

NR 3
2005

2 maja 2005

BIULETYN

URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

w numerze:

- **Sprawozdanie z działalności
Prezesa URE – 2004**

Urząd Regulacji Energetyki
00-872 Warszawa, ul. Chłodna 64

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

Urząd Regulacji Energetyki
e-mail: ure@ure.gov.pl
adres internetowy: www.ure.gov.pl

SPIS TREŚCI

WSTĘP	2	3.4. Pozostała działalność oddziału	80
Część I. Realizacja ustawowych obowiązków Prezesa URE	11	4. Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Poznaniu	81
1. Rynek energii elektrycznej	11	4.1. Charakterystyka lokalnego sektora energetycznego	81
1.1. Warunki i ocena procesu koncesjonowania w elektroenergetyce	11	4.2. Odbiorcy paliw i energii	81
1.2. Podstawowe informacje o pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego	13	4.3. Działalność regulacyjna	82
1.3. Wytwarzanie energii elektrycznej	14	4.4. Pozostała działalność oddziału	86
1.4. Monitorowanie rynku przedsiębiorstw obrotu	21	5. Wschodni Oddział Terenowy z siedzibą w Lublinie	86
1.5. Procedury regulacyjne związane z Polskimi Sieciami Elektroenergetycznymi SA, z operatorem systemu przesyłowego PSE-Operator SA oraz ze spółkami dystrybucyjnymi, pełniącymi rolę operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych	23	5.1. Charakterystyka lokalnego sektora energetycznego	86
1.6. Zatwierdzanie taryf dla energii elektrycznej dla przedsiębiorstw tzw. energetyki przemysłowej	27	5.2. Odbiorcy paliw i energii	88
1.7. Monitorowanie realizacji zasady dostępu stron trzecich do sieci (zasada TPA)	27	5.3. Działalność regulacyjna	88
2. Rynek paliw gazowych	31	5.4. Pozostała działalność oddziału	91
2.1. Rynek gazu ziemnego	31	6. Środkowozachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Łodzi	93
2.2. Koncesjonowanie przedsiębiorstw gazowniczych	32	6.1. Charakterystyka lokalnego sektora energetycznego	93
2.3. Zatwierdzanie taryf dla przedsiębiorstw zajmujących się przesyłaniem i dystrybucją oraz obrotem paliwami gazowymi	33	6.2. Odbiorcy paliw i energii	93
2.4. Realizacja zasady TPA w sektorze gazu	36	6.3. Działalność regulacyjna	94
3. Rynek ciepła	36	6.4. Pozostała działalność oddziału	96
3.1. Podstawy prawne ustalania taryf dla ciepła	37	7. Południowo-Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą we Wrocławiu ..	98
3.2. Ceny ciepła i stawki opłat za usługi przesyłowe	38	7.1. Charakterystyka lokalnego sektora energetycznego	98
4. Paliwa ciekłe	43	7.2. Odbiorcy i dostawcy paliw i energii	100
5. Wyznaczanie operatorów systemów przesyłowych	46	7.3. Działalność regulacyjna	100
5.1. Elektroenergetyka	47	7.4. Pozostała działalność oddziału	102
5.2. Gazownictwo	47	8. Południowy Oddział Terenowy z siedzibą w Katowicach	103
6. Działalność informacyjna	47	8.1. Charakterystyka lokalnego sektora energetycznego	103
6.1. Udział Prezesa URE w pracach związanych ze statystyką publiczną	47	8.2. Odbiorcy paliw i energii	104
6.2. Rzecznik Odbiorców Paliw i Energii	49	8.3. Działalność regulacyjna	104
7. Charakterystyka ilościowa działalności regulatora	50	8.4. Pozostała działalność oddziału	108
7.1. Koncesje	50	9. Południowo-Wschodni Oddział Terenowy z siedzibą w Krakowie ..	108
7.2. Zatwierdzanie taryf	52	9.1. Charakterystyka lokalnego sektora energetycznego	108
7.3. Rozstrzyganie sporów	53	9.2. Odbiorcy paliw, energii i ciepła	109
7.4. Nakładanie kar pieniężnych	55	9.3. Działalność regulacyjna	109
7.5. Kontrola działalności przedsiębiorstw energetycznych	56	9.4. Pozostała działalność oddziału	113
7.6. Powoływanie komisji kwalifikacyjnych	60	Część III. Regulator a inne organy państwa	114
Część II. Działalność Oddziału centralnego i oddziałów terenowych	62	1. Udział w posiedzeniach Komitetu Rady Ministrów	114
1. Oddział Centralny w Warszawie	62	2. Sądowa kontrola działalności Prezesa URE	114
1.1. Charakterystyka lokalnego sektora energetycznego	62	3. Kontrola działalności Prezesa URE przez Najwyższą Izbę Kontroli ..	118
1.2. Odbiorcy paliw i energii	64	Część IV. Funkcjonowanie urzędu	124
1.3. Działalność regulacyjna	64	1. Struktura Urzędu Regulacji Energetyki	124
1.4. Pozostała działalność oddziału	68	2. Zatrudnienie	124
2. Północno-Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Szczecinie	69	3. Budżet	125
2.1. Charakterystyka lokalnego sektora energetycznego	69	3.1. Dochody budżetu państwa	125
2.2. Odbiorcy paliw i energii	70	3.2. Wydatki	126
2.3. Działalność regulacyjna	70	4. Szkolenie pracowników	126
2.4. Pozostała działalność oddziału	74	5. Współpraca z zagranicą	126
3. Północny Oddział Terenowy z siedzibą w Gdańsku	75	5.1. Działalność w ramach instytucji zrzeszających regulatorów	127
3.1. Charakterystyka lokalnego sektora energetycznego	75	5.2. Współpraca w ramach struktur instytucji unijnych	128
3.2. Odbiorcy paliw i energii	76	5.3. Działalność w ramach stowarzyszeń międzynarodowych	129
3.3. Działalność regulacyjna	76	5.4. Konferencje i seminaria międzynarodowe	129
		5.5. Wsparcie innych organizacji i instytucji	129

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: PPGK SA, 01-943 Warszawa, ul. Pstrowskiego 10, tel. 864-27-12

Oddano do druku 25 kwietnia 2005 r. Nakład: 2000 egzemplarzy. ISSN 1506-090X Cena zł 12 (w tym 0% VAT)

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

SPRAWOZDANIE Z DZIAŁALNOŚCI PREZESA URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI W 2004 ROKU

WSTĘP

Niniejszy dokument zawiera doroczne sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE), zwanego też Regulatorem.

Sprawozdanie to jest odzwierciedleniem sposobu realizacji w 2004 r. ustawowych celów Prezesa URE, obowiązku nałożonego na ten organ państwa przez ustawę – Prawo energetyczne¹⁾.

Organ regulacyjny w osobie Prezesa URE został powołany w celu wdrożenia i nadzorowania procesu liberalizacji rynków energii dla przeciwdziałania negatywnym skutkom naturalnych monopolii w interesie trwałego bezpieczeństwa energetycznego, poprawy konkurencyjności gospodarki oraz ochrony środowiska przed negatywnymi skutkami oddziaływania procesów energetycznych, zgodnie z priorytetami polityki gospodarczej rządu.

Działalność Prezesa wynika z prawa, ale jest również kształtowana przez okoliczności i zdarzenia polityczne, ekonomiczne i społeczne, zarówno krajowe, jak i zewnętrzne. Do czynników, które w ubiegłym roku miały na nią istotny wpływ, należy zaliczyć:

1. Uzyskanie przez Polskę członkostwa w Unii Europejskiej (UE) i wynikające z niego uwarunkowania, korzyści i zobowiązania, takie jak:

- cele polityki energetycznej UE;
- nowe normy prawne oraz standardy ich wdrożeń, jakie wynikają ze wspólnych regulacji przyjętych w Unii Europejskiej, głównie w odniesieniu do promowania konkurencji w energetyce na obszarze UE;
- zaawansowanie reform rynkowych w sferze energii na poszczególnych rynkach krajowych, regionalnych i wewnętrznym oraz konsekwencji tych reform dla Polski;
- nowe możliwości energetycznej współpracy międzynarodowej (zagraniczny handel energią, napływ inwestycji zagranicznych, transfer technologii, współpraca transgraniczna).

2. Zmiany, jakie zaszły w polskiej energetyce w poprzednim roku:

- dobre lub lepsze niż w 2003 r. wyniki ekonomiczno-finansowe we wszystkich podsektorach;
- wzrost konsumpcji energii przy pogłębiającej się polaryzacji pomiędzy dużymi miastami i ośrodkami dużej aktywności ekonomicznej a obszarami wiejskimi (szczególnie we wschodnich regionach peryferyjnych) i innymi małymi ośrodkami;
- regres lub brak postępu we wzroście konkurencyjności;
- rosnące ceny energii;
- utrzymywanie się nadmiernego zatrudnienia;
- wzrost cen czynników produkcji w energetyce.

3. Stan dyskusji i polityczne decyzje w odniesieniu do energetyki, jej społeczny i polityczny odbiór oraz oceny, w szczególności:

- aktualizacja polityki energetycznej;
- problemy bezpieczeństwa energetycznego;
- międzyresortowy nadzór nad reformowaniem i funkcjonowaniem energetyki.

Ad 1.

Pełne zintegrowanie Polski z zespołem gospodarek UE wymaga stopniowego zbliżenia poziomu cywilizacyjnego i ekonomicznego Polski do standardów zachodnioeuropejskich. To generalne wyzwanie rozwojowe musi znaleźć wyraz także w polityce harmonizacji energetyki polskiej z unijną, podporządkowanej takim nadrzędnym przesłankom, jak bezpieczeństwo energetyczne i wysoka konkurencyjność gospodarki Polski.

Rok 2004 – oprócz doniosłego, acz symbolicznego w obliczu kilkunastoletnich przygotowań faktu, jakim było przystąpienie Polski do Unii Europejskiej – pozornie nie obfitował w wydarzenia istotne z punktu widzenia zwiększania konkurencyjności europejskich rynków energii i gazu. Wszak liberalizacja tych rynków następuje ze zmiennym powodzeniem już od kilku lat, a szczytne ideały napotykać mur przyziemnych trudności, których w różnym stopniu, choć na ogół dość sprawiedliwie, doświadczają państwa członkowskie reformujące swoje rynki energii. Jednak to właśnie w zeszłym roku zaczęły obowiązywać *Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady Nr 54/2003 w sprawie wspólnych zasad dla wewnętrznego rynku energii elektrycznej i Nr 55/2003 w sprawie wspólnych zasad dla wewnętrznego rynku gazu oraz Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady Nr 1228/2003 w sprawie warunków dostępu*

1) Ustawa – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2003 r. Nr 153, poz. 1504 i Nr 203, poz. 1966 oraz z 2004 r. Nr 29, poz. 257, Nr 34, poz. 293, Nr 91, poz. 875, Nr 96, poz. 959, i Nr 173, poz. 1808).

do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej²⁾, przyjęte jeszcze rok wcześniej. Wpływ nowych dyrektyw i rozporządzenia na postępujący proces wprowadzania konkurencji do sektora energii ma z założenia charakter długofalowy, dlatego rzeczywista ocena zmian zachodzących na rynku będzie możliwa dopiero za kilka lat, z pewnej historycznej perspektywy.

O ile można uznać, że rok 2003 był rokiem ustanowienia nowego porządku prawnego dla liberalizacji sektora energetyki w Europie, tak rok 2004 był przełomowy, ponieważ zapoczątkował wieloletni okres praktycznej realizacji kształtowania wspólnego rynku energii według zapisów unijnej legislacji. Panuje zgodność, że po przyjęciu wspomnianych aktów prawnych Europa posiada właściwie nakreślone ramy legislacyjne dla dalszych etapów budowania konkurencyjnego rynku energii i gazu. I choć do ich dopełnienia pozostaje jeszcze przyjęcie kilku aktów unijnego prawa, jak choćby rozporządzenia określającego zasady dostępu do sieci gazowych czy dyrektywy w sprawie bezpieczeństwa dostaw i infrastruktury, to już obecnie dalsze wysiłki powinny zmierzać do praktycznej implementacji tych zapisów przez kraje członkowskie. Nie przypadkiem w minionym roku, po kilku miesiącach potrzebnych na opracowanie wewnętrznych procedur i struktury organizacyjnej, prace rozpoczęła Europejska Grupa Regulatorów Energii i Gazu (ang. *European Regulators Group for Electricity and Gas – ERGEG*), powołana z inicjatywy Komisji Europejskiej³⁾. Zadaniem ERGEG jest przełożenie języka legislacji na praktykę funkcjonowania rynku i harmonizację rozwiązań krajowych, która pozwoli na większą integrację w jednolity rynek europejski. Jednocześnie Komisja Europejska wykazuje determinację w przyspieszeniu zmian systemowych, umożliwiających stopniowe ujednocnianie rozwiązań, a ERGEG ma służyć podkreśleniu roli organów regulacyjnych w tym procesie. Dotychczasowe formy współpracy i wymiany poglądów, takie jak Forum Florenckie i Forum Madryckie, choć wciąż ważne i istotne, zmieniają swój charakter. Przystają być płaszczyzną negocjowania rozwiązań systemowych z przedstawicielami wszystkich uczestników rynku (rządy państw członkowskich, organizacje branżowe i konsumenckie), a stają się formą konsultacji projektów rozwiązań przygotowanych przez Komisję przy współpracy regulatorów narodowych w ramach ERGEG. Następuje przeniesienie punktu ciężkości i odpowiedzialności za wypracowywanie i wdrażanie rozwiązań systemowych na Komisję Europejską jako organ z inicjatywą

legislacyjną oraz na narodowych regulatorów. Prezes URE został członkiem ERGEG 1 maja 2004 r., dzięki czemu zyskał możliwość bezpośredniego prezentowania swojego stanowiska odnośnie różnych aspektów funkcjonowania konkurencyjnych rynków energii elektrycznej i gazu, kierunków przyszłego prawa unijnego itd. Zwiększyło to również międzynarodową aktywność Prezesa URE.

Rok 2004 wejściem w życie nowych dyrektyw i rozporządzenia zapoczątkował trzyletni, intensywny okres praktycznej implementacji nowych reguł funkcjonowania energetyki. Kolejnym symbolicznym rokiem będzie 2007, kiedy rozpocznie się realizacja idei wolnego rynku energii dla odbiorców detalicznych.

Stopień zaawansowania w tworzeniu warunków sprzyjających konkurencji na rynkach energii elektrycznej i gazu w poszczególnych państwach członkowskich jest już znaczny, jednak sytuacja jest dość zróżnicowana, co daje się zauważyć po przeanalizowaniu danych zawartych w tabelach 1 i 2 (str. 4 i 5).

Tocząca się od kilku lat dyskusja nad zwiększeniem bezpieczeństwa energetycznego i poprawy funkcjonowania wewnętrznego rynku UE zaowocowała przygotowaniem przez Komisję Europejską i przedstawieniem w grudniu 2003 r. pakietu projektów aktów prawnych⁴⁾: Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie efektywnego wykorzystania energii przez odbiorców końcowych oraz usług energetycznych⁵⁾, Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady dotyczącej niezawodności dostaw energii elektrycznej i inwestycji infrastrukturalnych⁶⁾, Decyzja Parlamentu Europejskiego i Rady ustalająca wytyczne dla sieci trans-europejskich i zastępująca Decyzje Nr 96/391/WE i Nr 1229/2003/WE⁷⁾, Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego w sprawie dostępu do gazowych sieci przesyłowych⁸⁾.

W dokumentach tych nacisk został położony zarówno na stronę popytową, jak i podażową, tj. z jednej strony na poprawę efektywności wykorzystania energii i rozwój narzędzi zarządzania popytem, a z drugiej strony na to, że obiektywnie istniejące potrzeby inwestycyjne (głównie w zakresie połączeń międzysystemowych)

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, 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.

3) ERGEG jest oficjalnym ciałem doradczym Komisji Europejskiej ustanowionym decyzją Komisji 2003/796/WE z 11 listopada 2003 r.

4) J. Biedrzycki, Z. Janiszewska, M. Kozak, P. Seklecki: *Europejski rynek energii elektrycznej i gazu – projekty nowych uregulowań Komisji Europejskiej*, Biuletyn URE nr 2 (34) z 1 marca 2004 r., str. 22.

5) Draft Directive of the European Parliament and of the Council on Energy End – Use Efficiency and Energy Services (COM (2003) 739).

6) Draft Directive of the European Parliament and of the Council concerning measures to safeguard security of electricity supply and infrastructure investment (COM (2003) 740).

7) Draft Decision of the European Parliament and of the Council laying down guidelines for trans – European energy networks and repealing Decisions No 96/391/EC and No 1229/2003/EC (COM (2003) 742).

8) Draft Regulation of the European Parliament and of the Council on conditions for access to the gas transmission networks (COD (2003) 302).

Tabela 1. Stopień otwarcia krajowych rynków energii elektrycznej

Kraj	Stopień otwarcia rynku [%]	Wielkość otwarcia rynku [TWh]	Próg uprawniający do TPA	Rozdział działalności	
				Przesył	Dystrybucja
Austria	100	55	–	prawny	prawny
Belgia	ok. 90	60	1	prawny	prawny
Dania	100	33	–	prawny	prawny
Finlandia	100	80	–	właścicielski	księgowy
Francja	70	275	bez gosp. dom.	prawny	zarządczy
Niemcy	100	500	–	prawny	księgowy
Grecja	62	29	bez gosp. dom. ²	prawny	brak
Irlandia	56	12	1 GWh	prawny	zarządczy
Włochy	79	225	bez gosp. dom.	właścicielski	prawny
Luksemburg	57	3	20 GWh	zarządczy	zarządczy
Holandia	100	100	–	właścicielski	prawny
Portugalia	100	42	–	właścicielski	księgowy
Hiszpania	100	210	–	właścicielski	prawny
Szwecja	100	135	–	właścicielski	prawny
Wielka Brytania ³	100	335	–	właścicielski	prawny
Norwegia	100	110	–	właścicielski	prawny/księgowy
Estonia	10	1	40 GWh	prawny	prawny
Łotwa	76	4	bez gosp. dom.	księgowy	księgowy
Litwa	nieznane		nieznane	prawny	prawny
Polska	52	50	1 GWh	prawny	księgowy
Czechy	47	25	4	prawny	księgowy
Słowacja	66	15	bez gosp. dom.	prawny	zarządczy
Węgry	67	22	bez gosp. dom.	prawny	księgowy
Słowenia	75	10	bez gosp. dom.	prawny	księgowy
Cypr	35	1	350 MWh	zarządczy	brak
Malta	0	0	b.d.	–	5

¹ Pełne otwarcie rynku w regionie flamandzkim, w pozostałych regionach bez gospodarstw domowych.

² Odbiorcy na wyspach poza systemem przesyłowym nie są uprawnieni.

³ W Północnej Irlandii rynek jest otwarty dla wszystkich, poza gospodarstwami domowymi.

⁴ Jeśli możliwy jest pomiar godzinowy.

⁵ Model jednego dostawcy.

Źródło: Technical Annexes to the report from the Commission on the Implementation of the Gas and Electricity Internal Market, Commission Staff Working Document, Commission of the European Communities, Brussels 2005.

powinny być realizowane zgodnie z uzgodnionymi na szczeblu europejskim planami i priorytetami polityki UE zaopatrzenia w energię.

