadku gazu ziemnego wysokość nakładanych podatków była zbliżona do proponowanych w dyrektywie stawek (odbiorcy przemysłowi i nieco większa od stawek minimalnych (odbiorcy indywidualni)).

Ze względu na cele z zakresu ochrony środowiska, projekt zawiera szereg uproszczeń. Minimalne stawki w niewielkim stopniu odzwierciedlają różnice w oddziaływaniu na środowisko naturalne poszczególnych produktów energetycznych.

Projekt stwarza jedynie ramy, w których państwa członkowskie będą decydowały o ostatecznych rozwiązaniach i celach, którym wprowadzenie podatku energetycznego będzie służyć. Aby podatek ten mógł pomóc w realizacji ambitnych celów UE z zakresu

15) Draft European Parliament Legislative Resolution on the draft Council directive on restructuring the Community framework for the taxation of energy products and electricity (8084/2003-C5-0192/2003-1997/0111(CNS)).

redukcji gazów cieplarnianych oraz dywersyfikacji źródeł energii, zapewniających bezpieczeństwo dostaw energii na rynku wewnętrznym, koniecznym byłoby wprowadzenie znacznie głębszych zmian w systemach podatkowych UE i państw członkowskich (redystrybucja wpływów z tytułu podatku, struktura istniejących obecnie innych podatków, na co nie ma zgody ze strony większości państw członkowskich). Zmiany powinny również dotyczyć stosowania subsydiów wobec wybranych nośników energii – nie bez znaczenia jest bowiem fakt istnienia znacznej, wypaczającej rynek energii pomocy ze strony niektórych państw członkowskich, przeznaczonej dla paliw kopalnych.



*Autorka jest pracownikiem Departamentu Promowania Konkurencji URE*

#### Literatura:

1. The macroeconomic evaluation of energy tax policies within the EU, with the GEM-E3-Europe Model, Study for the European Commission DG TAXUD, February 2003.
2. David Michael Newbery, *Harmonising Energy Taxes in the EU*, University of Cambridge, 12 September 2001.
3. Susanna Dorigoni and Francesco Gulli, *Energy tax harmonisation in the European Union: a proposal based on the internalisation of environmental external costs*, *European Environment* 12, 17-34 (2002).
4. Manfred Rosenstock, *Energy, taxation and green tax reform. Policy issues in the European Union: a viewpoint from the European Commission*, DG Environment, 2000.
5. Green Paper: Towards a European strategy for the security of energy supply, COM (2000) 769 final.
6. An Energy Policy for the European Union, COM (95) 682.
7. Energy and environment in the European Union, European Environment Agency, Copenhagen 2002.
8. Energy Prices & Taxes, IEA Statistics, 2003.