W 2004 r. projekty były przedmiotem ożywionych dyskusji. Wiele pierwotnie zaproponowanych treści – zasad, warunków i sposobów wdrożeń założonych celów projektowanych rozwiązań – nie uzyskało akceptacji, co wymagało sformułowania kolejnych wersji uzgadnianych dokumentów. Prace są już poważnie zaawansowane i ich finał będzie miał miejsce prawdopodobnie w 2005 r.⁹⁾ Zakończono natomiast prace nad Dyrektywą Rady Europejskiej 2004/67/WE dotyczącą środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego¹⁰⁾ – przyjęto ją 26 kwietnia 2004 r.

9) J. Biedrzycki, M. Kozak, P. Seklecki: *Europejski Rynek Energii Elektrycznej i Gazu – postęp prac nad nowymi aktami prawnymi*, Biuletyn URE nr 2 (40) z 1 marca 2005 r., str. 16.

10) Council Directive 2004/67/EC of 26 April 2004 concerning measures to safeguard security of natural gas supply, *Official Journal L127 29/4/2004 P. 0092-0096*.

Wśród wspomnianych kierunków prac organów i instytucji UE, a także CEER¹¹⁾, prace koncepcyjne zdają się nadal dominować nad pracami wdrożeniowymi, co jest świadectwem nie tylko złożoności procesu wprowadzenia zasad konkurencyjności w energetyce, ale przede wszystkim skuteczności przedsięwzięcia energetycznych w obronie dotychczasowych (monopolistycznych) zasad świadczenia usług na rzecz odbiorców. Mimo to daje się zaobserwować pewną racjonalizację działań uczestników rynku energii, rynki regionalne są eksponowane, coraz większe znaczenie w dziele tworzenia infrastruktury rynku przypada operatorom systemów przesyłowych. Nie ulega wątpliwości, iż są oni najbliższym sojusznikiem tak Komisji Europejskiej, jak i regulatorów europejskich w działaniach na rzecz promowania konkurencji. Obecnie rzecz zatem w tym, by regulatorzy

11) Rada Europejskich Regulatorów Energii (*Council of European Energy Regulators – CEER*), stowarzyszenie powstałe w 2000 r.

Tabela 2. Stopień otwarcia krajowych rynków gazowych

Kraj	Stopień otwarcia rynku [%]	Wielkość otwarcia rynku [mld m ³]	Próg uprawniający do TPA	Rozdział działalności		Dostęp do sieci
				Przesył	Dystrybucja	
Austria	100	7	–	prawny	prawny	regulowany ¹
Belgia	90	11	²	prawny	prawny	regulowany
Dania	100	5	–	właścicielski	prawny	regulowany
Finlandia	derogacja					
Francja	70	28	bez gosp. dom.	prawny	księgowy	regulowany
Niemcy	100	82	–	księgowy ³	księgowy	negocjowany
Grecja	derogacja					
Irlandia	86	3	0,5 mln m ³	zarządczy	zarządczy	regulowany
Włochy	100	62	–	prawny	prawny	regulowany
Luksemburg	72	1	15 mln m ³	zarządczy	zarządczy	regulowany
Holandia	100	38	–	prawny	prawny	hybrydowy
Portugalia	derogacja					
Hiszpania	100	20	–	prawny	prawny	regulowany
Szwecja	95 ⁴	1	15 mln m ³	księgowy	księgowy	regulowany
Wielka Brytania	100	95	–	właścicielski	właścicielski	regulowany
Estonia	95	1	bez gosp. dom.	księgowy	księgowy	regulowany
Łotwa	0	0	–	księgowy	księgowy	negocjowany
Litwa	70	2	1 mln m ³	księgowy	księgowy	regulowany
Polska	34	4	15 mln m ³	prawny	księgowy	regulowany
Czechy	0	0	–	księgowy	brak	brak
Słowacja	34	2	15 mln m ³	zarządczy	zarządczy	regulowany ⁵
Węgry	69	8	bez gosp. dom.	prawny	księgowy	regulowany
Słowenia	91	1	bez gosp. dom.	prawny	księgowy	negocjowany
Cypr	derogacja					
Malta	derogacja					

¹ Dotyczy transportu gazu wewnątrz kraju.

² Pełne otwarcie rynku gazowego tylko w regionie Flandrii.

³ Częściowe prawne rozdzielenie na zasadach dobrowolności.

⁴ Wszyscy oprócz odbiorców domowych.

⁵ Model „negocjowany” dla kwestii związanych z tranzytem gazu.

Źródło: Technical Annexes to the report from the Commission on the Implementation of the Gas and Electricity Internal Market, Commission Staff Working Document, Commission of the European Communities, Brussels 2005.

i operatorzy systemów przesyłowych działali dalej wspólnie i efektywnie, zamiast próbować zaakcentować swoją odrębność i ewentualną hegemonię. Tylko wtedy uda się zrealizować jeden z elementarnych warunków konkurencyjności wspólnotowej gospodarki, jakim jest pewność zaopatrzenia w energię odpowiedniej jakości, niedrogą i przyjazną środowisku na obszarze całej UE.

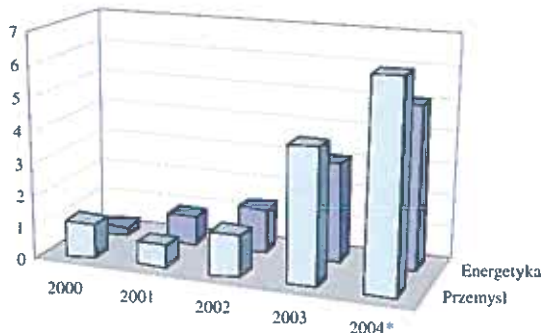
Ad 2.

Przystąpienie do Unii, a przez to możliwość działania na wspólnym rynku, rodzi zatem pytanie o kondycję polskich przedsiębiorstw i ich przygotowanie do konkurencji. Dążenie do sprawniejszej, efektywniejszej, dynamicznie rozwijającej się gospodarki i wzrostu zamożności społeczeństwa, czyli sprostanie międzynarodowej konkurencji rynkowej, powoduje, że nie ma dlań innej drogi realizacji niż niskie koszty i racjonalne ceny energii, w tym przede wszystkim energii elektrycznej. Umiarowane ceny energii są zachętą do jej większego zużycia i tym samym do wzrostu sprzedaży.

2004 r. był jednak drugim rokiem z rzędu, w którym wyraźnie widać przyhamowanie pozytywnych tenden-

cji: pozycja przedsiębiorstw sektora energetycznego w stosunku do pozostałych przedsiębiorstw działających na polskim rynku, która z roku na rok była coraz lepsza, pogorszyła się, co widać chociażby na przykładzie wskaźnika rentowności brutto i netto (rysunki 1 i 2).

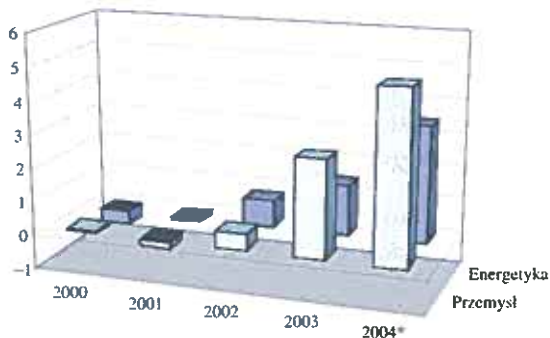
Rysunek 1. Wskaźnik rentowności obrotu brutto



* dane za kwartaly I – III

Źródło: sporządzono w URE na podstawie danych GUS: Rocznik Statystyczny Przemysłu 2004, GUS, październik 2004, Warszawa; Biuletyn Statystyczny GUS, luty 2005, Warszawa.

Rysunek 2. Wskaźnik rentowności obrotu netto

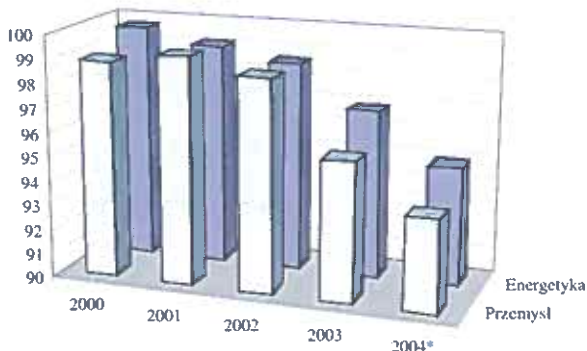


* dane za kwartaly I – III

Źródło: sporządzono w URE na podstawie danych GUS: Rocznik Statystyczny Przemysłu 2004, GUS, październik 2004, Warszawa; Biuletyn Statystyczny GUS, luty 2005, Warszawa.

Istota takiego stanu rzeczy tkwi w kosztach (rysunek 3), które są odzwierciedleniem wielu okoliczności obiektywnych (koszty przeniesione), ale również określonego sposobu gospodarowania, jego nieefektywności, w tym nadmiernego poziomu zatrudnienia. W dużym stopniu sprawia to, że odchylenia w górę w relacji do wskaźnika inflacji (CPI – Consumption Price Index) cen dla bytowych odbiorców energii ciągle pozostają znaczące (rysunek 4).

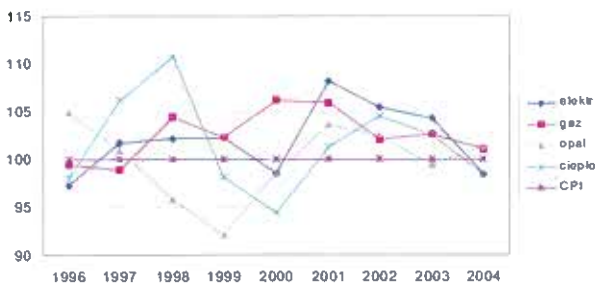
Rysunek 3. Wskaźnik poziomu kosztów



* dane za kwartaly I – III

Źródło: sporządzono w URE na podstawie danych GUS: Rocznik Statystyczny Przemysłu 2004, GUS, październik 2004, Warszawa; Biuletyn Statystyczny GUS, luty 2005, Warszawa.

Rysunek 4. Wskaźniki cen nośników energii względem wskaźnika inflacji (CPI=100)



Źródło: sporządzono w URE na podstawie danych GUS: Biuletyn Statystyczny GUS, luty 2005, Warszawa.

Wzrosty cen energii elektrycznej przekraczające poziom inflacji wynikają głównie z rosnących z roku na rok obciążeń podatkowych (m.in. z wprowadzonego w 2001 r. podatku od majątku sieciowego oraz z wprowadzonej w 2002 r. akcyzy na energię elektryczną). Dodatkowym czynnikiem determinującym poziom cen i stawek opłat w taryfach przedsiębiorstw energetycznych było stopniowe wprowadzanie wynagrodzenia majątku zaangażowanego w działalność sieciową. W taryfach zatwierdzonych na okres 2001/2002 oraz 2002/2003 wynagrodzenie kapitału było wyznaczone na podstawie bieżących nakładów inwestycyjnych netto (co stanowiło nieco ponad 10% wartości majątku). W kolejnej taryfie (2003/2004) wynagrodzeniu podlegało natomiast 25% wartości księgowej majątku sieciowego netto. Ponieważ następną zmianą taryf nastąpiła dopiero w styczniu 2005 r., to odroczony efekt przywróci najprawdopodobniej poprzednią relację.

Ponadinflacyjne wzrosty cen paliw gazowych wynikały przede wszystkim z konieczności pokrycia wzrastających kosztów ich dostawy, z których najważniejsze to wzrost kosztów zakupu gazu wysokometanowego w imporcie, spowodowany zarówno wzrastającymi cenami importowymi (które są indeksowane wskaźnikami zmian produktów ropopochodnych), jak i wzrostem kursu dolara (w okresie 1999 – 2003). Nie bez znaczenia był również fakt obciążenia kosztów dostawy gazu kosztami finansowymi związanymi z restrukturyzacją zadłużenia grupy kapitałowej Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA (PGNiG) oraz wprowadzeniem w 2001 r. podatku od majątku sieciowego. Natomiast wzrost cen dostawy paliw gazowych dla odbiorców będących gospodarstwami domowymi, wyższy w stosunku do wzrostu tych cen dla odbiorców przemysłowych, wynika z konieczności stopniowego eliminowania subsydiowania skrótnego między wskazanymi grupami odbiorców. Subsidiowanie odbiorców domowych przez odbiorców przemysłowych nie mogło być kontynuowane nie tylko dlatego, że ograniczało konkurencyjność polskich wyrobów w handlu międzynarodowym i przyczyniało się do powstania niekorzystnej sytuacji ekonomicznej w branżach silnie uzależnionych od tego nośnika energetycznego (zwłaszcza w przemyśle chemicznym, szklarskim i ceramicznym), ale również dlatego, że zabrania tego Dyrektywa gazowa, której postanowienia Polska – zwłaszcza jako członek UE – musi respektować.

Przy cenach ciepła trzeba zaznaczyć, że Prezes URE zatwierdza taryfy dla odbiorców, którymi nie są bezpośrednio lokatorzy korzystający z ciepła, ale administratorzy obiektów, oddzielnie dokonujący dalszych rozliczeń. Wyraźny spadek tempa cen ciepła w 2004 r. jest bardzo obiecujący, tym bardziej, że cena opału była wysoka. Jeżeli ta tendencja się utrzyma, byłaby dowodem na pozytywne skutki regulacji, które jednak mogą być zniweczone niekorzystnymi dla odbiorców zmianami w ustawie – Prawo energetyczne, uchwalonymi w lutym 2005 r.

W kontekście powyższej sytuacji pozostaje kwestia oceny konkurencyjności polskich przedsiębiorstw ener-

getycznych w stosunku do przedsiębiorstw zachodnich. Podstawowa sprawa przy tego rodzaju porównaniach to świadomość, że polska energetyka w porównaniu z unijną, oprócz odmienności systemowo-funkcjonalnych, istotnie różni się w charakterystyce rzeczowej. Przede wszystkim polski sektor energetyczny obejmuje szerszy niż w większości państw UE obszar gospodarki: poza energią elektryczną i gazem istotne miejsce zajmuje ciepłownictwo¹²⁾. Inna jest też struktura paliw pierwotnych i ogólna efektywność ich użytkowania, a także – inne aspekty środowiskowe. Odmienna struktura paliw pierwotnych w całym sektorze (rysunki 5 i 6), a szczególnie w elektroenergetyce, jednak tylko częściowo wynika z powyższego. W porównaniu z krajami tzw. starej 15, Polska dysponuje znacznymi zasobami paliw stałych (węgla kamiennego i brunatnego), natomiast skromniejszymi zasobami paliw węglowodorowych (gazu ziemnego i, szczególnie, ropy naftowej). Dlatego, mimo zmian w strukturze pozyskania i zużycia energii pierwotnej, węgiel jest nadal podstawowym nośnikiem energii w polskiej gospodarce. Rośnie, co prawda, zużycie i znaczenie gazu ziemnego jako bardziej ekologicznego paliwa, ale w sytuacji

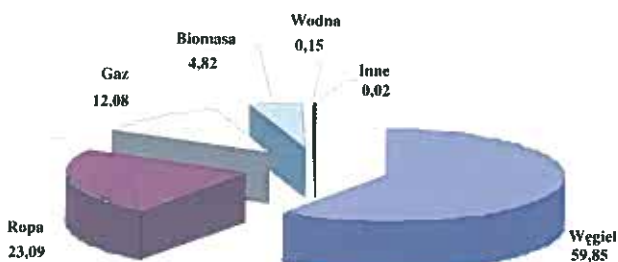
wysokiego importu nie można go jeszcze bardziej zwiększyć. Dominujący udział węgla w krajowym bilansie paliw utrzymuje bezpieczeństwo energetyczne na wysokim i stabilnym poziomie. Szczególnie przy uwzględnieniu szybko rosnących cen ropy i gazu na świecie, może się to okazać atrakcyjne dla konkurencyjności polskiej gospodarki, nawet przy konieczności podejmowania inwestycji w technologie użytkowania węgla przyjazne środowisku. Powyższa sytuacja jeszcze długo będzie oznaczała niższą efektywność sektora energii – i to bez względu na postępek w transformacji rynkowej.

Elementy charakterystyki rzeczowej energetyki należy uzupełnić oceną funkcjonowania rynku. Choć zmienia się jego charakter i uwarunkowania, to perspektywa postępu konkurencji – od tworzenia teoretycznych filarów wspólnego rynku po mozolną pracę u podstaw – pozwala na konstatację, że te same problemy pozostają w dużej mierze wspólne dla większości krajów Wspólnoty, choć w niektórych, tak jak w Polsce, są ostrzejsze, a ich przezwyciężenie będzie wymagało jeszcze większej niż dotąd dyscypliny, wysiłku, a przede wszystkim woli wszystkich uczestników rynku.

Jednym z głównych wspólnych problemów jest wciąż mała integracja krajowych rynków państw członkowskich w jeden wspólny rynek energii w Europie. Wyartykułowano wiele obaw o losy polskiej energetyki w obliczu potężnej konkurencji zewnętrznej, a w rzeczywistości konkurencja ta z trudem przekracza granice. W niewielu krajach zagranicznymi dostawcami posiadli więcej niż 20%¹³⁾ udziału w rynku. Musimy zdawać sobie sprawę, że to, czego obawiają się podmioty gospodarcze sektora, może się jednocześnie okazać nadzieją odbiorcy. Czy zamiast budować legislacyjne okopy dla ochrony polskiej energetyki przed wrogim przejęciem, nie byłoby rozsądniej stworzyć strategię zdobycia przez nią przyczółków na rynkach innych krajów? Nawet jeśli potencjał krajowego sektora nie stwarza szans na równorzędną rywalizację na rynkach Europy Zachodniej, z pewnością mamy szansę zaznaczyć swoją obecność na rynkach ościennych, w wymiarze regionalnym.

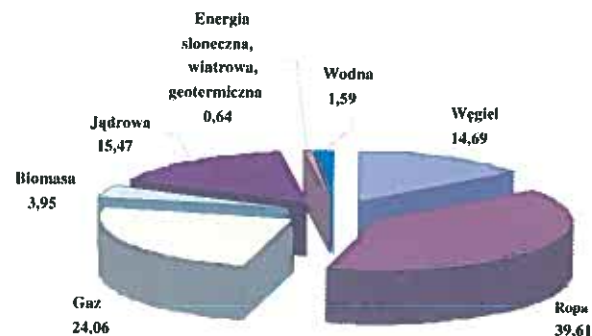
Kolejne zagadnienie, ściśle związane z poprzednim, to struktura rynku nieadekwatna do tworzenia warunków rozwoju konkurencji. Rynki energii elektrycznej, a szczególnie gazu, są zdominowane przez jednego lub dwóch dostawców. Od krajów członkowskich oczekuje się sytuacji odwrotnej. W tym kontekście szczególnego znaczenia nabierają działania zmierzające do zmiany struktury polskiego sektora elektroenergetycznego, takie jak stworzenie np. Bełchatów Opole Turów Górnictwo i Energetyka SA (BOT GiE SA) czy postępująca konsolidacja spółek dystrybucyjnych i ewentualne ich pionowe zintegrowanie z wytwarzaniem. To swoiste antidotum na zewnętrzne zagrożenie ze strony europejskich konkurentów – a tak integrację pionową postrzega wielu re-

Rysunek 5. Struktura paliw pierwotnych w Polsce (2003 r.) w procentach



Źródło: Electricity Information 2004, IEA/OECD, Paris, 2004.

Rysunek 6. Struktura paliw pierwotnych w UE-15 (2003 r.) w procentach



Źródło: Electricity Information 2004, IEA/OECD, Paris, 2004.

12) Jest to różnica 10 punktów procentowych w strukturze finalnej konsumpcji energii. Te dane, jak i większość odnoszących się do porównań Polski z UE, pochodzą z: Electricity Information 2004, IEA/OECD, Paris, 2004.

13) *Annual Report on the Implementation of the Gas and Electricity Internal Market, COM (2004) 863 final*, Brussels, 5.1.2005 (tzw. Benchmarking IV).

prezentantów elektroenergetyki – jest zaledwie szansą i nie daje pewności wieloletniej ochrony polskiego potencjału wytwórczego. Bez wątplenia jest to instrument dość pasywny, związany jedynie z obroną stanu posiadania. Niestety, trudno jest wskazać przykłady międzynarodowej ekspansji polskich przedsiębiorców na inne rynki krajowe niż tylko własny, przy czym sektor praktycznie nie podejmuje żadnych działań zorientowanych na rynek, tj. na zmiany w charakterze popytu odbiorców energii. W takich okolicznościach wynik rywalizacji, choć przesunięty w czasie, wydaje się z góry przesądzony. Nawet rosnący kontyngent eksportowanej przez nas energii nie będzie miał żadnego wpływu na wybory polskich odbiorców energii z chwilą pełnego uwolnienia rynku. Trzeba się zatem liczyć z sytuacją, iż krajowi odbiorcy zaczną wybierać zagranicznych, a nie rodzimych dostawców, oferujących im zarówno większą pewność dostaw energii, jak i zapewne bogatszą ofertę dodatkową¹⁴⁾. Stan gazownictwa, w porównaniu do elektroenergetyki, jest jeszcze bardziej odległy od pożądanego. Trudno tu mówić o prorynkowych sukcesach, skoro z takim trudem i z ogromnym opóźnieniem przebiega restrukturyzacja krajowego monopolisty, jakim jest PGNiG.

Niedostatecznie rozwinięta infrastruktura sieciowa, szczególnie w zakresie połączeń międzysystemowych, dodatkowo sprzyja konserwowaniu obecnego stanu rynku, tworząc istotną barierę dla wejścia nowych inwestorów. Między innymi dlatego Komisja Europejska zainicjowała w minionym roku powstanie regionalnych mini-forów, gdzie dyskusja będzie zmierzała do wypracowania wspólnych standardów alokacji mocy przesyłowych i rozwoju niezbędnych połączeń międzysystemowych. Prezes URE uczestniczy w dwóch mini-forach, obejmujących kraje basenu Morza Bałtyckiego i Europy Środkowo-Wschodniej.

Rozdzielenie zakresów działalności (ang. *unbundling*) zapewniło przejrzystość kosztową i cenową, a zarazem wyeksponowało obszary podatne na działanie konkurencji. Prawne wyodrębnienie operatora systemu przesyłowego jest niezbędne dla dobrze funkcjonującego rynku. Ten etap udało się zainicjować również w Polsce, a kolejne lata powinny przynieść jego finalizację w kształcie przewidzianym w rządowej strategii rozwoju sektora¹⁵⁾. Podobnie istotne znaczenie dla funkcjonowania

rynku będzie miało wyodrębnienie operatorów systemów rozdzielnicych. Kluczowym zagadnieniem, szczególnie dla odbiorców z sektora małych i średnich przedsiębiorstw i odbiorców domowych, będzie możliwość skorzystania z wyboru dostawcy energii lub gazu. Zarazem, aby niezależni dostawcy mogli konkurować o odbiorcę finalnego z tej grupy, należy stworzyć im warunki niedyskryminacyjnego dostępu do sieci i usług bilansowania – ograniczenie dostępu jest jedną z największych przeszkód w rozwoju konkurencji.

Następny obszar problemowy, którego uporządkowania podjęto się w minionym roku w Polsce, to problem kontraktów długoterminowych na zakup energii elektrycznej. Przy współpracy z Komisją Europejską został przygotowany projekt ustawy rozwiązującej kontrakty długoterminowe, który pozwoli zlikwidować je zgodnie z unijnym prawem o pomocy publicznej. Trudno się jednak oprzeć wrażeniu, iż forsowanie wcześniej (wbrew opinii Regulatora) koncepcji – opartej na jednorazowej wypłacie odszkodowania wytwórcom, zależnego od warunków zawartej umowy i przychodów prognozowanych, a nie rzeczywistych – odsunęło istotnie w czasie wprowadzenie stosunków rynkowych do energetyki i stworzyło zagrożenie wzrostu płatności za energię, ponoszonych przez odbiorców.

Kształt, jaki przybiera polski sektor, jego charakter wpływa istotnie na sposób działania Regulatora. Niestety, 2004 r. nie był, bo nie mógł być, pod tym względem przełomowy. Dotychczasowe mankamenty funkcjonowania energetyki oraz jej otoczenia, w tym i politycznego, w dalszym ciągu ograniczały potencjalne możliwości działania Regulatora w interesie odbiorców energii.

Ad 3.

Ustawowe zobowiązanie do cyklicznego uaktualniania polityki energetycznej¹⁶⁾ stało się okazją – zresztą nie po raz pierwszy – do dokonania analizy jej celów, przebiegu i skutków, a przede wszystkim – zmieniających się uwarunkowań i ich wpływu na wybór korzystnej strategii jej realizacji. W ubiegłym roku wzbudziło to szeroką dyskusję – łamy prasy codziennej i fachowej zapełniły się różnymi wypowiedziami – niestety, wyłącznie dostawców. Zabrakło głosu odbiorców – użytkowników energii. Ten brak zrównoważenia opinii spowodował, że nie udało się przygotować dokumentu odpowiadającego na wiele wyzwań ekonomicznych i społecznych oczekiwań związanych z energetyką. Ogólna zbieżność polskiej polityki z unijną – w tym dążenie do jednolitego rynku energii elektrycznej i gazu, będącego jednym ze strategicznych celów UE – pożądana na etapie akcesji, okazuje się być niewystarczającą po uzyskaniu pełnego członkostwa w europejskiej wspólnotcie. Konieczność znacznie skuteczniejszej realizacji dotychczasowego paradygmatu polskiej poli-

14) Sytuacja zapewne upodobni się do tego, co obserwowaliśmy np. w konkurencyjnych segmentach gospodarki, takich jak przemysł samochodowy czy usługi bankowe. Zwłaszcza te ostatnie mogą się okazać szczególnie symptomatyczne. Pamiętamy przecież, jak banki zagraniczne akwirowały, i czynią to nadal, swoich nowych klientów, kusząc ich nowatorstwem produktów bankowych, specjalnymi preferencjami itp. Jeśli energetykom taki przykład nie przemawia do wyobraźni, to może warto ich zapytać, dlaczego sami korzystali z kredytów nie tylko w bankach zagranicznych, ale i w obcych walutach, doprowadzając do ogromnego zadłużenia sektora i związanego z tym ryzyka kursowego?

15) „Polityka energetyczna Polski do 2025 roku”, dokument przyjęty przez Radę Ministrów 4 stycznia 2005 r.

16) Ustawa – Prawo energetyczne, art. 13 (Dz. U. z 2003 r. Nr 153, poz. 1504 i Nr 203, poz. 1966 oraz z 2004 r. Nr 29, poz. 257, Nr 34, poz. 293, Nr 91, poz. 875, Nr 96, poz. 959 i Nr 173, poz. 1808).

tyki energetycznej, polegającego na wprowadzeniu stosunków rynkowych do energetyki, pozostaje ciągle na papierze. Natomiast kwestią, która dominowała w dyskusji i zajęła stosowne miejsce w polityce, było bezpieczeństwo energetyczne.

Poziom bezpieczeństwa energetycznego zależy od wielu czynników. Ich znaczenie dla zrównoważenia popytu i podaży na energię i paliwa zależy zarówno od wewnętrznych czynników danego kraju, jak i od sytuacji na rynkach światowych. Ważnym elementem jest zróżnicowanie struktury nośników energii tworzących bilans krajowy, stopień zdywersyfikowania źródeł dostaw, stan techniczny i sprawność urządzeń i instalacji systemów przesyłu oraz dystrybucji paliw i energii.

Uzyskanie przez Polskę członkostwa w UE znacznie zmieniło postrzeganie bezpieczeństwa energetycznego – już nie tylko z punktu widzenia wewnętrznego, ale też z punktu widzenia bezpieczeństwa wspólnoty. Harmonizacja przepisów w zakresie regulacji sektora energetycznego dokonuje się od kilku lat, a dziś Polska ma status pełnoprawnego uczestnika procesu decyzyjnego. Oznacza to, iż mamy wpływ na rozwiązania wypracowywane w organach unijnych. W ramach tych działań została m.in. przyjęta dyrektywa dotycząca bezpieczeństwa dostaw gazu, ponadto, dyskutowana jest dyrektywa na temat bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i rozwoju infrastruktury elektroenergetycznej. Jest oczywiste, że dalsze działania i wypracowane rozwiązania w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego będą musiały mieć wspólnotowy, a nie autarkiczny charakter. Nie oznacza to jednak, iż w dyskusji i praktyce kształtowania bezpieczeństwa energetycznego UE można abstrahować od rodzimych zasobów paliw pierwotnych, głównie węgla kamiennego i brunatnego. Powinny one stanowić docelowo ważny element energetycznej samodzielności europejskiego ugrupowania (zwłaszcza w warunkach klęsk żywiołowych lub katastrof i tzw. podnoszenia systemów elektroenergetycznych), nawet za cenę spowolnienia tempa osiągania celów ekologicznych.

Powyżej omówione okoliczności stanowiły ramę i przesłanki działalności Prezesa URE, który reguluje działalność przedsiębiorstw energetycznych zgodnie z ustawą i założeniami polityki energetycznej państwa, zmierzając do rzeczywistego zrównoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych oraz odbiorców paliw i energii, w tym minimalizacji kosztów obu stron procesu dostaw energii. Polegało to na systematycznym wykonywaniu czynności, w szczególności:

- monitorowaniu rynków energii i paliw, w tym realizacji zasady dostępu stron trzecich do sieci przesyłowych;
- udzielaniu bądź cofaniu koncesji na działalność energetyczną (w tym w sferze gospodarki paliwami gazowymi i ciekłymi) przedsiębiorstw;
- zatwierdzaniu, dokonywaniu korekt i kontrolowaniu taryf, zwłaszcza w przypadku energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu, ciepła oraz paliw gazowych;
- uzgadnianiu projektów planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych;

- rozstrzyganiu sporów związanych z koncesjonowaną działalnością energetyczną, kontroli działalności koncesjonowanych przedsiębiorstw energetycznych oraz nakładaniu kar na podmioty nie wywiązujące się ze zobowiązań z tytułu koncesji na działalność energetyczną;
- powoływaniu komisji kwalifikacyjnych i kontroli ich działalności;
- działalności informacyjnej, promocyjnej i popularyzatorskiej.

Prace Prezesa URE w 2004 r. związane z koncesjonowaniem zostało zdominowane przez udzielanie koncesji na działalność gospodarczą w zakresie obrotu paliwami.

Kontynuowano prace nad wprowadzaniem konkurencji na rynek elektroenergetyczny i gazowy. Głównym problemem była kwestia wyznaczenia operatorów systemów przesyłowych elektroenergetycznego i gazowego.

Wejście w życie nowych rozporządzeń „taryfowych” wymagało również dostosowania do nowych przepisów pracy Departamentu Taryf oraz samych przedsiębiorstw.

Uprawnienia Prezesa URE (m.in. koncesjonowanie, taryfowanie, uzgadnianie planów rozwoju itp.) są realizowane w centrali urzędu, szczególnie gdy mamy do czynienia z istotnym rachunkiem kosztów przeniesionych (elektroenergetyka i gazownictwo) i potrzebny jest niezbędny stopień unifikacji w zakresie zasad i standardów działania, co zresztą jest od zawsze praktykowane w URE. Jeżeli tego typu współzależności występują w mniejszej skali – całość spraw prowadzą oddziały terenowe, czyli regulację sektora ciepłowniczego (lokalnego w swym charakterze), rozstrzyganie sporów odbiorców z przedsiębiorstwami energetycznymi, czuwanie nad stosowaniem zatwierdzonych taryf o określonych w koncesji warunków działania, weryfikowanie kwalifikacji itp. Wszystkie te czynności wymagają bycia blisko miejsc, gdzie tego rodzaju problemy rodzą się na styku przedsiębiorstw i ich odbiorców, zwłaszcza w gospodarce podlegającej postępującej decentralizacji na skutek rosnącej dojrzałości rynków lokalnych.

Co do stylu i efektów działań regulacyjnych, wydaje się, że rzeczywiście efekty działania URE są widoczne. Umacniają się pożądane tendencje i zjawiska współkształtowane bezpośrednio i pośrednio przez Prezesa URE i jego współpracowników – od utrzymania stabilnych reguł postępowania i czytelności procedur koncesjonowania, poprzez coraz bardziej efektywne taryfowanie, a na monitorowaniu poszczególnych rynków paliw i energii oraz statystyce sektora ciepłowniczego skończywszy. Jednocześnie od maja 2004 r. działania Prezesa URE i sposób, w jaki oddziałuje (reguluje) rynek energetyczny są oceniane nie tylko na podstawie skutków, jakie te działania wywierają na rynku krajowym i na uczestników rynku, ale również przez instytucje unijne (w szczególności Komisję Europejską), które są przede wszystkim zainteresowane efektywnym funkcjonowaniem konkurencji na wspólnym rynku europejskim.

Pewnym potwierdzeniem takiego stanu rzeczy jest wysoka ocena wystawiona polskiej regulacji przez Europejski Bank Odbudowy i Rozwoju¹⁷⁾.

Skomplikowanie materii funkcjonowania współczesnej energetyki wymaga adekwatnie finezyjnych, a więc nie zawsze uproszczonych systemów i metod (narzędzi) regulacji. Postulowanie nadmiernych ułatwień dla energetyki i wyzwolenie jej spod nadzoru regulacyjnego wyspecjalizowanego organu państwa z pewnością nie będzie służyć interesom odbiorców¹⁸⁾. Trzeba o tym pamiętać, by nie wylewać krokodylich łez ponieważ, np. nad nie korzystaniem przez uprawnionych z zasady TPA. Pozostawienie nadmiernej swobody działania przedsiębiorstwom energetycznym, chociażby za sprawą redukcji zatrudnienia w URE (a takie postulaty często daje się słyszeć, głównie ze strony energetyków i ekspertów z nimi związanych), może oznaczać powrót do przeszłości, zwykłą remonopolizację ze wszystkimi znanymi jej konsekwencjami.

Na koniec ogólna uwaga: zgodnie z Konstytucją RP, każdy organ władzy publicznej działa na podstawie

17) Spośród wszystkich krajów transformacji polski regulator otrzymał najwyższą ocenę, co łatwo sprawdzić w źródle: *Transition Report 2004. Infrastructure*, s. 56. Latem 2004 r. przeprowadzono badanie mające na celu dokonanie oceny porównawczej regulacji w zakresie elektroenergetyki w oparciu o następujące kryteria:

- spójność regulacji prawnych oraz ich interpretacji (ang. *coherence*),
- przewidywalność zmian w sposobie działania organu regulacji (ang. *predictability*),
- wydajność aparatu regulacyjnego pod względem kadr oraz budżetu (ang. *capacity*).

Powyższe kryteria, wg odpowiednich wag, są wyznacznikiem ogólnej sytuacji w zakresie instytucjonalnych oraz prawodawczych uwarunkowań regulacji w badanych krajach.

18) W tym miejscu należy zacytować *Annual Report on the Implementation of the Gas and Electricity Internal Market, COM (2004) 863 final*, Brussels, 5.1.2005 (tzw. Benchmarking IV): „Niezależny organ regulacji stanowi podstawę funkcjonowania mechanizmów konkurencji. A jego decyzje w zakresie taryf przesyłowych oraz funkcjonowania innych mechanizmów rynkowych będą miały decydujący wpływ na dalszą ewolucję rynku. W takiej sytuacji wyposażenie regulatora w odpowiednie środki oraz kompetencje nabiera szczególnego znaczenia.”, str. 10.

prawa i w granicach prawa. Tylko tyle i aż tyle. Dlatego rzetelna ocena działalności Prezesa URE, pożytków regulacyjnych dla dostawców i odbiorców energii musi być ograniczona w relacji do litery prawa, chociaż i jego duch nie jest Regulatorowi obojętny. Nie można natomiast oczekiwać, że będzie wypełniał funkcje o nieograniczonych kompetencjach. Sprawność działania wyklucza omnipotencję. Warto też mieć na uwadze prozaiczny fakt związany z usytuowaniem Regulatora w strukturze administracji rządowej i wynikające stąd m.in. jego uprawnienia legislacyjne. Truizmem jest ciągle powtarzanie, iż rozwiązania rynkowe są wypadkową działań administracyjnych, gospodarczych, politycznych itp., itd. Dla rynku najistotniejsze są nie jednostkowe decyzje administracyjne pozostające w gestii Prezesa URE, ale rozwiązania o charakterze systemowym, wprowadzane ustawami i rozporządzeniami. Tymczasem mają miejsce liczne opóźnienia na tej drodze legislacyjnej; są one przyczyną nie satysfakcjonującego tempa wdrażania konkurencji. Nie bez znaczenia jest również jakość tych rozwiązań, częściej służąca określonej grupie przedsiębiorców niż interesowi publicznemu. Nawet powierzenie specjalnie utworzonemu Zespołowi do Spraw Polityki Energetycznej¹⁹⁾, w skład którego weszli przedstawiciele resortów gospodarczych, kompetencji niemal stanowiących w zakresie kształtowania funkcjonowania energetyki, nie zapobiegło tego rodzaju deformacjom. Zapewne więcej ich było wcześniej, gdy resorty gospodarcze były raczej luźną federacją niż zintegrowanym zespołem, niemniej jednak i dziś trudno się oprzeć wrażeniu, iż zbyt wielu polityków, a pewnie jeszcze więcej urzędników broni interesów przedsiębiorstw energetycznych, a nie obywateli: podatników i odbiorców.

Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki jest dr Leszek Juchniewicz, pełniący funkcję od początku istnienia tego stanowiska, tj. od 23 czerwca 1997 r. (powołany na drugą kadencję przez Prezesa Rady Ministrów 23 czerwca 2002 r.), Wiceprezesem – Wiesław Wójcik, od 1 kwietnia 1998 r., zaś regionalnymi (lokalnymi) regulatorami są działający z upoważnienia Prezesa dyrektorzy oddziałów terenowych, imiennie wymienieni w II części sprawozdania.

19) Zarządzenie Nr 52 Prezesa Rady Ministrów z 2 czerwca 2004 r. w sprawie Zespołu do Spraw Polityki Energetycznej.

Część I. REALIZACJA USTAWOWYCH OBOWIĄZKÓW PREZESA URE

1. Rynek energii elektrycznej

1.1. Warunki i ocena procesu koncesjonowania w elektroenergetyce

Koncesjonowanie działalności w sektorze energetycznym to typowa forma regulacji administracyjnej, umożliwiająca zarówno kontrolę wejścia na rynek poprzez usuwanie sztucznych barier dostępu, jak i kontrolę sposobów działania podmiotów na rynku. Prowadzona w racjonalny sposób, tworzy warunki dla działania sektora energetycznego według zasad rynkowych, aktywnie wspiera podmioty ubiegające się o dostęp do rynku, sprzyja rozwojowi konkurencji. Na koniec grudnia 2004 r. ważne koncesje (w liczbie 1 062) posiadało 801 przedsiębiorstw prowadzących działalność gospodarczą w elektroenergetyce.