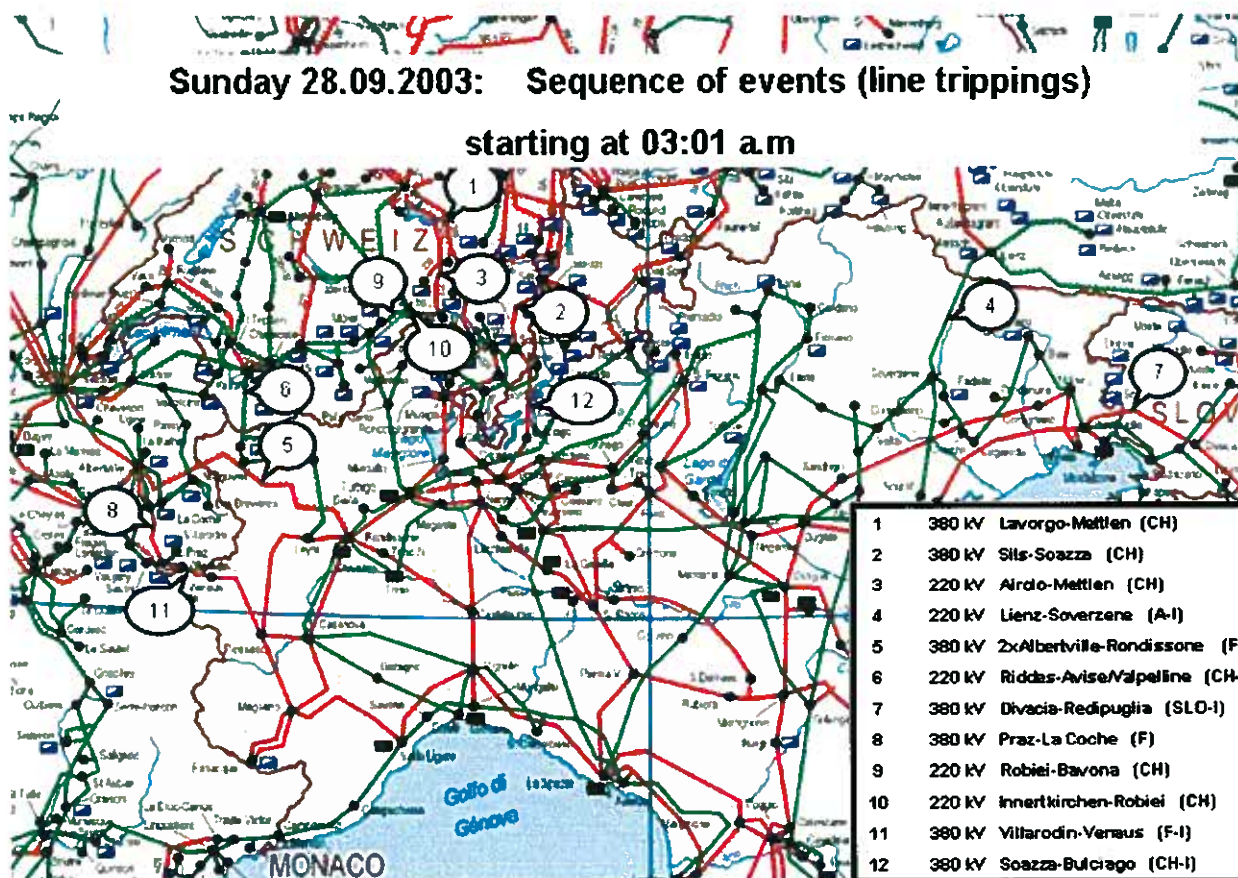


*Elektrownia Kozienice SA*

## Awaria włoskiego krajowego systemu energetycznego z 28 września 2003 r.<sup>\*)</sup>

Włoski operator sieciowy Gestore della di trasmissione nazionale S.p.A. (GRTN) prowadzi obecnie dochodzenie (przy ścisłej współpracy z sąsiadującymi OSP) w sprawie przebiegu wydarzeń, które doprowadziły do awarii sieci energetycznych. Gdy tylko znane będą jego ostateczne wyniki, UCTE przedstawi uszczegółowiony komentarz do technicznych przyczyn black-out-u.

wyłączania się wszystkich linii pomiędzy Włochami a resztą Europy. Natychmiastowe działania, zgodne z uregulowaniami UCTE, podjęte zostały przez wszystkie państwa zrzeszone w tej instytucji (np. w Niemczech zastosowano redukcję mocy wytwórczych o ok. 3500 MW, zaś we Francji o ok. 3200 MW) w celu zredukowania nadmiernego wzrostu częstotliwości w europejskich sieciach.



### Co się wydarzyło?

Pierwsza awaria, która wydarzyła się na szwajcarskiej linii wewnętrznej, była zwykłym problemem eksploatacyjnym (efektem upadku drzewa na linię energetyczną). Dwadzieścia minut później wyłączyła się samoczynnie druga linia w Szwajcarii i to wydarzenie było przyczyną prawie natychmiastowego

- Przedmiotem dochodzenia jest to, czy w zaistniałej sytuacji nastąpiło naruszenie uregulowań UCTE, czy też zawiadła, lub nie, regionalna koordynacja pomiędzy OSP.
- Rozpatrując pytanie, czy taki rodzaj awarii systemu elektroenergetycznego jest czymś wyjątkowym, czy też może wydarzyć się w Europie ponownie, UCTE będzie musiała przygotować „katalog ryzyka” sieci europejskich opisujący bardziej szczegółowo problemy napotymane przez OSP, możliwe konsekwencje z nich wynikające oraz środki zaradcze, jakie winny być podejmowane.