Z punktu widzenia promowania i rozwijania konkurencji, wprowadzenie obowiązku posiadania koncesji jako administracyjnego narzędzia kontroli wchodzenia na rynek energetyczny budziło pewne kontrowersje. W praktyce okazało się, że koncesja nie stała się instrumentem utrudniającym lub wręcz zamykającym dostęp do rynku czy też instrumentem ograniczania autonomii działania koncesjonariuszy poprzez ustalone w koncesjach warunki prowadzenia działalności. Proces koncesyjny przebiegał w warunkach równoprawnego traktowania podmiotów ubiegających się o koncesję i nie dyskryminował żadnego przedsiębiorstwa.

Z ustawy – Prawo energetyczne wynika, że koncesja obligatoryjnie powinna określać następujące warunki:

- wykonywania działalności objętej koncesją,
- zapewnienia ochrony środowiska w trakcie oraz po zaprzestaniu koncesjonowanej działalności,
- zaprzestania działalności koncesjodawcy po wygaśnięciu koncesji lub po jej cofnięciu,
- szczególne warunki wykonywania tej działalności mające na celu właściwą obsługę odbiorców.

Treść warunków nie jest określona ustawowo, z czego wynika, że są one w części uregulowane innymi przepisami (np. standardami ochrony środowiska) oraz pozostają w zakresie dyskrecjonalnej władzy Prezesa URE. Warunki te mogą wynikać z konkretyzacji interesu społecznego i uwzględnienia założeń polityki energetycznej państwa. Można zatem przyjąć, że istnieją przesłanki do kształtowania elastycznej i liberalnej praktyki koncesjonowania przy zachowaniu znaczącej, swobodnej i uzasadnionej roli Prezesa URE w tym zakresie. Ustawa zobowiązuje również Prezesa URE do publikowania w Biuletynie URE wszystkich istotnych informacji związanych z procedurą koncesjonowania. W ten sposób spełniony jest wymóg jawności i przejrzystości stosowanych procedur.

Ustalanie w koncesjach warunków prowadzenia działalności, a w szczególności warunków mających na celu zapewnienie właściwej obsługi odbiorców, działa stymulująco na przedsiębiorstwa energetyczne, głównie w zakresie konieczności podejmowania działań podnoszących jakość oraz niezawodność świadczonych usług. Warunki koncesyjne zobowiązują przedsiębiorstwa do utrzymywania właściwego stanu technicznego urządzeń i instalacji, posiadania urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych, przestrzegania przepisów z zakresu ochrony środowiska, ochrony przeciwpożarowej itp. Zapisy zawarte w koncesji kształtują w pewnym stopniu także sferę ekonomiczną działalności przedsiębiorstwa energetycznego, m.in. poprzez zakaz subsydiowania innych rodzajów działalności gospodarczej z przychodów osiąganych z działalności energetycznej. Warunki koncesji zobowiązują również do ograniczania poziomu kosztów działalności energetycznej do kosztów ekonomicznie uzasadnionych, w celu ograniczenia nieuzasadnionego wzrostu cen. Sposób i zakres oceny poszczególnych wniosków koncesyjnych uzależnione są także od rodzaju działalności prowadzonej przez przedsiębiorcę (wytwarzanie, przesył i dystrybucja, obrót). Specyfikę tych postępowań scharakteryzowano w dalszej części sprawozdania.

Na podstawie dotychczasowych doświadczeń można stwierdzić, że w odniesieniu do polskiej elektroenergetyki udało się stworzyć system koncesjonowania, którego podstawą jest ukształtowanie relacji między regulatorem i przedsiębiorstwami energetycznymi według standardów stosowanych w tym zakresie na świecie. Wypracowana i wdrożona procedura koncesjonowania umożliwia zainteresowanym podmiotom prowadzenie nieskrępowanej i efektywnej działalności w sektorze energetycznym.

Obok skutecznego stosowania zasady dostępu stron trzecich do sieci oraz efektywnego wprowadzenia niedyskryminacyjnych zasad taryfowania, koncesjonowanie jest istotnym narzędziem służącym Prezesowi URE w promowaniu konkurencji.

Koncesjonowanie wytwarzania w odnawialnych źródłach energii

Ustawa o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska z dnia 2 kwietnia 2004 r. (Dz. U. z 2004 r. Nr 91, poz. 875) nałożyła obowiązek koncesjonowania działalności gospodarczej na odnawialne źródła energii, niezależnie od mocy zainstalowanych. Podmioty już prowadzące działalność zostały zobowiązane do złożenia do końca lipca 2004 r. do Prezesa URE wniosku o wydanie koncesji. W związku z usta-

wową koniecznością koncesjonowania wszystkich wytwórców energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii (OZE), została podjęta szczególnie intensywna akcja informacyjna urzędu. W ramach tej akcji nawiązano współpracę z przedstawicielami spółek dystrybucyjnych i dużych przedsiębiorstw energetycznych, dotyczącą propagowania:

- zasad składania i rozpatrywania wniosków o udzielenie koncesji i promesy koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w OZE,
- zasad i reguł współpracy urzędu z przedsiębiorcami w okresie po uzyskaniu koncesji (wnioski o świadectwa pochodzenia, świadectwa, sposoby i tryb rozliczeń obowiązku itd.).

Równoległym działaniem było opublikowanie na stronach internetowych szczegółowych informacji o stosowanym postępowaniu administracyjnym dotyczącym uzyskania koncesji (lub promesy) na wytwarzanie energii elektrycznej. Szczególnie ważny okazał się wykaz dokumentów, które powinny być załączone do wniosku koncesyjnego.

W toku procedury koncesyjnej, na stronach internetowych Urzędu na bieżąco były zamieszczane informacje o podmiotach, które w ustawowym terminie złożyły wnioski koncesyjne. Te informacje były szczególnie ważne dla spółek obrotu, które odbierały energię elektryczną od wytwórców, oraz dla samych wytwórców, bowiem wtedy mogli oni wykonywać działalność gospodarczą na dotychczasowych zasadach, do czasu ostatecznego rozstrzygnięcia sprawy koncesyjnej przez Prezesa URE.

W § 5 ust. 1, wydanego na podstawie delegacji zawartej w art. 9a ust. 4 wcześniej wspomnianej nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne i ustawy – Prawo ochrony środowiska, rozporządzenia Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 9 grudnia 2004 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku zakupu energii elektrycznej i ciepła wytwarzanych w odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2004 r. Nr 267, poz. 2656), zwanego dalej rozporządzeniem w sprawie zakupu energii elektrycznej i ciepła z odnawialnych źródeł, doprecyzowano warunki (poprzednio zawarte w rozporządzeniu Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 30 maja 2003 r.) zaliczania części energii elektrycznej pochodzącej ze wspólnego spalania biomasy lub biogazu z innymi paliwami, do energii wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii (tzw. technologia współspalania). Ten zapis spowodował, że szereg przedsiębiorstw energetycznych (głównie elektrownie systemowe) zwróciło się do Prezesa URE z wnioskami o dokonanie zmiany zapisów w posiadanych koncesjach, zezwalających na realizację tej technologii. Aby technologia współspalania została uznana za odnawialne źródło energii, Prezes URE zobowiązał przedsiębiorstwa do załączenia do wniosku o zmianę koncesji dwóch dodatkowych dokumentów: „dokumentacji uwierzytelniającej instalacji do produkcji oraz procedury rozliczeń energii ze źródeł odnawialnych” (określają-

cej stopień przygotowania instalacji wytwórcy do realizacji współspalania i procedury rozliczeń) oraz „Opinii o dokumentacji” (opracowanej przez niezależną stronę trzecią). Ten warunek miał na celu potwierdzenie jednoznaczności metod określania udziału energii odnawialnej w całości wyprodukowanej energii elektrycznej.

Koncesje dla przedsiębiorstw energetycznych mających siedzibę lub miejsce zamieszkania na terytorium państwa członkowskiego Unii Europejskiej lub państwa członkowskiego Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym odnawialnych

W związku z uzyskaniem przez Rzeczpospolitą Polską członkostwa w Unii Europejskiej, 1 maja 2004 r. wszedł w życie przepis art. 33 ust. 1 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne, na mocy którego Prezes URE udziela koncesji wnioskodawcy mającemu siedzibę lub miejsce zamieszkania na terytorium państwa członkowskiego Unii Europejskiej lub państwa członkowskiego Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym. Informacje o takich podmiotach, które złożyły wnioski o udzielenie koncesji na obrót energią elektryczną, znajdują się w rozdziale 7.1.1.

Zmiany koncesji w związku z realizowanym procesem konsolidacji zakładów energetycznych

W ramach realizacji przez zakłady energetyczne opracowanej przez Ministra Skarbu Państwa koncepcji konsolidacji elektroenergetycznych spółek dystrybucyjnych, w 2004 r. w podsektorze przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej powstały trzy nowe podmioty. Zgodnie z art. 492 § 1 pkt 1 Kodeksu spółek handlowych, połączenia nastąpiły przez przeniesienie całego majątku spółek przejmowanych na spółki przejmujące za udziały lub akcje, które spółki przejmujące wydały wspólnikom spółek przejmowanych (łączenie się przez przejęcie). Ponieważ spółkami przejmującymi były: Zakład Energetyczny Kraków SA, Zakład Energetyczny Jelenia Góra SA oraz Energa Gdańska Kompania Energetyczna SA, wymagało to zmiany koncesji na przesyłanie i dystrybucję tych spółek. W efekcie powstały:

- EnergiaPro Koncern Energetyczny SA (1 maja 2004 r.), utworzony przez połączenie: ZE Jelenia Góra SA, ZE Legnica SA, ZE Opole SA, ZE Wałbrzych SA oraz ZE Wrocław SA;
- ENION SA (1 lipca 2004 r.), utworzony przez połączenie: ZE Kraków SA, ZE Częstochowa SA, ZE Tarnów SA, Będzińskiego Zakładu Energetycznego SA i Beskidzkiej Energetyki SA;
- Koncern Energetyczny Energa SA (31 grudnia 2004 r.), utworzony przez połączenie: Energa Gdańska Kompania Energetyczna SA, Elbląskie ZE SA, ZE Koszalin SA, ZE Olsztyn SA, ZE Płock SA, ZE Słupsk SA, ZE Toruń SA i Energetyki Kaliskiej SA.

1.2. Podstawowe informacje o pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego

Moc zainstalowana i osiągalna¹⁾

Moc zainstalowana elektrowni krajowych na koniec 2004 r. wynosiła 34 715 MW, w tym 32 162 MW w elektrowniach zawodowych (21 138 MW na węglu kamiennym, 8 856 MW na węglu brunatnym i 2 168 MW w elektrowniach wodnych) oraz 2 553 MW w elektrowniach przemysłowych. W porównaniu z 2003 r. nastąpił niewielki jej spadek, tj. o 0,3%, przy czym należy odnotować, że zmniejszenie mocy zainstalowanej nastąpiło w elektrowniach zawodowych na węglu brunatnym (o 4,8%), natomiast w przypadku pozostałych elektrowni nastąpił wzrost tej mocy.

Średnie roczne zapotrzebowanie na moc w 2004 r. wyniosło 19 512 MW i wzrosło o 599 MW, tj. o 3,2% w stosunku do 2003 r. Maksymalne zapotrzebowanie wyniosło 23 108 MW (wystąpiło 23 grudnia o godz. 17.00),

Tabela 1. Wybrane wielkości dotyczące pracy elektrowni zawodowych w latach 2003 i 2004

Wyszczególnienie	2003 [MW]	2004 [MW]	2004/2003 [%]
Moc osiągalna	31 561	31 887	101,0
Obciążenie	19 468	19 942	102,4
Rezerwy	7 174	7 061	98,4
Remonty kapitalne i średnie	2 667	2 695	101,0
Remonty awaryjne	529	420	79,4
Pozostałe ubytki	1 723	1 905	110,6

Źródło: PSE-Operator SA.

Tabela 2. Struktura produkcji energii elektrycznej w 2004 r.

Segment	Produkcja energii [GWh]		Dynamika [%]	Struktura wytwarzania [%]	
	2003	2004	2004/2003	2003	2004
Produkcja w kraju ogółem	151 631	154 102	101,6	100,0	100,0
z tego:					
- elektrownie zawodowe	143 328	145 612	101,6	94,5	94,5
w tym:					
- elektrownie ciepłe:	140 218	142 069	101,3	97,8	97,6
z tego: elektrownie spalające:					
- węgiel kamienny	85 733	86 646	101,0	61,1	61,0
- węgiel brunatny	51 617	52 159	101,1	36,8	36,7
- gaz ²⁾	2 868	3 264	113,8	2,0	2,3
- elektrownie wodne	3 110	3 462	111,3	2,2	2,4
- elektrownie przemysłowe	7 942	8 052	101,4	5,2	5,2
z tego:					
- ciepłe	7 901	7 530	95,3	99,5	93,5
- w tym: gazowe	626	590	94,2	7,9	7,8
- źródła odnawialne	41	522	1 273,2	0,5	6,5
- elektrownie niezależne pozostałe	361	438	121,1	0,2	0,3

Źródło: Informacja statystyczna o energii elektrycznej, Agencja Rynku Energii SA.

zaś minimalne – 10 828 MW (wystąpiło 27 czerwca o godz. 5.15). Warto podkreślić, że wzrost zapotrzebowania na moc wykazał podobną tendencję, jak dla okresu 2002 – 2003, tj. 2,9%.

Tabela 1 zawiera zestawienie wybranych danych charakteryzujących pracę elektrowni zawodowych w latach 2003 i 2004 na podstawie średnich rocznych wartości ze szczytów wieczornych w dniach roboczych. Wśród przedstawionych danych warto zwrócić uwagę na znaczny spadek mocy jednostek wytwórczych, będących w postojach awaryjnych (o 20,6%), jak również ponad 10% wzrost mocy jednostek wytwórczych zaliczonych do tzw. pozostałych ubytków.

Produkcja energii elektrycznej²⁾

Produkcja energii elektrycznej brutto w 2004 r. kształtowała się na poziomie 154 102 GWh i była większa o 1,6% w porównaniu do 2003 r. Z tego:

- przedsiębiorstwa wytwórcze energetyki zawodowej wyprodukowały 145 612 GWh, tj. o 1,6% więcej niż w 2003 r.,
- elektrownie przemysłowe wyprodukowały 8 052 GWh, tj. o 1,4% więcej niż w 2003 r.,
- pozostałe elektrownie niezależne (źródła odnawialne) wyprodukowały 438 GWh, tj. o 21,1% więcej niż w 2003 r.

Należy zauważyć, że dynamika wzrostu produkcji energii zmniejszyła się w porównaniu do lat 2002 – 2003, kiedy wynosiła 5,2%. Najwyższą dynamikę wzrostową produkcji energii elektrycznej odnotowano w przypadku elektrowni zawodowych gazowych (13,8%) oraz wodnych (11,3%), co ze względu na regulacyjny charakter

2) Na podstawie danych za grudzień 2004 r., *Informacja statystyczna o energii elektrycznej*, Agencja Rynku Energii SA.
3) Dotyczy jednostek wytwórczych jednopaliwowych (gazowych).

1) Na podstawie danych operacyjnych PSE-Operator SA.

tych drugich może świadczyć wyłącznie o ich częstym wykorzystywaniu w celu technicznego zbilansowania systemu elektroenergetycznego. Podobnie jak w 2003 r., 94,5% produkcji energii elektrycznej odbywało się w elektrowniach zawodowych, przy czym 61% z tej ilości wyprodukowano w elektrowniach zawodowych na węglu kamiennym, natomiast niemal 37% na węglu brunatnym. Porównując wyżej wymienione wielkości do danych za lata 2002 – 2003 należy podkreślić, że struktura ta nie uległa zasadniczym zmianom.

Krajowe zużycie energii elektrycznej⁴⁾

Krajowe zużycie energii elektrycznej brutto w 2004 r. wyniosło 144 069 GWh i było wyższe od zużycia w 2003 r. o 3 479 GWh, tj. o 2,5%. Podobnie jak zapotrzebowanie na moc, krajowe zużycie energii elektrycznej wykazało zatem tendencję wzrostową (jak dla lat 2002 – 2003, kiedy wzrosło o 3,2%) i jest związane z rozwojem gospodarczym i technicznym kraju.

Saldo wymiany energii elektrycznej z zagranicą⁵⁾

Polska jest eksporterem netto energii elektrycznej. Saldo wymiany z zagranicą w 2004 r. było ujemne i wyniosło 9 293 GWh, o 868 GWh (8,5%) mniej niż w 2003 r. Jego składniki były następujące:

- eksport 12 487 GWh, czyli o 735 GWh (5,6%) mniej niż w 2003 r.,
- import 3 194 GWh, czyli o 133 GWh (4,3%) więcej niż w 2003 r.,

przy czym w rzeczywistości:

- wypłynęło z Polski 14 605 GWh,
- wpłynęło do Polski 5 312 GWh.

Nieznaczny spadek eksportu wynikał z sytuacji na rynku nordyckim. W latach ubiegłych można było zaobserwować bardzo wysokie ceny energii elektrycznej na tym rynku, spowodowane małą produkcją energii w elektrowniach wodnych (z powodu niskiego poziomu wód w zbiornikach elektrowni wodnych). Natomiast w 2004 r. w wyniku uzupełnienia zasobów wodnych w zbiornikach akumulacyjnych elektrowni, ceny energii elektrycznej na rynku nordyckim spadły. W związku z tym ponownie obserwuje się zwiększony przepływ energii ze Szwecji do Polski podmorskim kablem prądu stałego.

Ograniczenia dostaw energii elektrycznej⁶⁾

W 2004 r. nie było ograniczeń w poborze mocy ani wyłączeń odbiorców spowodowanych brakiem mocy w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym. Dzięki korzystnemu bilansowi mocy w 2004 r. nie wprowadzano obniżek napięć dla pokrycia zapotrzebowania.

Wielkość energii elektrycznej niedostarczonej w wyniku awarii sieciowych w 2004 r. wyniosła 26 GWh i była ponad 15-krotnie wyższa niż w 2003 r. (dla przypomnienia, w 2003 r. była 5-krotnie niższa niż w 2002 r.). W listopadzie 2004 r. odnotowano w kraju wichury, które spowodowały awarie sieciowe i związane z nimi ograniczenia dostaw energii elektrycznej dla odbiorców przyłączonych do sieci spółek dystrybucyjnych.

1.3. Wytwarzanie energii elektrycznej

1.3.1. Monitorowanie rynku wytwórców energii elektrycznej

Wzorem poprzednich lat, w URE prowadzono analizy rynku wytwórców energii elektrycznej. Badanie skoncentrowano na 12 spółkach wytwórczych, które stanowią trzon energetyki zawodowej. Wytwarzają one energię elektryczną ze spalania węgla kamiennego lub brunatnego w jednostkach wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD) przez Krajową Dyspozycję Mocy.

Wytwórcy objęci badaniem wypracowali w roku 2004 łączne przychody w wysokości 18 714 mln zł. Po uwzględnieniu obciążeń operacyjnych i finansowych wynik na działalności gospodarczej w roku 2004 osiągnął poziom 1 137 mln zł, czyli był o ok. 28,6% wyższy od wyniku roku poprzedniego. Warto podkreślić, że wszyscy wytwórcy osiągnęli dodatni wynik na działalności gospodarczej w badanym okresie. Zysk netto na poziomie 816 mln zł (66% wyższy niż w poprzednim roku) powinien stać się źródłem finansowania działań, których głównym kierunkiem powinna być poprawa bezpieczeństwa energetycznego (jakości i efektywności). Więcej danych dotyczących wyników wytwórców zawiera tabela 3.