<sup>\*)</sup> Na podstawie informacji zawartych w przeglądach prasy na stronach:

- [www.ucte.org](http://www.ucte.org) - Press Release, Monday 29 September 2003,
- [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it) - joint press release, Rome, 6 October 2003.

Niemniej jednak włoski black-out z 28 września br. (największy w Europie od II wojny światowej) jest efektem znanych już dobrze w przeszłości, a ciągle nierozwiązanych, strukturalnych problemów napotykanym w Europie przez OSP.

### **Problemy strukturalne i ramy regulacyjne po stronie OSP**

- **Dostosowanie wytwarzania**

Raporty nt. stanu (dostosowania) systemu UCTE wielokrotnie ostrzegały przed szczególnie napiętą sytuacją we Włoszech, gdzie występuje strukturalne uzależnienie od masowego importu energii elektrycznej.

Mówiąc bardziej ogólnie, UCTE (razem z ETSO, stowarzyszeniem OSP zajmującym się zagadnieniami regulacyjnymi i rynkowymi od strony działalności OSP) wzywało już do stworzenia takich ram regulacyjnych, w których projekty inwestycyjne opierałyby się na rzetelnych sygnałach ekonomicznych w celu uniknięcia awarii technicznych o katastrofalnych skutkach.

Jeśli polityki energetyczne państw członkowskich będą kontynuować wysyłanie błędnych bądź sprzecznych sygnałów inwestycyjnych, prowadzących w kolejnych krajach do nadmiernego uzależnienia od importu, zamiast polegać na własnym wytwarzaniu energii i infrastrukturze przesyłowej, doprowadzi to do koncentracji mocy wytwórczych w wybranych obszarach oraz do konieczności masowego tranzytu energii elektrycznej na duże odległości (jak np. w Ameryce Północnej z Kanady do Nowego Jorku). Takie działanie będzie zaś szkodliwe dla niezawodności europejskich sieci przesyłowych.

- **Problematyka związana z infrastrukturą przesyłową**

Budowa nowych połączeń na napięciu 380 kV napotyka na coraz to większe trudności. Wydłużające się procedury autoryzacyjne prowadzą do zwiększenia ryzyka związanego z warunkami przesyłu i bezpieczeństwa dostaw. Z tego powodu prostsze procedury dla (szczególnie) priorytetowych projektów infrastrukturalnych związanych z przesyłaniem energii elektrycznej są

bardzo oczekiwane. W szczególności dotyczy to projektów oznaczonych przez UE jako „we wspólnym interesie” w obszarze sieci transeuropejskich, które winny szybko stawać się zadaniami priorytetowymi na poziomie narodowym.

### **Konkludując, UCTE raz jeszcze postuluje o:**

- Przyjęcie ogólnoeuropejskich zharmonizowanych zasad regulacji dostarczających m.in. odpowiednie sygnały inwestycyjne w obszarze infrastruktury, zarówno wytwórczej jak i przesyłowej.
- Usuwanie barier administracyjnych w procesie budowy infrastruktury przesyłowej.
- Utrzymanie ze strony UE oraz regulatorów wsparcia dla transformacji zasad UCTE w pakiet wspólnych standardów bezpieczeństwa i niezawodności oraz do wprowadzenia ich w życie i stosowania przez OSP i użytkowników sieci.

\*\*\*

Regulatorzy z Francji i Włoch postanowili razem ze szwajcarskim Urzędem Federalnym ds. Energii podjąć wspólne dochodzenie w sprawie wydarzeń, jakie wystąpiły w połączonym systemie energetycznym po to, by zrozumieć przyczyny, które 28 września 2003 r. doprowadziły do awarii włoskiego systemu przesyłowego. Niezależną ekspertyzę dla potrzeb dochodzenia ma wykonać Nordel.