Pomimo podjęcia w ostatnich trzech latach kilku prób rozwiązania kontraktów długoterminowych, nadal pozostają one w mocy, a w związku z tym na rynku wytwórców energii elektrycznej wciąż istnieje podział na sprzedających energię w ramach kontraktów długo-

Tabela 3. Przychody, koszty operacyjne i wyniki finansowe 12 spółek wytwórczych energii elektrycznej w 2004 r. (w tys. zł)

Wyszczególnienie	Przychody netto ze sprzedaży i zrównane z nimi	Koszty działalności operacyjnej	Pozostałe przychody i koszty operacyjne	Przychody i koszty finansowe	Wynik na działalności gospodarczej
Elektrownie ogółem	18 714 043	17 202 801	- 196 374	- 177 586	1 137 282
na węglu kamiennym	11 712 008	10 599 262	- 104 642	- 305 738	702 366
na węglu brunatnym	7 002 035	6 603 539	- 91 732	128 152	434 916

Źródło: opracowanie własne.

4) Na podstawie danych operacyjnych PSE-Operator SA.

5) Na podstawie danych operacyjnych PSE-Operator SA.

6) Na podstawie danych operacyjnych PSE-Operator SA.

terminowych i tych poddanych presji konkurencyjnej. Niekonkurencyjny obszar rynku podlega jednak przemianom, które są m.in. skutkiem zapisów umownych, oraz zmianom w zakresie ważności umów. Rysunek 1 przedstawia procentowe udziały poszczególnych segmentów rynku energii elektrycznej w latach 2002 – 2004.

Największy wzrost udziału (o 41%) odnotowano w segmencie sprzedaży odbiorcom uprawnionym do korzystania z prawa wyboru dostawcy (TPA), choć wzrost ten nie był tak duży jak w poprzednim okresie. Udział tego segmentu ciągle nie jest bardzo znaczący (4,8%), jednak trwała tendencja wzrostowa od 2002 r. jest powodem do zadowolenia. W roku 2004 nastąpił także istotny wzrost sprzedaży do przedsiębiorstw obrotu (o 36%). Sprzedaż energii na rynku bilansującym wzrosła o 21%, osiągając udział 9,4% w ogólnej sprzedaży badanych wytwórców. Udział sprzedaży na giełdzie energii, która wzrosła wprawdzie o 13%, wciąż pozostaje na poziomie nie przekraczającym 1%. Utrzymał się malejący trend udziału sprzedaży energii w ramach kontraktów długoterminowych – w roku ubiegłym osiągnął on poziom 44,5%. Spadł także udział sprzedaży do spółek dystrybucyjnych (o 25%), kształtując się ostatecznie na poziomie zbliżonym do osiągniętego w 2002 r.

Obserwowane zmiany świadczą o wzroście rynkowej aktywności wytwórców, poszukujących korzystnych warunków sprzedaży własnej energii. Średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej netto uzyskane przez 12 wytwórców systemowych w latach 2002 – 2004 przedstawia tabela 4.

Średnia cena energii elektrycznej sprzedanej przez wytwórców w 2004 r. wyniosła 139,23 zł/MWh i była o blisko 6 zł (4,04%) niższa niż w roku 2003. W segmencie kontraktów długoterminowych średnia cena w badanym okresie wyniosła 164,88 zł/MWh, co oznacza spadek w stosunku do ceny w 2003 r. o 2,91%. Natomiast w części rynku podlegającej mechanizmom konkurencji średnie ceny energii elektrycznej kształtowały się na poziomie 118,69 zł/MWh, czyli spadły o 3,86% w stosunku do cen roku poprzedniego. Największy spadek cen odnotowano w sprzedaży na rynku bilansującym – cena spadła nominalnie o 17,32 zł/MWh, co oznacza 11,47% obniżkę w stosunku do roku poprzedniego. W badanym okresie zaobserwowano nieznaczny spadek cen energii uzyskiwanych przez wytwórców także w innych segmentach rynku, poza segmentem sprzedaży odbiorcom uprawnionym do korzystania z prawa wyboru dostawcy. W tej ostatniej grupie średnie ceny uzyskiwane przez

Rysunek 1. Procentowe udziały segmentów rynku energii elektrycznej w latach 2002 – 2004

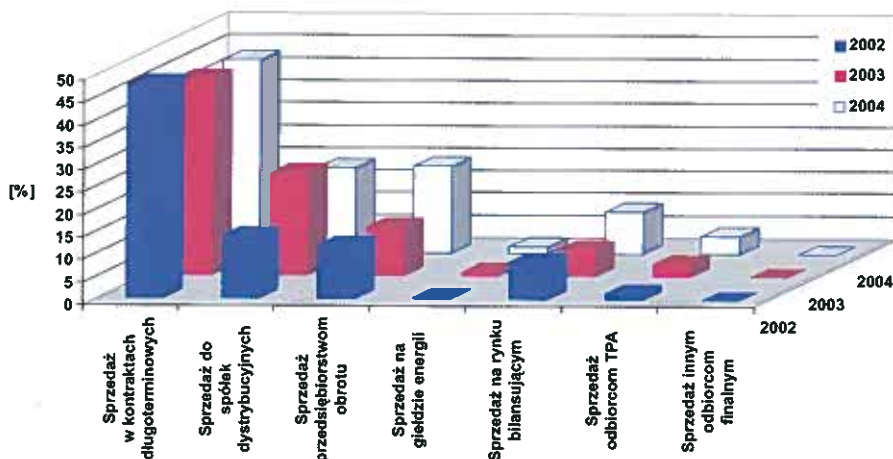


Tabela 4. Średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej uzyskane w latach 2002 – 2004 przez 12 spółek wytwórczych w poszczególnych segmentach rynku

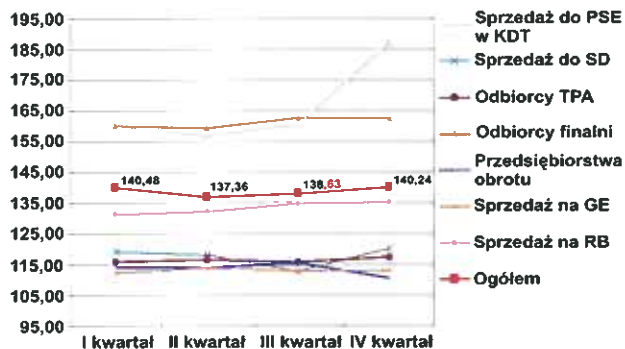
Segment	Średnia cena energii elektrycznej [zł/MWh]			Zmiana [%]	
	2002	2003	2004	2003/2002	2004/2003
Ogółem	137,71	145,09	139,23	5,36	- 4,04
w kontraktach długoterminowych	156,08	169,83	164,88	8,81	- 2,91
poza kontraktami długoterminowymi	120,03	123,46	118,69	2,86	- 3,86
w tym:					
– sprzedaż do spółek dystrybucyjnych	113,87	119,70	117,92	5,12	- 1,49
– sprzedaż do przedsiębiorstw obrotu	110,47	118,60	113,12	7,36	- 4,62
– sprzedaż energii na giełdzie	131,52	114,80	113,42	- 12,71	- 1,20
– sprzedaż energii na Rynku Bilansującym	151,98	151,01	133,69	- 0,64	- 11,47
– sprzedaż energii odbiorcom TPA	105,06	112,65	116,66	7,22	3,56
– sprzedaż energii innym odbiorcom finalnym (głównie lokalnie)	164,74	163,66	161,67	- 0,66	- 1,21

Źródło: URE.

wytwórców wzrosły o 3,56% uzyskując poziom 116,66 zł/MWh. Wzrost ceny tłumaczyć można wzrostem popytu w tym segmencie związanym z jego cenową atrakcyjnością oraz z tym, że w trakcie 2004 r. prawo wyboru dostawcy uzyskali nowi odbiorcy. Stopień wzrostu ceny był jednak dwukrotnie niższe niż w roku poprzednim. W segmentach sprzedaży do spółek dystrybucyjnych i przedsiębiorstw obrotu, gdzie obrotowi podlega główna część energii poddanej mechanizmowi gry rynkowej, średnia cena kształtowała się na poziomie 113 – 118 zł/MWh. Nieznaczna zmiana w 2004 r. cen na Towarowej Gieldzie Energii (spadek o 1,20% wobec spadku o 12,71% w roku poprzednim) i symboliczny jej udział w rynku energii (0,9%) wskazuje na marginalne znaczenie tego segmentu w grze rynkowej. W latach 2002 i 2003 dwie z badanych dwunastu spółek wytwórczych prowadziły bezpośrednią sprzedaż odbiorcom TPA. Natomiast w roku 2004 liczba takich wytwórców wzrosła do trzech. Z danych tych wynika, że jednak w dalszym ciągu dla większości odbiorców TPA dostawcą są przedsiębiorstwa obrotu i spółki dystrybucyjne.

Najwyższy poziom średnich cen uzyskiwanych przez wytwórców systemowych jest obserwowany w segmencie sprzedaży odbiorcom finalnych (najczęściej lokalnie) oraz w segmencie sprzedaży do PSE SA. Zmiany cen w 2004 r. przedstawia rysunek 2.

Rysunek 2. Średnie ceny energii elektrycznej uzyskiwane przez 12 największych wytwórców w poszczególnych kwartałach 2004 r. (w zł/MWh)



Średnie ceny energii w segmentach sprzedaży w poszczególnych kwartałach roku 2004 były ustabilizowane. Wyjątek stanowi tu segment sprzedaży do PSE SA w ramach kontraktów długoterminowych oraz segment sprzedaży przedsiębiorstwom obrotu. W pierwszym z tych przypadków nastąpił istotny wzrost średniej ceny energii w IV kwartale 2004 r., który wyniósł 16,67%. Tak znaczne zmiany cen sprzedaży w IV kwartale, w porównaniu do kwartału III (w niektórych przypadkach sięgające aż 50%), mogą wskazywać na istnienie praktyk dodatkowych uzgodnień dotyczących wysokości cen pomiędzy stronami kontraktów, co byłoby niedopuszczalne i stanowi-

łoby jeszcze jeden argument potwierdzający słusność prac nad rozwiązaniem tych umów. W drugim przypadku, tj. w segmencie sprzedaży przedsiębiorstwom obrotu, w IV kwartale 2004 r. nastąpił spadek średniej ceny. Przyczyną zmiany średniej ceny w tym kwartale był prawie dwukrotny wzrost wolumenu energii sprzedawanej przedsiębiorstwom obrotu w stosunku do poprzednich kwartałów, który wynikał ze wzrostu sprzedaży wytwórcy oferującego jedne z najniższych cen w sektorze.

Prace nad programem restrukturyzacji kontraktów długoterminowych

W roku 2004 trwały dalsze prace nad restrukturyzacją kontraktów długoterminowych (KDT). Koncepcja opracowana w roku 2003 budziła wiele wątpliwości natury prawnej i ekonomicznej, wynikających w szczególności z braku pewności co do zasadności interpretacji likwidacji KDT na mocy ustawy jako wyłączenia za rekompensatą. Inne wątpliwości wynikały z opinii Komisji Europejskiej, w której zawarte było stwierdzenie, że program likwidujący KDT może zawierać elementy niedozwolonej pomocy publicznej. Stąd jednorazowe wypłaty rekompensat, bez późniejszego monitoringu skutkującego dopłatą bądź zwrotem środków, nie były w świetle argumentacji przedstawionej przez Komisję rozwiązaniem prawidłowym. W związku z tym Zespół ds. Rynku Energii Elektrycznej i Gazu Ziemnego (obecnie Zespół ds. Polityki Energetycznej) zdecydował o zmianie koncepcji programu oraz dostosowaniu jego rozwiązań do metodologii przyjętej przez Komisję Europejską w lipcu 2001 r. w „Komunikacie w sprawie metodologii analizowania pomocy publicznej związanej ze zjawiskiem kosztów osieroconych”⁷⁾.

Najistotniejszą wprowadzoną w 2004 r. zmianą w projekcie programu likwidacji KDT jest założenie dobrowolnego rozwiązania kontraktów długoterminowych na podstawie umów rozwiązujących pomiędzy PSE SA, poszczególnymi wytwórcami i utworzonym w celu prowadzenia rozliczeń Przedsiębiorstwem Rozliczeń Oplat Systemowych SA (PROS SA).

Według nowej koncepcji, po podpisaniu umowy rozwiązującej, strony przedstawiają ją do zatwierdzenia Prezesowi URE. Po zatwierdzeniu umowy przez Prezesa URE, wytwórcy uzyskują możliwość udziału w programie, tj. mają prawo do otrzymania środków na pokrycie kosztów osieroconych w wysokości bazowej zawartej w ustawie wraz z ich późniejszą korektą. Dla każdego wytwórcy będącego stroną umowy długoterminowej, w załączniku do ustawy określone zostaną następujące wielkości: kwota maksymalna, kwota bazowa oraz wartości potrzebne do obliczenia rocznych korekt kosztów osieroconych oraz korekty końcowej tych kosztów dla poszczególnych lat.

7) „Commission Communication relating to the methodology for analysing State aid linked to stranded costs”, http://www.europa.eu.int/comm/competition/state_aid/legislation/stranded_costs/en.pdf.

Zgodnie z metodą unijną, wysokość kosztów osieroconych dla poszczególnych wytwórców została wyliczona jako różnica pomiędzy zaktualizowaną wysokością środków trwałych netto dla całych przedsiębiorstw posiadających KDT bądź grup kapitałowych, do których one należą a wartością tych aktywów na rynku, wyrażoną sumą zdyskontowanych wyników finansowych netto na działalności operacyjnej, które dane przedsiębiorstwo może uzyskać na konkurencyjnym rynku energii w latach 2006 – 2025.

Pod nadzorem Prezesa URE podjęto prace w celu wyliczenia wysokości kosztów osieroconych dla każdego wytwórcy, które po procesie uzgodnień z zainteresowanymi stronami, zostały przekazane Ministrowi Gospodarki i Pracy.

Zmodyfikowany został także system monitorowania programu. Obecne rozwiązanie koryguje wielkość wypłaconej wytwórcy kwoty kosztów osieroconych o różnicę pomiędzy przyjętymi do kalkulacji tych kosztów prognozami wyników finansowych w warunkach rynkowych a wynikami rzeczywistymi uzyskanymi przez wytwórcę. W okresie od rozwiązania KDT do 2016 r. wysokość kosztów osieroconych będzie korygowana, czego rezultatem może być wypłata dodatkowych środków wytwórcy bądź zwrot środków przez wytwórcę.

System korygowania wypłaconej kwoty bazowej został podzielony na dwie składowe:

- 1) tzw. korekta roczna, będzie przeprowadzana dla każdego roku w okresie 2006 – 2014, w dwa lata po zakończeniu roku, którego dotyczy korekta,
- 2) tzw. korekta końcowa, będzie przeprowadzona raz w 2016 r. i obejmie rzeczywiste dane za lata 2006 – 2014 oraz zaktualizowaną prognozę na lata 2015 – 2025.

Łączna kwota kosztów osieroconych wypłacanych danemu wytwórcy nie będzie mogła przekroczyć ustalonej wysokości kosztów osieroconych w wysokości maksymalnej, a łączna kwota korekt zwracanych przez danego wytwórcę nie będzie mogła przekroczyć wypłaconej mu kwoty bazowej kosztów osieroconych.

Zgodnie z nowym projektem ustawy, planowane jest wprowadzenie jednej restrukturyzacyjnej opłaty systemowej (ROS), pobieranej bezpośrednio od odbiorców, zawierającej dwa składniki: stały i korygujący. Oba składniki mają charakter opłaty stałej niezależnej od zużycia energii, tj. naliczanej na odbiorcę bądź na moc umowną.

Składnik stały ROS ma służyć pokryciu kosztów finansowych wynikających z sekurytyzacji należności

w wysokości kwoty bazowej kosztów osieroconych. Na pierwsze dwa lata po wejściu w życie ustawy składnik stały opłaty ROS jest kalkulowany w oparciu o średnioroczne koszty emisji obligacji na kwotę w wysokości bazowej kosztów. Łączna kwota należności w przypadku tego składnika nie powinna podlegać istotnym zmianom i przyjmować wartości wyłącznie dodatnie lub równe zero.

Składnik korygujący ROS wynika z rocznych korekt bazowych kosztów osieroconych. Na pierwsze dwa lata po wejściu w życie ustawy składnik korygujący opłaty ROS jest kalkulowany w oparciu o średnioroczne, niezerowe odchylenia wariantów bazowego i maksymalnego pomiędzy prognozowanymi wyników finansowych na działalności operacyjnej skorygowanych o amortyzację w danym roku, począwszy od 2006 do 2015 r. Łączna kwota należności w przypadku tego składnika powinna podlegać istotnym zmianom. Kwota ta może zwiększać się lub zmniejszać w zależności od dochodów, jakie przedsiębiorstwa wytwórcze uzyskują na rynku oraz przyjmować wartości ujemne i dodatnie.

Projekt ustawy o zasadach pokrywania kosztów powstałych w przedsiębiorstwach w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej zawierający powyższe rozwiązania został przyjęty przez Radę Ministrów 22 lutego 2005 r. i skierowany do notyfikacji przez Radę Europejską.

Sytuacja ekonomiczno-finansowa wytwórców, którzy są stronami kontraktów długoterminowych

W roku 2004 KDT obowiązywały w rozliczeniach pomiędzy PSE SA a 7 wytwórcami systemowymi. Średnie ceny energii elektrycznej dla tych wytwórców zmalały w stosunku do roku poprzedniego. Wyjątek stanowią dwa podmioty – ZE Dolna Odra SA oraz Elektrownia Belchatów SA, przy czym wzrost ceny energii dla Elektrowni Belchatów SA jest minimalny. Zmiany te mogą wynikać z faktu spłaty przez przedsiębiorstwa części zadłużenia, co powoduje mniejsze obciążenia z tytułu kosztów finansowych, a także spadku cen węgla kamiennego.

W zakresie udziału energii elektrycznej produkowanej przez wytwórców systemowych w ramach KDT zachował się trend malejący – w 2003 r. udział ten wynosił 47%, a w 2004 r. wyniósł 45%. Jednakże w dalszym ciągu ceny w kontraktach są wyższe niż w pozostałych obszarach rynku i tak w 2004 r., przy 44,5% udziale w produkcji energii, wytwórcy ci otrzymują 53% przychodów.

Tabela 5. Średnie ceny energii elektrycznej sprzedawanej przez poszczególnych wytwórców do PSE SA (w zł/MWh)

Wytwórca	2001	2002	2003	2004
EI Polaniec SA	158	234	239	177
EI „Kozienice” SA	153	186	195	154
EI „Opole” SA	233	314	277	200
Południowy Koncern Energetyczny SA	189	228	283	249
ZE Dolna Odra SA	173	229	242	265
EI „Turów” SA	164	175	203	180
EI „Belchatów” SA	87	95	106	108

Źródło: URE.