Dochodzenie to obejmie w szczególności chronologię zdarzeń w dniu awarii oraz procedury koordynacji działań pomiędzy OSP z Włoch, Francji i Szwajcarii podczas wymiany energii na granicach systemów elektroenergetycznych ww. państw.

Po raz pierwszy mamy do czynienia ze współpracą europejskich regulatorów (uprawnionych – w myśl dyrektywy elektroenergetycznej – do regulacji działalności sieciowych) razem z władzami szwajcarskimi, zgodnie z ich uprawnieniami do wprowadzania zasad funkcjonowania rynku oraz procedur użytkowania sieci wraz z ich prawidłową implementacją.

# ANGIELSKO-POLSKI SŁOWNIK WYRAŻEŃ UŻYWANYCH W REGULACJI

(pod redakcją dr. Mariana Ślifierza i Roberta Guzika)

Niniejsze wydanie słownika poświęcone jest rynkowi bilansującemu. Część przedstawionych wyrażений pochodzi ze słownictwa zawartego w Balancing and Settlement Code (BSC) – odpowiedniku Regulaminu Rynku Bilansującego Energii Elektrycznej – wdrożonego w ramach NETA (New Electricity Trading Agreement). BSC jest zatwierdzany przez Ofgem (The Office of Gas and Electricity Markets) – regulatora brytyjskiego.

<b>Acceptance threshold</b>	– dokładność składania ofert (w MWh lub kWh)
<b>Ask</b>	– oferta sprzedaży
<b>Balancing and Settlement Code (BSC)</b>	– kodeks zasad bilansowania i rozliczeń
<b>Balancing mechanism (BM)</b>	– mechanizm bilansowania (nie używa się określenia „rynek bilansujący”)
<b>Balancing mechanism unit (BM Unit)</b>	– jednostka grafikowa
<b>Balancing services</b>	– usługi bilansujące
<b>Baseload price</b>	– cena energii w podstawie obciążenia
<b>Basic trading period</b>	– podstawowy okres handlowy
<b>Bid</b>	– oferta kupna
<b>Bid-offer pair</b>	– w BSC oferta zawierająca część przyrostową (offer) i redukcyjną (bid)
<b>Clearing price</b>	– cena rozliczeniowa
<b>Consumption BM unit</b>	– jednostka grafikowa odbiorcza
<b>Contracted position</b>	– pozycja kontraktowa
<b>Deviation in schedule</b>	– odchylenie od grafiku
<b>Energy schedule</b>	– grafik zapotrzebowania na energię
<b>Exercise date</b>	– termin wykonania
<b>Expiration date</b>	– termin wygaśnięcia
<b>Exposure to imbalance charges</b>	– ryzyko poniesienia kosztów z tytułu odchyień
<b>Gate closure</b>	– zamknięcie okresu zgłoszeń ofert
<b>Generating BM unit</b>	– jednostka grafikowa wytwórcza
<b>Generation reduction bid</b>	– oferta redukcyjna
<b>Imbalance</b>	– odchylenie (od pozycji kontraktowej)
<b>Imbalance charges</b>	– płatności za odchylenia
<b>Incremental bid to sell</b>	– oferta przyrostowa sprzedaży
<b>Incremental bid to buy</b>	– oferta przyrostowa zakupu (występuje na rynkach, w których operatorzy jednostek grafikowych odbiorczych są aktywnymi uczestnikami, mogącymi składać oferty)
<b>Incremental energy</b>	– energia przyrostowa
<b>Incremental energy bid</b>	– oferta przyrostowa
<b>Intra-day market</b>	– rynek dnia bieżącego
<b>Imbalance energy prices</b>	– ceny rozliczeniowe odchyień
<b>Imbalance risk</b>	– ryzyko wystąpienia odchyień
<b>Metering point</b>	– punkt pomiarowy
<b>Metering volume</b>	– rzeczywista zmierzona ilość energii
<b>Notification</b>	– zgłaszanie ofert