1.3.2. Monitorowanie Rynku Bilansującego i Towarowej Giełdy Energii SA

Zmiany formalno-prawne na rynku bilansującym – wyodrębnienie Operatora Systemu Przesyłowego

Zgodnie z obowiązującym prawem unijnym, decyzją Prezesa URE z dnia 28 lipca 2004 r. został wyznaczony niezależny Operator Systemu Przesyłowego (OSP) – spółka PSE-Operator SA. W decyzji zawarto zobowiązanie do przedstawienia opracowanej przez OSP Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP) do zaopiniowania przez Prezesa URE. Do końca 2004 r. wyznaczony OSP korzystał z IRiESP, opracowanej przez PSE SA, która to spółka poprzednio pełniła funkcję operatora systemu przesyłowego. Należy nadmienić, że zgodnie z obowiązującą ustawą – Prawo energetyczne, Prezes URE nie ma uprawnień do zatwierdzania Instrukcji, zatem wymienione powyżej zobowiązanie miało charakter czysto formalny. Obowiązujący tryb wprowadzania zmian lub wprowadzania nowej IRiESP przewidywał wprowadzanie tej Instrukcji do stosowania uchwałą zarządu PSE-Operator SA w terminie nie krótszym niż jeden miesiąc od dnia podjęcia takiej uchwały. Natomiast nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne⁸⁾, dokonana stosownie do uregulowań Dyrektywy 2003/54, przewiduje upoważnienie dla Prezesa URE do zatwierdzania – w drodze decyzji – Instrukcji, w części dotyczącej bilansowania systemu przesyłowego oraz zarządzania ograniczeniami systemowymi.

Opracowanie Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej przez PSE-Operator SA

Analizując treść IRiESP opracowanej przez PSE-Operator SA, należy podkreślić, że poza kilkoma zmianami o niewielkim znaczeniu, bazuje ona na zasadach i procedurach IRiESP, opracowanej i stosowanej przez PSE SA. Na początku 2004 r. OSP przedstawił projekt zmian w Regulaminie Rynku Bilansującego, mających na celu modyfikację pozycji kontraktowych na rynku bilansującym energii elektrycznej (RB) oraz uregulowanie wielu relacji prawnych, ekonomicznych i technicznych pomiędzy wytwórcami a OSP. Zdaniem autorów tego dokumentu, zaproponowane zmiany miały na celu rozwój rynku energii poprzez wprowadzenie na RB mechanizmów o charakterze rynku dnia bieżącego przy założeniu decentralizacji funkcji w zakresie realizacji umów sprzedaży energii oraz funkcji bilansowania. W październiku 2004 r. OSP przeprowadził konsultacje z uczestnikami rynku energii elektrycznej nt. zaproponowanych zmian w IRiESP. Dotyczyły one przede wszystkim formalnej zmiany podmiotu świadczącego usługi przesyłowe oraz kilku istotnych zmian w zakresie generacji wymuszonej, mających na celu przygotowanie rynku tych usług do godzinowo-dobowego trybu rozliczeniowego,

8) Ustawa z dnia 4 marca 2005 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska (podpisana przez Prezydenta RP, oczekuje na publikację).

co powinno pozytywnie wpłynąć na rzeczywistość (rynkową) wycenę tych usług. Cała IRiESP została zatwierdzona uchwałą Zarządu PSE-Operator SA do stosowania od 1 stycznia 2005 roku. Stosownie do warunku zawartego w decyzji powołującej OSP, przedstawił on Prezesowi URE Instrukcję z prośbą o zaopiniowanie. W piśmie z 1 grudnia 2004 r. Prezes URE stwierdził, że IRiESP opracowana przez OSP może być stosowana od 1 stycznia 2005 roku. Niezależnie od powyższego, Prezes URE zwrócił uwagę, że zgodnie z nowelizacją ustawy – Prawo energetyczne Prezes URE otrzyma delegację do zatwierdzania tej części instrukcji, która dotyczy zasad i procedur bilansowania oraz zarządzania ograniczeniami. W związku z powyższym, Prezes URE wyraził pogląd, że wskazane jest opracowanie takich zasad przez OSP. Ponadto, Prezes URE zwrócił uwagę, że w procesie konsultacji IRiESP uczestnicy zgłosili wiele uwag i propozycji zmian dotyczących niezmienionej części instrukcji. Należy jednak podkreślić, że z „pakietu” proponowanych na początku zmian w IRiESP wprowadzono ich niewiele, głównie ze względu na znaczny sprzeciw uczestników rynku w stosunku do zmiany alokacji kosztów związanych z ograniczeniami technicznymi, a głównie w odniesieniu do wprowadzenia tzw. opłat węzłowych.

Analiza sytuacji na Rynku Bilansującym i Towarowej Giełdzie Energii SA

Analizując sytuację na RB, należy zauważyć, że w porównaniu z 2003 r. wolumen energii bilansującej znacząco zmalał, o ok. 39%. Należy podkreślić, że wielkość ta dotyczy wyłącznie energii kupionej na pokrycie niezbilansowania spółek dystrybucyjnych, (czyli, wg terminologii RB, jednostek grafików odbiorczych pasywnych) i nie obejmuje energii kupowanej przez OSP w ramach tzw. generacji wymuszonej⁹⁾.

Średnia cena rozliczeniowa odchylenia (CRO) zmalała ze 102 zł/MWh w 2003 r. do wartości 101 zł/MWh w 2004 r., co można uznać za stabilizację tych cen w roku 2004. Tabele 6 i 7 przedstawiają zestawienie wolumenu oraz cen energii na RB w 2004 r.

Podobnie jak w przypadku RB, wolumen energii na Towarowej Giełdzie Energii SA (TGE SA) zmalał o ok. 42%¹⁰⁾ w porównaniu z 2003 r. Średnia cena energii na TGE SA zmalała ze 113 zł/MWh do 110 zł/MWh¹¹⁾. Tak niska cena świadczy o panującej na rynku tendencji do zaniżania średnich cen energii odsprzedawanej przez spółki dystrybucyjne poprzez giełdę energii, w odniesieniu do średniej ceny energii w umowach dwustron-

9) Patrz rozdział 1.3.1.

10) Podana wielkość dotyczy całkowitego wolumenu energii na TGE SA, w odróżnieniu od wartości podanej w rozdziale 1.3.1., która dotyczy energii sprzedanej na TGE SA jedynie przez wytwórców.

11) Podana wartość dotyczy średniej ceny energii na TGE SA w odróżnieniu do wartości podanej w rozdziale 1.3.1., która dotyczy średniej ceny sprzedaży energii na TGE SA uzyskanej przez wytwórców.

Tabela 6. Wolumen energii na Rynku Bilansującym (MWh) w 2004 r.

Miesiąc	Zbilansowanie systemu (suma energii przyrostowej i redukcyjnej)	Energia przyrostowa	Energia redukcyjna	Obrót
styczeń	- 89 727	53 638	- 143 365	197 003
luty	- 24 735	62 969	- 87 704	150 673
marzec	- 61 921	67 570	- 129 491	197 061
kwiecień	- 38 819	52 826	- 91 645	144 471
maj	2 537	79 538	- 77 001	156 539
czerwiec	- 18 233	52 978	- 71 211	124 189
lipiec	74 898	117 455	- 42 557	160 012
sierpień	15 667	74 060	- 58 393	132 453
wrzesień	8 979	74 651	- 65 672	140 323
październik	- 11 908	69 968	- 81 876	151 844
listopad	15 302	111 425	- 96 123	207 548
grudzień	- 45 179	75 343	- 120 522	195 865
Suma	- 173 139	892 421	- 1 065 560	1 957 981

Źródło: www.cire.pl.

Tabela 7. Ceny energii na Rynku Bilansującym (w zł/MWh) w 2004 r.

Miesiąc	CRO średnia	CROmin	CROmax	CROs min	CROs max	CROz min	CROz max
styczeń	98	72	146	132	398	70	104
luty	100	73	137	135	298	70	98
marzec	95	73	139	150	462	71	95
kwiecień	98	73	133	129	431	70	98
maj	102	73	190	131	576	70	103
czerwiec	99	71	142	131	375	70	106
lipiec	109	71	145	131	379	70	109
sierpień	105	71	141	126	459	70	106
wrzesień	104	71	174	136	337	70	105
październik	102	70	148	134	322	70	102
listopad	102	71	152	136	414	70	101
grudzień	98	70	178	150	386	70	104

Źródło: www.cire.pl.

Tabela 8. Wolumen i ceny energii elektrycznej na Towarowej Giełdzie Energii SA w 2004 r.

Miesiąc	Średnia cena [zł/MWh]	Cena min [zł/MWh]	Cena max [zł/MWh]	Szczyt europejski [zł/MWh]	Obrót [MWh]
styczeń	109	69	135	113	160 276
luty	110	71	140	117	144 415
marzec	109	70	131	116	164 231
kwiecień	110	70	130	115	144 216
maj	113	85	142	121	181 606
czerwiec	113	81	135	122	160 707
lipiec	112	73	142	120	147 342
sierpień	110	73	140	118	167 790
wrzesień	111	81	139	118	137 260
październik	106	70	135	116	144 627
listopad	108	55	150	118	185 616
grudzień	107	70	140	118	156 265
Suma					1 894 351

Źródło: www.cire.pl.

nych. Powodem takich działań jest dążenie do ograniczenia ryzyka wynikającego z funkcjonującego niesymetrycznego mechanizmu cen rozchylonych na RB. Spółkom dystrybucyjnym opłaca się świadome niewiel-

kie przekontraktowanie energii w odniesieniu do przewidywanego własnego zapotrzebowania, a następnie odsprzedaż nadwyżkowej energii poprzez TGE SA po cenach wyższych niż ceny CROz z rynku bilansują-

cego. Są to, co prawda, działania racjonalne z punktu widzenia interesu finansowego spółek dystrybucyjnych, niemniej świadczą o wadach obecnie funkcjonujących rozwiązań na RB. W efekcie cena rozliczeniowa ustalana na TGE SA nie ma charakteru rynkowej ceny odniesienia, ponieważ jest zaniżona w stosunku do rzeczywistych cen rynkowych. W związku z niewielkim wolumenem energii podlegającej obrotowi giełdowemu, zjawiska te w zasadzie mają charakter marginalny. Niepokojącym zjawiskiem jest jednak wykorzystywanie tej sztucznie zaniżonej ceny jako wskaźnikowej przy zawieraniu transakcji dwustronnych, bowiem prowadzi to do zaniżania cen na rynku kontraktów bilateralnych poniżej ceny przyjętej w założeniach do taryf dla spółek dystrybucyjnych. W konsekwencji prowadzić to będzie do zwiększania zysków spółek dystrybucyjnych. Tabela 8 przedstawia wolumen oraz ceny energii na TGE SA w 2004 r.

Można ogólnie stwierdzić, iż powyższe dane świadczą o postępującym wzroście udziału kontraktów bilateralnych w ogólnej strukturze handlu energią i ograniczaniu rynku bilansującego do roli technicznej, przy jednoczesnej utrzymującej się marginalnej roli TGE SA w całkowitym obrocie energią na rynku.

Niedoskonałości aktualnego modelu rynku

Należy podkreślić, że segment bilansujący ma kluczowe znaczenie dla funkcjonowania rynku energii i dla bezpieczeństwa pracy krajowego systemu elektroenergetycznego (KSE). Dokonuje się tam nie tylko równoważenie bieżącej produkcji i zużycia energii elektrycznej w kraju, ale także bilansowanie ograniczonych zasobów KSE w zakresie technicznych możliwości przesyłu energii elektrycznej.

Aktualny model działania rynku zakłada, że handel bilateralny jest prowadzony bez uwzględniania ograniczeń technicznych w realizacji dostaw energii. Jednym ze skutków powyższej sytuacji jest fakt, że podmioty rynkowe zawierające kontrakty dwustronne nie uwzględniają w kontraktach handlowych możliwości technicznych wprowadzenia zakontraktowanej energii do sieci elektroenergetycznej (tzw. ograniczeń systemowych), przenosząc koszty wynikające z tych ograniczeń (tzw. koszty korzystania z systemu elektroenergetycznego) na odbiorców. W celu technicznego zbilansowania systemu z uwzględnieniem ograniczeń sieciowych, OSP dokonuje korekty programów pracy elektrowni wynikających z zawartych umów sprzedaży energii do postaci wykonalnej z punktu widzenia możliwości technicznych systemu przesyłowego.

Skutkiem niedoskonałości takiego modelu rynku jest możliwość wykorzystywania przez niektórych wytwórców swojej lokalizacji w sieci przesyłowej lub technicznych ograniczeń w pracy elektrowni (tzw. wymuszeń elektrownianych) do sprzedaży energii elektrycznej na rynek bilansujący po cenie znacznie wyższej niż rynkowa i osiągnięcie nieuzasadnionych rynkowo przychodów z tego tytułu. Należy stwierdzić, że sumarycznie koszty usuwa-

nia ograniczeń, ponoszone przez OSP w skali roku, miały w 2004 r. tendencję wzrostową. Wynikało to m.in. z procesów konsolidacyjnych zachodzących w krajowej energetyce. Łączenie się spółek dystrybucyjnych w większe podmioty skutkuje zmniejszeniem kosztów bilansowania ponoszonych przez te spółki dystrybucyjne ze względu na zgłaszanie jednego sumarycznego grafiku zapotrzebowania dla całego obszaru, zamiast odrębnych grafików zgłaszanych przez poszczególne spółki i rozliczanie jednego zagregowanego niezbilansowania skonsolidowanej spółki. Jednocześnie ze spadkiem kosztów niezbilansowania ponoszonych przez spółki dystrybucyjne spadają przychody OSP, co w konsekwencji prowadzi do wzrostu całkowitych kosztów pokrycia zapotrzebowania ponoszonych przez OSP powyżej wielkości przyjętych w taryfie.

Aktualny stan organizacji i sposób działania RB wykazuje istotne wady z punktu widzenia oddziaływania na racjonalność podejmowanych w sektorze elektroenergetycznym decyzji inwestycyjnych, kształtowania warunków konkurencji na rynku energii oraz rozszerzania zakresu swobody wyboru dostawców energii (zasada TPA). Jako podstawowe przyczyny tego stanu można wskazać: obowiązujące zasady zarządzania ograniczeniami technicznymi oraz prawno-organizacyjne rozwiązania w zakresie bilansowania handlowego. Wady te skutkują następującymi zjawiskami na rynku energii:

- brakiem zróżnicowania profilu dobowego cen na rynku energii, co utrudnia racjonalną dywersyfikację źródeł wytwórczych, bowiem nie ma uzasadnienia ekonomicznego dla budowy elektrowni szczytowych¹²⁾,
- brakiem ekonomicznych bodźców zachęcających do minimalizacji kosztów wykorzystywania zasobów systemu elektroenergetycznego do realizacji indywidualnych dostaw energii,
- zakłóceniem działania konkurencji cenowej na rynku energii w wyniku subsydiowania produkcji energii elektrycznej niektórych wytwórców przychodami z tytułu „gry ograniczeniami technicznymi”,
- brakiem właściwych sygnałów ekonomicznych dla lokalizacji nowych źródeł energii elektrycznej i dużych odbiorców ze względu na nieracjonalny koszt rozbudowy sieci,
- brakiem motywacji do działań inwestycyjnych i modernizacyjnych nastawionych na usuwanie ograniczeń technicznych pracy elektrowni,
- wysokim udziałem opłaty przesyłowej w kosztach pozyskania energii elektrycznej przez odbiorców.

Wady obecnie funkcjonującego modelu rynku składają się do zasadniczej rewizji zasad zarządzania ograniczeniami technicznymi, głównie z punktu widzenia ich niekorzystnego wpływu na racjonalność podejmowanych działań gospodarczych w sektorze energetycznym.

12) Elektrownie, które pracują w okresach szczytowego obciążenia, charakteryzujące się krótkim czasem przywołania do pracy.

1.3.3. Decyzje w sprawie zwolnienia z obowiązku przedstawiania taryf do zatwierdzenia

Zgodnie z art. 49 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE może zwolnić przedsiębiorstwo energetyczne z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia, jeżeli stwierdzi, że w zakresie objętym taryfą działa ono w warunkach konkurencji, albo cofnąc udzielone zwolnienie w przypadku ustania warunków uzasadniających zwolnienie. Podstawowym warunkiem zwolnienia przedsiębiorstwa z obowiązku przedstawiania taryf do zatwierdzenia jest więc ustalenie, czy działa ono we wspomnianych warunkach konkurencji, taki też był kierunek prowadzonych przez Prezesa URE postępowań. W prowadzonych na wniosek przedsiębiorstw energetycznych postępowaniach o zwolnienie z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia do oceny, czy dane przedsiębiorstwo działało na rynku konkurencyjnym, były wykorzystywane wskazane obecnie bezpośrednio w ustawie kryteria uznania działania danego podmiotu we wspomnianych warunkach konkurencji. Tym samym badano w postępowaniu dowodowym takie cechy rynku, jak:

- liczbą uczestników i wielkość ich udziałów w rynku,
- przejrzystość struktur i zasad funkcjonowania rynku,
- istnienie barier dostępu do rynku,
- równoprawne traktowanie uczestników rynku,
- dostęp do informacji rynkowej,
- skuteczność kontroli i zabezpieczeń przed wykorzystaniem pozycji ograniczającej konkurencję,
- dostępność do wysoko wydajnych technologii.

W 2004 r. Prezes URE rozpatrzył dwa wnioski indywidualne o zwolnieniu z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryfy dla energii elektrycznej i gazu. Jeden z tych wniosków został złożony przez przedsiębiorstwo energetyczne dla którego działalność energetyczna stanowiła tylko działalność „dodatkową”, drugi przez przedsiębiorstwo zajmujące się obrotem gazem.

Postępowania w obu sprawach zostały umorzone.

W odniesieniu do przedsiębiorstwa gazowniczego, po przeprowadzeniu postępowania wyjaśniającego, postępowanie zostało umorzone na wniosek strony, która uznała, że nie jest w stanie sprostać wymogom zawartym w art. 49 ustawy – Prawo energetyczne. Po wyjaśnieniu całości stanu prawnego oraz przedstawieniu przez Urząd warunków wynikających z przepisów prawa, jakie musi spełniać przedsiębiorstwo energetyczne, aby zostać zwolnione z obowiązku przedstawiania taryf do zatwierdzenia, przedsiębiorca doszedł do wniosku, że nie spełnia wymogów działania w warunkach konkurencji. Jednocześnie zwrócił uwagę, że przepisy ustawy – Prawo energetyczne, powinny zostać liberalizowane, ponieważ w sektorze gazowniczym jest je bardzo trudno spełnić, a w zasadzie spełnienie ich jest niemożliwe. Przedsiębiorstwo nie było w stanie przedstawić dokumentów potwierdzających fakt, że prowadzi działalność w warunkach konkurencji. Natomiast sama rezygnacja z ubiegania się o zwolnienie z obowiązku przedstawiania taryf do zatwierdzenia była także równoznaczna

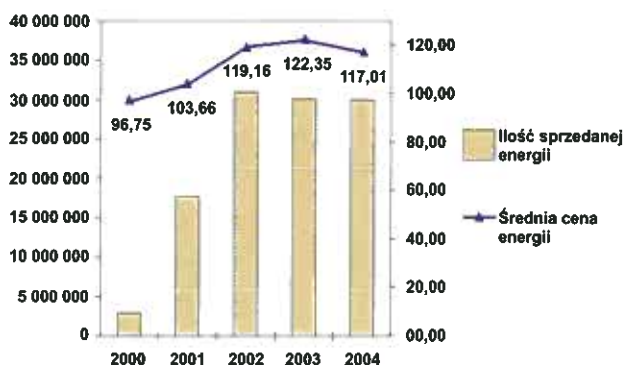
z zaprzestaniem wykonywania działalności w zakresie obrotu gazem.

Drugi rozpoznany wniosek dotyczył zwolnienia kopalni z obowiązku przedstawiania taryfy dla energii elektrycznej do zatwierdzenia. Ponieważ sam wniosek był nieprecyzyjny, Prezes URE wezwał stronę postępowania do sprecyzowania przedmiotu żądania. Po uzupełnieniu wniosku przez stronę postępowania okazało się, że wnosi ona o zwolnienie z obowiązku przedstawiania taryf do zatwierdzenia za okresy historyczne (przed 20 maja 2002 r. oraz za okres od 20 maja 2002 r. do 1 września 2004 r.), a więc za okresy, w których prowadziła działalność bez wymaganej prawem taryfy. Zgodnie z art. 49 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, zwolnienie z obowiązku przedstawiania taryf do zatwierdzenia dotyczy określonej części działalności, w zakresie, w jakim działalność ta prowadzona jest na rynku konkurencyjnym (art. 49 ust. 2). Zwolnienie może zostać dokonane z urzędu lub na wniosek strony. Jednakże zwolnienie jest dokonywane „na przyszłość”, a więc od dnia wydania decyzji administracyjnej w tej sprawie i jest skuteczne od dnia jej uprawomocnienia się. Nie ma żadnych podstaw prawnych do wydania decyzji z mocą wsteczną, o co wnosił przedsiębiorca. Tym bardziej nie było podstaw prawnych do zwolnienia z obowiązku przedstawiania taryf do zatwierdzenia jedynie po to, aby mógł on uniknąć ewentualnej odpowiedzialności za prowadzenie działalności bez wymaganej prawem taryfy.

1.4. Monitorowanie rynku przedsiębiorstw obrotu

W 2004 r. kontynuowano monitoring funkcjonowania przedsiębiorstw obrotu na rynku energii elektrycznej. Z poddanych badaniu 13 przedsiębiorstw obrotu, tylko 11 prowadziło działalność w 2004 r. Ilość sprzedanej przez te przedsiębiorstwa energii w 2004 r. utrzymała się na podobnym poziomie jak w roku 2003 i wynosi 30 TWh rocznie. Średnia cena sprzedaży wykazała tendencję malejącą. Wolumen sprzedaży energii i średnie ceny sprzedaży przedstawia rysunek 3.

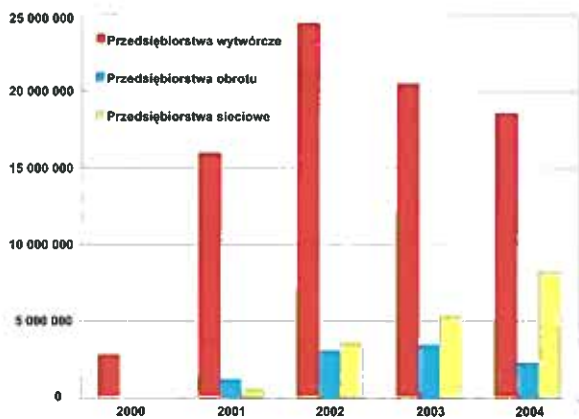
Rysunek 3. Wolumen sprzedaży i średnie ceny energii elektrycznej uzyskiwane przez przedsiębiorstwa obrotu (odpowiednio w MWh i w zł/MWh)



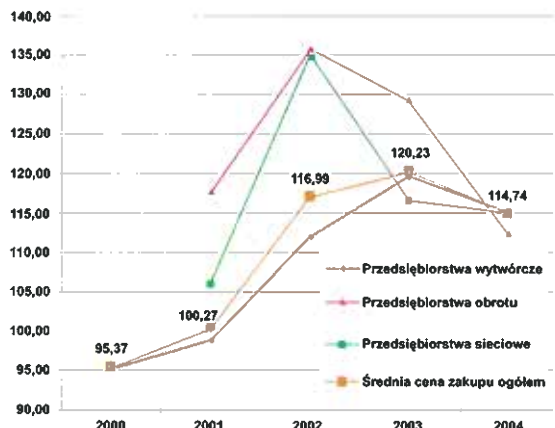
Przedsiębiorstwa obrotu początkowo kupowały energię elektryczną jedynie od przedsiębiorstw wytwórczych, dopiero w późniejszym okresie nawiązały kontakty handlowe między sobą oraz z przedsiębiorstwami sieciowymi. W roku 2004 udział przedsiębiorstw sieciowych w handlu energią wzrósł o 55%, natomiast zmniejszyły się udziały energii zakupowanej od wytwórców (o 10%) oraz od przedsiębiorstw obrotu (o 34%). Na tak istotną zmianę struktury wpłynął wzrost ilości energii elektrycznej zakupionej przez jedno przedsiębiorstwo obrotu, które podwoiło swój zakup od przedsiębiorstw sieciowych (z 3 TWh do 6 TWh). Ilości zakupionej energii w podziale na poszczególne źródła zakupu przedstawia rysunek 4.

Średnie ceny zakupu energii przez przedsiębiorstwa obrotu (rysunek 5) charakteryzują się tendencją spadkową. Średnia ceny zakupu od przedsiębiorstw wytwórczych i sieciowych wyniosła ok. 114 zł/MWh, a średnia cena zakupu od innych przedsiębiorstw ok. 112 zł/MWh. Wyrównanie cen oferowanych przez przedsiębiorstwa wytwórcze i przedsiębiorstwa sieciowe jest zjawiskiem normalnym. Spadek cen energii oferowanej przez przedsiębiorstwa obrotu może wynikać z ograniczenia o 36% zakupu energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii.

Rysunek 4. Wolumen zakupu przez przedsiębiorstwa obrotu energii elektrycznej w podziale na źródła zakupu (w MWh)



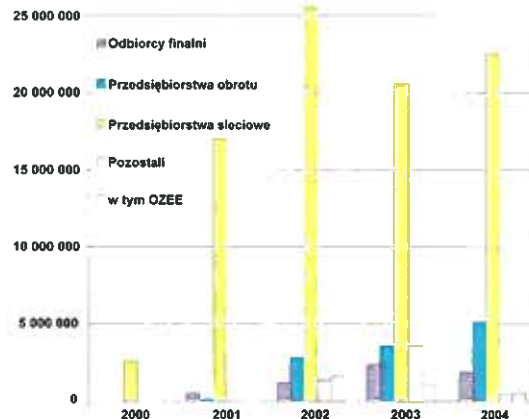
Rysunek 5. Średnie ceny zakupu przez przedsiębiorstwa obrotu energii elektrycznej w podziale na źródła zakupu (w zł/MWh)



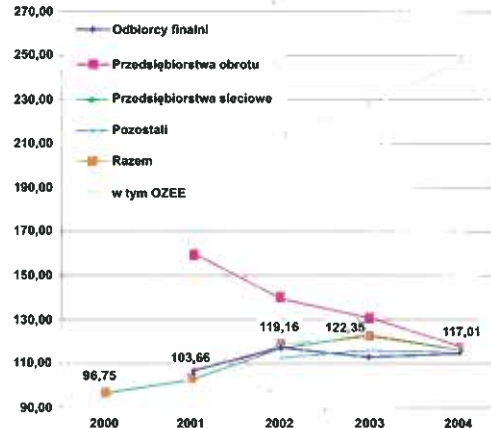
Przedsiębiorstwa obrotu w 2004 r. sprzedawały energię elektryczną przede wszystkim przedsiębiorstwom sieciowym. Zwiększyła się także sprzedaż między przedsiębiorstwami obrotu. W obszarach sprzedaży bezpośrednio do odbiorców finalnych, pozostałych oraz sprzedaż energii z OZE zaobserwowano spadek udziałów (rysunek 6). Zależność pomiędzy ilością energii zakupionej od przedsiębiorstw obrotu a sprzedanej tym przedsiębiorstwom wskazuje na konieczność dokonania ponownego przeglądu przedsiębiorstw obrotu podanych monitoringowi, ponieważ w 2004 r. prawdopodobnie rozpoczęły działalność nowe przedsiębiorstwa obrotu, które nie zostały objęte badaniem.

Średnie ceny energii sprzedanej przez przedsiębiorstwa obrotu wszystkim grupom kontrahentów są wyrównane i wynoszą ok. 117 zł/MWh. Ich poziom w przypadku odbiorców finalnych i pozostałych jest ustabilizowany. Średnie ceny dla przedsiębiorstw sieciowych i przedsiębiorstw obrotu wykazują tendencję spadkową (rysunek 7). Najwyższy poziom średnich cen charakteryzuje energię ze źródeł odnawialnych; tylko w tym przypadku zanotowano wzrost cen w 2004 r.

Rysunek 6. Wolumen sprzedaży przez przedsiębiorstwa obrotu energii elektrycznej w podziale na grupy odbiorców (w MWh)



Rysunek 7. Średnie ceny sprzedaży przez przedsiębiorstwa obrotu energii elektrycznej w podziale na grupy odbiorców (w zł/MWh)



1.5. Procedury regulacyjne związane z Polskimi Sieciami Elektroenergetycznymi SA, z operatorem systemu przesyłowego PSE-Operator SA oraz ze spółkami dystrybucyjnymi, pełniącymi rolę operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych

Z dniem 1 stycznia 2004 r. utraciło moc rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 14 grudnia 2000 r. *w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie energią elektryczną*, zwanego dalej starym rozporządzeniem taryfowym dla energii elektrycznej, zgodnie z którym z dniem 1 lipca 2004 r. powinny zacząć obowiązywać VI taryfy SD oraz taryfa PSE SA. 8 maja 2004 r. weszło w życie nowe rozporządzenie Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 23 kwietnia 2004 r. *w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną*, zwane dalej nowym rozporządzeniem taryfowym dla energii elektrycznej. Przepisy przejściowe nowego rozporządzenia (§ 44 ust. 2) wydłużyły do 31 grudnia 2004 r. okres obowiązywania dotychczasowych taryf przedsiębiorstw energetycznych, pełniących w dniu wejścia w życie rozporządzenia funkcję operatorów systemów elektroenergetycznych – przesyłowego lub dystrybucyjnego, a wchodzenie taryf, stosownie do zapisu zawartego w § 6 ust. 1 nowego rozporządzenia, wyznaczyły na 1 stycznia każdego roku.

Zmiana obowiązujących aktów uwzględniała zainicjowane wcześniej zmiany struktury podmiotowej (funkcjonalnej) sektora.

Ze względu na konieczność przestrzegania obowiązków nałożonych m.in. Dyrektywą Unii Europejskiej 2003/54/WE, nastąpiło wydzielenie działalności przesyłowej z PSE SA do nowo powstałego podmiotu, tj. PSE-Operator SA, wyznaczonego następnie decyzją Prezesa URE na operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego. Biorąc pod uwagę przepis § 6 ust. 1 oraz przepis § 28 ust. 2 ww. rozporządzenia, PSE-Operator SA zachował prawo do prowadzenia rozliczeń z odbiorcami na podstawie cen i stawek opłat ustalonych w taryfie PSE SA w części dotyczącej przesyłu, do czasu określonego w powołanym przepisie.

Równocześnie ze względu na zmianę stanu prawnego zaistniała konieczność dokonania korekty taryfy PSE SA poprzez uzupełnienie na II półroczu 2004 r. Minimalnych Ilości Energii (MIE) przyporządkowanych poszczególnym spółkom dystrybucyjnym (SD), określonych w obowiązującej taryfie na okres od 1 lipca 2003 r. do 30 czerwca 2004 r.

Postępowanie administracyjne w sprawie wspomnianej korekty zostało wszczęte 3 czerwca 2004 r. Decyzją z dnia 8 czerwca 2004 r. Prezes URE zatwierdził zmianę obowiązującej taryfy PSE SA, przyjętej decyzją z dnia 14 czerwca 2003 r.

Szоста taryfa PSE SA oraz pierwsza taryfa PSE-Operator SA zostały zatwierdzone decyzjami Prezesa URE

z dnia 15 grudnia 2004 r. na okres 12 miesięcy kalendarzowych, rozpoczynający się 1 stycznia 2005 r.

W odniesieniu do SD również miały zastosowanie przepisy nowego rozporządzenia taryfowego dla energii elektrycznej.

Na początku III kwartału 2004 r. Prezes URE zatwierdził i ogłosił w Biuletynach Branżowych URE – Energia elektryczna zmiany taryf dla wszystkich SD w części dotyczącej opłat za przyłączenie podmiotów do sieci elektroenergetycznej. Uzasadnieniem wnioskowanych przez spółki zmian było wejście w życie ustawy z dnia 11 marca 2004 r. o podatku od towarów i usług (Dz. U. Nr 54, poz. 535), zwaną dalej nową ustawą podatkową, rozszerzającej w odniesieniu do okresu sprzed 1 maja 2004 r. pojęcie usług. W myśl przepisów nowej ustawy (ze względu na ich niejednoznaczność, potwierdzonych na prośbę Prezesa URE wykładnią Ministra Finansów) przyłączenie do sieci stanowi świadczenie usługi, która podlega opodatkowaniu podatkiem VAT.

Podobnie jak w latach poprzednich, w procedurze zatwierdzania szóstych taryf dla energii elektrycznej SD kontynuowany był model regulacji bodźcowo-przychodowej, zapoczątkowany w 2001 r. Stosowana metoda regulacji polega na wyznaczaniu przez regulator maksymalnego poziomu przychodów, jakie przedsiębiorstwo może osiągnąć w danym roku taryfowym przy uwzględnieniu cen i stawek opłat ustalonych w taryfie. Regulowany poziom przychodów ma zapewnić pokrycie uzasadnionych kosztów prowadzenia działalności, przy czym ocena poziomu kosztów zależnych od przedsiębiorstwa prowadzona jest w oparciu o modelowe wielkości (koszty operacyjne, nakłady) bądź wskaźniki (straty sieciowe), wyznaczone metodami analizy porównawczej. Stosowana metoda regulacji nie tylko nakłada na spółki dystrybucyjne obowiązek redukcji kosztów operacyjnych, ale również zapewnia przedsiębiorstwom coroczne osiąganie zwiększonego zwrotu na kapitale zainwestowanym w działalność sieciową. Taryfy spółek dystrybucyjnych zatwierdzone na 2005 r. zapewniają wynagrodzenie 50% wartości majątku zaangażowanego w działalność sieciową.

Ze względu na zmianę terminu wejścia w życie taryf dla energii SD, intencją Regulatora jest rozpoczęcie nowego okresu regulacji w 2007 r., który zostanie poprzedzony kolejnym przeglądem kosztowym w zakresie kosztów operacyjnych, strat sieciowych i uzasadnionego poziomu inwestowania.

W dniach 15 – 17 grudnia 2004 r. Prezes URE zatwierdził i ogłosił w „Biuletynach Branżowych URE – Energia elektryczna” (17 grudnia 2004 r.) ustalone przez SD szóste taryfy dla energii elektrycznej, które weszły w życie z dniem 1 stycznia 2005 r.

Wzrost cen energii oraz stawek opłat za usługi przesyłowe, wynikający z zatwierdzonych taryf dla energii elektrycznej dla podsektora dystrybucji, wyniósł średnio 2,7%, przy czym dla poszczególnych SD jest on zróżnicowany w granicach od 1,4 do 4,8%. W odniesieniu do odbiorców komunalno-bytowych (grupy G11) wzrost

średnich cen wyniósł 3,6% (w poszczególnych spółkach od 1,4 do 4,8%).

Mając na względzie, że planowany poziom inflacji skumulowany za okres półtora roku (od poprzedniej zmiany taryf) przekroczy 3,5%, powyższy wzrost nominalny oznacza w istocie realny spadek kosztów zaopatrzenia gospodarki krajowej w energię elektryczną. Należy przy tym zaznaczyć, że wstępne oczekiwania spółek dystrybucyjnych sięgały łącznie 5,1%.

Średni wzrost cen energii łącznie z usługą przesyłową i dystrybucyjną nie ma bezpośredniego przełożenia na wzrosty płatności za energię dla poszczególnych odbiorców. Maksymalny poziom wzrostu został określony w nowym rozporządzeniu taryfowym dla energii elektrycznej. W szóstych taryfach SD wzrosty płatności nie mogły przekroczyć poziomu 4,8%.

W związku z koniecznością stopniowego eliminowania subsydiowania skrośnego między grupami odbiorców, najwyższe wzrosty dotyczyły odbiorców komunalno-bytowych (grup taryfowych G), finansowanych poprzez wyższe ceny energii oraz stawki opłat za usługi przesyłowe dla odbiorców przemysłowych.

Generalnie, na wzrost cen energii i usług przesyłowych, oprócz konieczności uwzględnienia w przychodzie regulowanym zwiększonego wynagrodzenia majątku zaangażowanego w działalność sieciową, wpłynęła konieczność finansowania rosnącego udziału energii ze źródeł odnawialnych w całości energii dostarczonej odbiorcom zużywającym energię na własne potrzeby oraz rosnące z roku na rok obciążenie podatkowe przedsiębiorstw energetycznych.

Wypełniając postanowienia art. 45 ustawy, zatwierdzone SD na 2005 r. taryfy dla energii elektrycznej zapewniają nie tylko pokrycie kosztów uzasadnionych działalności przedsiębiorstw energetycznych, ale również ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen.

1.5.1. Procedury regulacyjne dotyczące PSE-Operator SA w zakresie wymiany transgranicznej

Zatwierdzenie zasad wymiany transgranicznej na podstawie art. 5 ust. 2 Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady Nr 1228/2003

Zgodnie z art. 5 ust. 2 Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady Nr 1228/2003 z dnia 26 czerwca 2003 r. w sprawie zasad dostępu do sieci na potrzeby wymiany energii elektrycznej z zagranicą, Prezes URE został zobligowany do zatwierdzenia publikowanego przez operatora systemu przesyłowego ogólnego schematu obliczania całkowitych zdolności przesyłowych i marginesu bezpieczeństwa przesyłu, opartych na elektrycznych i fizycznych charakterystykach sieci. Operator Systemu Przesyłowego przedstawił Prezesowi URE dokument pt. „Zasady wyznaczania zdolności przesyłowych na liniach wymiany międzysystemowej”. Po gruntownej analizie wymienionego dokumentu i po uzyskaniu dodat-

kowych wyjaśnień od Operatora, Prezes URE uznał za zatwierdzoną metodologię określania Całkowitych Zdolności Przesyłowych (TTC) oraz Marginesu Bezpieczeństwa Przesyłu (TRM). Jednocześnie Operator został zobowiązany do podania do publicznej wiadomości standardów bezpieczeństwa, prowadzenia ruchu i planowania, wykorzystywanych w wymianie międzysystemowej.

Ponadto, przy zatwierdzaniu ww. zasad wyraźnie zaznaczono, że modele wykorzystywane do obliczeń, jako wynikające z międzynarodowych uzgodnień operatorskich lub z funkcjonowania krajowego systemu elektroenergetycznego, nie podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE. Odpowiedzialność za ich stosowanie oraz udostępnianie ich w odpowiednim zakresie uczestnikom wymiany w sposób wolny od dyskryminacji i przejrzysty została nałożona na Operatora jako podmiot odpowiedzialny za zapewnienie bezpieczeństwa ruchu sieci, dysponujący odpowiednimi do tego narzędziami.