## INFORMACJE I KOMUNIKATY

Off-peak	- okres pozaszczytowego zapotrzebowania na energię
Pay-as-bid settlement system	- ustalanie cen rozliczeniowych na podstawie wysokości zgłoszonych ofert
Settlement period	- okres rozliczeniowy
Single marginal price settlement system	- ustalanie cen rozliczeniowych na podstawie jednolitej ceny krańcowej
Strike price	- cena wykonania kontraktu
Supply point	- miejsce dostawy
Trading hours	- okres zgłaszania ofert



*Turbiny wiatrowe w południowej części wyspy Samsø (Dania)*



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:

**Oplata 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:

**Oplata 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:

**Oplata 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:

**Oplata za Biuletyn URE**.....  
(pieczęć zleceniodawcy i podpisy).....  
(stempel Banku)

Zamówienie – Biuletyn URE – 2004	
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.

Zamówienie – Biuletyn URE – 2004	
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>	

# SŁOWNIK REGULACJI I REGULATORA

**Wskaźniki rentowności** – dostarczają informacji o zyskowności przedsiębiorstwa. Do podstawowych wskaźników rentowności zalicza się:

- wskaźnik rentowności sprzedaży (*return on sales* – ROS), zwany również rentownością netto – informuje o wartości zysku netto (po opodatkowaniu), przypadającego na każdą złotówkę sprzedanych produktów, wyrobów i usług. Im jest on wyższy, tym wyższa jest efektywność dochodów, co oznacza, że dla osiągnięcia określonej kwoty zysku przedsiębiorstwo musi zrealizować niższą sprzedaż niż wówczas, gdy rentowność sprzedaży byłaby niższa.

Wskaźnik wyznaczany jest następującym wzorem:

$$\text{ROS} = \frac{\text{zysk netto}}{\text{sprzedaż netto}} \times 100\%$$

Do oceny rentowności sprzedaży wykorzystywany jest też wskaźnik rentowności sprzedaży brutto:

$$\text{wskaźnik rentowności sprzedaży brutto} = \frac{\text{zysk brutto}}{\text{sprzedaż netto}} \times 100\%$$

Duża wartość poznawcza tych dwóch wskaźników wynika z ich powszechności. W rozmaitych opracowaniach, w tym także i statystycznych, wymienia się właśnie rentowność netto oraz stopę zysku przed opodatkowaniem jako podstawowe wielkości, charakteryzujące firmę czy branżę. Stąd też wskaźnikami tymi najlepiej jest się posługiwać w celu dokonania porównań rentowności badanego przedsiębiorstwa ze średnią dla danej branży.

- wskaźnik rentowności aktywów (*return on total assets* – ROA) – służy do oceny rentowności majątku. Wskaźnik ten informuje o zdolności przedsiębiorstwa (a konkretniej – jego aktywów) do generowania zysku. Pokazuje, jak efektywnie firma zarządza swoim majątkiem. Im wyższy poziom rentowności aktywów, tym lepsza sytuacja finansowa przedsiębiorstwa. Wielkością ROA zainteresowani są szczególnie kredytodawcy firmy, gdyż stanowi on cenne źródło informacji o zdolności majątku do przyniesienia dochodów, będących źródłem rat i odsetek od zaciągniętych kredytów. Banki oczekują, aby wskaźnik ten osiągał poziom 2-6 proc., przy czym w małych firmach powinien on być wyższy niż w dużych. Niski poziom wskaźnika na tle przedsiębiorstw z tej samej branży oznacza zazwyczaj niewykorzystanie pełnych mocy wytwórczych firmy.

$$\text{ROA} = \frac{\text{zysk netto}}{\text{aktywa}} \times 100\%$$

- wskaźnik rentowności kapitałów własnych (*return on equity* – ROE) – jest stosunkiem zysku netto do kapitału własnego przedsiębiorstwa. Wskaźnik ten pokazuje, jaki zysk generuje zaangażowany kapitał własny. W spółkach prawa handlowego wysokość tego wskaźnika informuje udziałowców o tym, jakie zyski mogą osiągnąć dzięki lokowaniu kapitałów w tej spółce w porównaniu z rentownością lokat kapitałowych w innych spółkach lub w porównaniu z odsetkami, jakie uzyskaliby lokując swój kapitał w banku. Wzrastający poziom tego wskaźnika świadczy o wyższej efektywności zaangażowanego kapitału. Jest to sygnał dla udziałowców, że przedsiębiorstwo właściwie wykorzystuje posiadane zasoby. Dlatego właśnie w przypadku nowej emisji udziałów (akcji) należy zwrócić szczególną uwagę na poziom tego wskaźnika

oraz jego zmiany w czasie. Trzeba jednak pamiętać, że wielkość tego wskaźnika będzie podlegała znacznym zaburzeniom, szczególnie tuż po przeprowadzeniu nowej emisji akcji (wówczas w mianowniku będzie już zawarta wielkość „świeżego” kapitału, który nie został jeszcze wykorzystany w działalności przedsiębiorstwa).

$$\text{ROE} = \frac{\text{zysk netto}}{\text{kapitał własny}} \times 100\%$$

W odniesieniu do spółek akcyjnych, których akcje są przedmiotem obrotu giełdowego, oprócz omówionych wyżej wskaźników rentowności stosuje się wskaźniki przedstawiające wynik finansowy w relacji do jednostkowych udziałów kapitałowych. Należą do nich:

- wskaźnik zysku na akcję (*earning per share* – EPS) – informuje, ile zysku przypada na jedną akcję. Wskaźnik ten jest najczęściej wykorzystywany przez inwestorów – jego rosnąca wartość wskazuje na możliwość wypłaty potencjalnie wyższej dywidendy. Ponadto oznacza też wyższą cenę rynkową akcji.

$$\text{EPS} = \frac{\text{zysk netto}}{\text{liczba akcji}}$$

- wskaźnik ceny rynkowej akcji do zysku na jedną akcję (*price-earning ratio* – P/E) – informuje, ile razy wartość rynkowa firmy przewyższa wartość zysku wypracowanego w ciągu roku. Odzwierciedla stosunek inwestorów do firmy. Wzrost tego wskaźnika informuje o tym, że inwestorzy decydują się płacić za akcje danej firmy więcej niż poprzednio. Wynika to zwykle z faktu, że firma wykazuje sporą zyskowność, rozwija się. Niski wskaźnik P/E sugeruje, że inwestycja w dane akcje jest atrakcyjna ze względu na fakt osiągania sporych zysków przez spółkę, przy relatywnie niskiej wycenie rynkowej. Zbyt niski poziom P/E oznacza, że akcje spółki są niedowartościowane, co stwarza możliwość taniego nabycia firmy. Z kolei wysoki poziom P/E w porównaniu z firmami z branży może oznaczać, że akcje firmy oceniane są zbyt wysoko i należy się ich pozbyć, bo ich kurs spadnie. Analiza trendu tego wskaźnika pozwala na ocenę efektywności lokowania kapitału w akcjach danej spółki, przy uwzględnieniu alternatywnych inwestycji w akcje innych firm.

$$\text{P/E} = \frac{\text{cena rynkowa jednej akcji}}{\text{zysk na jedną akcję}}$$

- wskaźnik stopy wypłat dywidendy (*dividend payout*) – pokazuje, jaki jest udział wypłaconych dywidend w osiągniętym przez spółkę zysku. Wysoki wskaźnik stopy wypłat dywidendy świadczy o tym, że spółka znaczną część zysku przeznaczą na wypłaty dla akcjonariuszy. Odwrotnie, niski wskaźnik jest rezultatem przeznaczania dużej części zysku na cele rozwojowe, co umożliwi umocnienie pozycji spółki na rynku w przyszłości i zapewni wzrost rynkowej ceny akcji.

$$\text{stopa wypłat dywidendy} = \frac{\text{dywidenda na jedną akcję}}{\text{zysk netto na jedną akcję}}$$

(K. G.)



**URE**  
URZĄD REGULACJI ENERGETYKI