Przygotowanie i wdrożenie zasad skoordynowanych przetargów na zdolności przesyłowe w wymianie międzysystemowej

Pod koniec pierwszego kwartału ubiegłego roku OSP zaczął konsultacje z operatorami sąsiednich systemów przesyłowych (Niemcy, Czechy i Słowacja), mające na celu wypracowanie wspólnych zasad i procedur wyznaczania zdolności przesyłowych w wymianie międzysystemowej. Działania podjęte przez OSP miały ścisły związek z akcesją Polski do Unii Europejskiej i z obowiązującymi w tym zakresie bezpośrednio regulacjami unijnymi. 24 listopada 2004 roku odbyła się pierwsza skoordynowana aukcja na roczne zdolności przesyłowe. Ponadto, jak wynika z przekazywanych do URE informacji, OSP prowadzi działania wspólnie z sąsiednimi operatorami systemów przesyłowych w celu wdrożenia od marca/kwietnia 2005 r. miesięcznych skoordynowanych aukcji na zdolności przesyłowe w wymianie międzysystemowej. Z uzgodnień pomiędzy operatorami wycofał się słowacki OSP (SEPS) – nie podając powodów swojej decyzji – i aukcje na zdolności przesyłowe na granicy ze Słowacją są prowadzone jednostronnie, jak to miało miejsce do tej pory.

1.5.2. Uzgadnianie projektów planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych

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. Zgodnie z art. 16 ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne, projekty powyższych planów sporządzane przez elektroenergetyczne i gazownicze przedsiębiorstwa sieciowe podlegają uzgodnieniu z Prezesem URE.

W 2004 r. przedmiotem uzgodnień w powyższym trybie były projekty planów rozwoju Polskich Sieci Elektroenergetycznych SA i PSE-Operator SA oraz elektroenergetycznych i gazowych przedsiębiorstw sieciowych prowadzących zasadniczo działalność na lokalną skalę.

Projekt planu rozwoju Polskich Sieci Elektroenergetycznych SA oraz projekt planu rozwoju PSE-Operator SA

Projekt planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną PSE SA, sporządzony na lata 2004 – 2008, wraz z wnioskiem o jego uzgodnienie został przekazany Prezesowi URE w marcu 2004 r. W toku analizy projektu planu zwrócono się do wnioskodawcy o dodatkowe wyjaśnienia – w tym związane z planowanym przekazaniem działalności operatorskiej spółce PSE-Operator SA.

Ponieważ ostatecznie PSE-Operator SA uzyskał koncesję na przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej, a następnie został wyznaczony operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego i problematyka dotycząca m.in. planowania rozwoju systemu przesyłowego została przejęta przez tę spółkę – uzgadnianie projektu planu rozwoju PSE SA stało się bezprzedmiotowe.

Projekt planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną PSE-Operator SA, opracowany na lata 2005 – 2009, został 31 sierpnia 2004 r. przekazany do uzgodnienia z Prezesem URE

W przekazanym do uzgodnienia projekcie planu rozwoju opracowanym przez PSE-Operator SA przyjęto założenie, że od początku 2005 r. spółka ta stanie się właścicielem majątku niezbędnego do prowadzenia działalności operatorskiej. Natomiast do 31 grudnia 2004 r. działalność operatorska PSE-Operator SA była prowadzona w oparciu o środki trwałe i wartości niematerialne i prawne udostępnione przez PSE SA na podstawie umów. Umowy te regulowały m.in. zagadnienia dotyczące zarządzania inwestycjami oraz planowania inwestycji.

W listopadzie 2004 r. PSE-Operator SA przekazał informacje dotyczące przewidywanych warunków funkcjonowania operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego po 31 grudnia 2004 r. Wynikało z nich, że w najbliższym czasie PSE-Operator SA nie stanie się – jak pierwotnie zakładano – właścicielem majątku niezbędnego do prowadzenia działalności OSP, a umowy dzierżawy zostaną przedłużone na okres kolejnych trzech lat. Ponieważ zmiany (w stosunku do pierwotnych zamierzeń) dotyczące tytułu prawnego do majątku niezbędnego do pełnienia funkcji operatora systemu przesyłowego mają istotny wpływ na funkcjonowanie OSP w latach 2005 – 2009, zwrócono się do spółki o wyjaśnienia dotyczące zasad planowania i realizacji inwestycji w okresie po 31 grudnia 2004 r. oraz uszczegółowienie części informacji zawartych w projekcie planu.

W konsekwencji w 2004 r. proces uzgodnienia projektu planu rozwoju nie został sfinalizowany.

Projekty planów rozwoju pozostałych przedsiębiorstw sieciowych (tj. przedsiębiorstw prowadzące zasadniczo działalność na lokalną skalę)

Ze względu na niewielki napływ projektów planów rozwoju od tej grupy przedsiębiorstw, Prezes URE w marcu 2004 r. – kontynuując działania podjęte w 2003 r. – wezwał przedsiębiorstwa sieciowe, które dotychczas tego obowiązku nie wypełniły, do opracowania i przekazania do uzgodnienia ww. projektów planów. Dodatkowo przekazano tym przedsiębiorstwom informacje pomocne przy opracowywaniu projektów planów rozwoju.

W efekcie w 2004 r. wpłynęły 144 odpowiedzi od przedsiębiorstw prowadzących działalność sieciową w skali lokalnej, z tego 116 od przedsiębiorstw zajmujących się dystrybucją energii elektrycznej¹³⁾.

Przedsiębiorstwa zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej działają zasadniczo na terenach przemysłowych pozostałych po zrestrukturyzowanych bądź zlikwidowanych zakładach oraz w ich bezpośrednim sąsiedztwie. Generalnie nie planują one działań inwestycyjnych związanych z rozbudową sieci, a jeżeli w swoich projektach planów przewidują poniesienie nakładów inwestycyjnych, to mają one przeważnie charakter modernizacyjno-odtworzeniowy¹⁴⁾.

Ostatecznie w 2004 r. uzgodniono 46 projektów planów rozwoju opracowanych przez tę grupę przedsiębiorstw sieciowych.

1.5.3. Zatwierdzanie taryf z wydłużonym okresem regulacji

W prowadzonych w 2004 r. postępowaniach administracyjnych w sprawie zatwierdzenia VI taryf, w przypadku części spółek dystrybucyjnych, które wcześniej skorzystały z możliwości ustalenia taryf wieloletnich, zastosowanie miały współczynniki korekcyjne X ustalone w decyzji Prezesa URE zatwierdzającej IV lub V taryfę. Zgodnie bowiem z art. 23 ust. 2 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne do zakresu kompetencji i obowiązków Prezesa URE należy ustalanie współczynników korekcyjnych określających projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego oraz zmianę warunków prowadzenia przez to przedsiębiorstwo danego rodzaju działalności gospo-

13) A także 28 od przedsiębiorstw zajmujących się dystrybucją paliw gazowych.

14) Nieco inna sytuacja jawi się w obszarze działania sieciowych przedsiębiorstw gazowych. Dla przedsiębiorstw działających na terenach przemysłowych struktura inwestycji jest analogiczna, jak dla ww. przedsiębiorstw elektroenergetycznych. Natomiast istnieje grupa kilku przedsiębiorstw intensywnie rozbudowujących swoje sieci dystrybucyjne – dotyczy to przeważnie wsi i małych miejscowości. Z sieciowymi przedsiębiorstwami gazowymi uzgodniono 24 projekty planów rozwoju.

darceży, a także ustalanie okresu obowiązywania wyżej wymienionych współczynników korekcyjnych.

W 2004 r. w trakcie obowiązywania V taryf, 13 spółek dystrybucyjnych posiadało zatwierdzone współczynniki korekcyjne X na okres dłuższy od jednego roku. Ze względu na planowaną zmianę warunków prowadzenia działalności w zakresie przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej, trzy spółki dystrybucyjne wystąpiły z wnioskiem o uchylenie decyzji Prezesa URE z 2003 r. o ustaleniu wysokości oraz okresu obowiązywania współczynników korekcyjnych określających projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa oraz zmianę warunków prowadzenia przez przedsiębiorstwo działalności gospodarczej w zakresie przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej, a tym samym o zatwierdzeniu VI taryf dla energii elektrycznej jako taryf jednorocznych. Po rozpatrzeniu wniosków przedsiębiorstw Prezes URE uchylił decyzje o ustaleniu wysokości oraz okresu obowiązywania współczynników korekcyjnych X dla trzech spółek dystrybucyjnych.

W efekcie powyższego, Prezes URE zatwierdził taryfy 10 spółkom dystrybucyjnym działającym w oparciu o taryfy wieloletnie, przy czym dla jednej z nich 1 stycznia 2005 r. rozpoczął się już trzeci, końcowy rok okresu regulacji. Jednym z warunków w pełni efektywnego wykorzystywania stosowanych metod regulacji w praktyce jest konieczność wyrównania okresu regulacji dla wszystkich spółek dystrybucyjnych. Założenie takie, przyjęte przez Prezesa URE w procedurze taryfowania przedsiębiorstw energetycznych, uniemożliwiło występowanie w 2004 r. spółek posiadających taryfy jednoroczne z wnioskiem o zatwierdzenie współczynników korekcyjnych X i ustalenie ich okresu obowiązywania.

Zgodnie z istotą regulacji wieloletniej, wydłużony okres pomiędzy kolejnymi przeglądami regulacyjnymi pozwala przedsiębiorstwu na zrealizowanie działań związanych z poprawą jego efektywności (np. obniżenie kosztów operacyjnych, ograniczenie strat sieciowych, racjonalizacja inwestycji).

Przebieg regulacyjny zostanie przeprowadzony przed rozpoczęciem kolejnego okresu regulacji dla taryf wieloletnich. Zostaną wówczas zweryfikowane całkowite koszty związane z prowadzoną przez przedsiębiorstwo działalnością w zakresie przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej, zostanie oceniona skala działań podjętych przez przedsiębiorstwa celem poprawy efektywności.

1.5.4. Zatwierdzenie taryf dla grupy skonsolidowanych spółek dystrybucyjnych

Rok 2004 był kolejnym rokiem konsolidowania przedsiębiorstw energetycznych.

Dla przypomnienia, z dniem 2 stycznia 2003 r. na rynku zaczęło funkcjonować nowe przedsiębiorstwo energetyczne – Grupa Energetyczna ENEA SA (obecna nazwa ENEA SA) – które powstało w wyniku skonsolidowania 5 spółek dystrybucyjnych: Energetyki Poznańskiej SA, Energetyki Szczecińskiej SA, Zakładu Energetycznego Gorzów SA, Zakładu Energetycznego Bydgoszcz SA oraz

Zielonogórskich Zakładów Energetycznych SA. Z tym samym dniem weszła w życie nowa taryfa dla energii elektrycznej, zawierająca ceny i stawki opłat obowiązujące dla poszczególnych obszarów spółki ENEA SA, odpowiadających dotychczasowym obszarom działania spółek skonsolidowanych. W celu ochrony interesów odbiorców proces ujednoczenia cen i stawek opłat dla całego obszaru działania przedsiębiorstwa rozłożono na kilka lat.

W pierwszym etapie, a więc w taryfie obowiązującej od 2 stycznia 2003 r., ujednoczono ceny energii i stawki opłaty abonamentowej w grupach taryfowych na wysokim i średnim napięciu.

Z dniem 1 lipca 2003 r. weszła w życie kolejna taryfa dla energii elektrycznej, przy kalkulacji której, zgodnie z założeniami, przedsiębiorstwo dokonało kolejnego kroku w kierunku ujednoczenia skonsolidowanej taryfy, a mianowicie w grupach C i G ujednoczono ceny energii elektrycznej oraz dokonano stopniowego ujednoczenia stawek opłat abonamentowych i stawek opłat za usługi przesyłowe.

Powyższa taryfa, zgodnie z sentencją zawartą w decyzji, miała obowiązywać przez okres 12 miesięcy kalendarzowych, który rozpoczynał się 1 lipca 2003 r. Jednakże w związku z postanowieniem § 44 ust. 2 nowego rozporządzenia taryfowego dla energii elektrycznej, taryfy operatorów obowiązujące przed dniem wejścia w życie niniejszego rozporządzenia zachowały ważność do 31 grudnia 2004 r.

Prezes URE decyzją z dnia 15 grudnia 2004 r. zatwierdził kolejną taryfę dla ENEA SA, która jest już trzecim etapem procesu ujednoczenia cen i stawek opłat. W taryfie tej ujednoczono stawki opłat abonamentowych w grupach taryfowych na wysokim i średnim napięciu oraz w grupach G. Przy zatwierdzaniu tej taryfy nie można było zaakceptować propozycji ujednoczenia opłat abonamentowych dla wszystkich obszarów w grupach C1x i C2x, z uwagi na negatywne skutki dla odbiorców, szczególnie o małym zużyciu energii elektrycznej.

Stawki opłat za usługi przesyłowe są nadal różnicowane w poszczególnych obszarach, nastąpiło jednak ograniczenie ich rozpiętości.

W kwietniu 2004 r. połączenie kolejnych pięciu spółek dystrybucyjnych nastąpiło w trybie art. 492 § 1 pkt 1 Kodeksu spółek handlowych, tj. w drodze przeniesienia całego majątku czterech spółek (Zakładu Energetycznego Legnica SA, Zakładu Energetycznego Wrocław SA, Zakładu Energetycznego Wałbrzych SA oraz Zakładu Energetycznego Opole SA) na Zakład Energetyczny Jelenia Góra SA, który pełnił rolę spółki przejmującej.

W myśl obowiązującego wówczas starego rozporządzenia taryfowego dla energii elektrycznej, niezbędnym stało się ustalenie przez przedsiębiorstwo – ZE Jelenia Góra SA – nowej taryfy dla energii elektrycznej. Biorąc pod uwagę fakt, że konsolidacja spółek nastąpiła w okresie obowiązywania V taryf spółek dystrybucyjnych, nowa taryfa Zakładu Energetycznego Jelenia Góra SA zatwierdzona decyzją Prezesa URE z dnia 16 kwietnia 2004 r., zawierała dotychczas obowiązujące ceny i stawki opłat

oraz warunki ich stosowania dla poszczególnych oddziałów spółki przejmującej, odpowiadających obszarom działania spółek przejmowanych.

W maju 2004 r. przedsiębiorstwo zwróciło się o zmianę zatwierdzonej taryfy w części dotyczącej zmiany nazwy na EnergiaPro Koncern Energetyczny SA, potwierdzonej wpisem w KRS z dnia 30 kwietnia 2004 r., prowadzonym przez Sąd Rejonowy dla Wrocławia – Fabrycznej we Wrocławiu. Powyższe zostało zaakceptowane przez Prezesa URE decyzją z dnia 24 maja 2004 r.

Tak jak i w przypadku ENEA SA, zgodnie z § 44 ust. 2 nowego rozporządzenia taryfowego dla energii elektrycznej, okres obowiązywania taryfy przedsiębiorstwa został wydłużony do 31 grudnia 2004 r., a decyzją z dnia 15 grudnia 2004 r. Prezes URE zatwierdził kolejną taryfę dla EnergiaPro Koncern Energetyczny SA, która weszła w życie z dniem 1 stycznia 2005 r. W przypadku tego przedsiębiorstwa, taryfa ta stanowi pierwszy etap ujednoczenia cen i stawek opłat w poszczególnych oddziałach Koncernu. Ceny i stawki opłat obowiązujące w poszczególnych oddziałach tego Przedsiębiorstwa będą, tak jak i w przypadku ENEA SA, stopniowo ujednoczane w kolejnych taryfach, w sposób zapewniający ochronę odbiorców przed nieuzasadnionym wzrostem opłat za energię elektryczną.

Przedsiębiorstwo ujednoliciło w tej taryfie ceny energii elektrycznej i stawki opłat abonamentowych dla wszystkich oddziałów Koncernu, natomiast stawki opłat przesyłowych pozostały zróżnicowane i będą stopniowo ujednoczane w kolejnych taryfach.

1 lipca 2004 r. połączenie kolejnych pięciu spółek dystrybucyjnych, tak jak i w przypadku ww. dwóch skonsolidowanych podmiotów, nastąpiło w trybie art. 492 § 1 pkt 1 Kodeksu spółek handlowych, tj. w drodze przeniesienia całego majątku czterech spółek (Beskidzkiej Energetyki SA, Będzińskiego Zakładu Elektroenergetycznego SA, Zakładu Energetycznego Częstochowa SA oraz Zakładu Energetycznego Tarnów SA) na Zakład Energetyczny Kraków SA, który pełni rolę spółki przejmującej. Zmieniła się nazwa Przedsiębiorstwa – obecnie brzmi ENION SA. Powyższe zostało potwierdzone wpisem w Krajowym Rejestrze Sądowym z 1 lipca 2004 r. prowadzonym przez Sąd Rejonowy dla Krakowa – Śródmieście.

W przypadku tego przedsiębiorstwa nie było konieczności zatwierdzenia nowej taryfy w związku z jego konsolidacją. Zgodnie bowiem z § 28 ust. 2 nowego rozporządzenia taryfowego dla energii elektrycznej, przedsiębiorstwo energetyczne powstałe w wyniku łączenia z innymi podmiotami zachowuje prawo do prowadzenia rozliczeń z odbiorcami na podstawie cen i stawek opłat ustalonych w taryfie przedsiębiorstwa, które zostało połączone z innymi podmiotami, do dnia wejścia w życie taryfy ustalonej przez to przedsiębiorstwo i zatwierdzonej przez Prezesa URE, jednak nie dłużej niż przez okres 9 miesięcy od dnia rozpoczęcia działalności, na którą uzyskało koncesję.

Gdyby nie fakt korygowania taryf wszystkich spółek dystrybucyjnych w części dotyczącej opłat za przyłącze-

nie podmiotów do sieci elektroenergetycznych (w myśl obecnie obowiązujących przepisów, przyłączenie do sieci stanowi świadczenie usługi, która podlega opodatkowaniu podatkiem VAT), nie byłoby konieczności zmiany dotychczasowych decyzji zatwierdzających taryfy dla tych pięciu spółek. Ze względu jednak na tę korektę przedsiębiorstwo wystąpiło równocześnie z wnioskiem o zmianę pięciu taryf w zakresie nazw podmiotów (dotychczasowe nazwy zakładów zostały zastąpione nowymi nazwami obszarów wchodzących w skład ENION SA). Oczywiście i w tym przypadku taryfy obowiązywały do 31 grudnia 2004 r., a decyzją z dnia 17 grudnia 2004 r. Prezes URE zatwierdził taryfę dla skonsolidowanego przedsiębiorstwa ENION SA, która weszła w życie tak jak i pozostałe z dniem 1 stycznia 2005 r. W taryfie ujednoczono ceny energii elektrycznej w grupach taryfowych na wysokim i średnim napięciu (za wyjątkiem B22) oraz w grupach taryfowych G1x. Ponadto ujednoczono stawki opłaty abonamentowej w grupach C1x i D11 za wyjątkiem grupy C11 w Oddziale Częstochowa, ze względu na ograniczenie wzrostu płatności dla odbiorców.

1.6. Zatwierdzanie taryf dla energii elektrycznej dla przedsiębiorstw tzw. energetyki przemysłowej

Do grupy podmiotów, które muszą mieć zatwierdzone taryfy dla energii elektrycznej, zalicza się, oprócz energetyki zawodowej, również przedsiębiorstwa tzw. energetyki przemysłowej, dla których sprzedaż energii elektrycznej stanowi działalność dodatkową (w większości przypadków przychody z tego tytułu stanowią margines przychodów całego przedsiębiorstwa).

Biorąc pod uwagę, iż Prezes URE nie mógł na mocy art. 49 ustawy – Prawo energetyczne zwolnić tych przedsiębiorstw z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia, jako że żadne z przedsiębiorstw zajmujących się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej nie działa na rynku konkurencyjnym, tak jak w latach poprzednich zatwierdzał taryfy dla przedsiębiorstw energetyki przemysłowej, kierując się generalną zasadą, aby płatności odbiorców obliczone na podstawie zaproponowanych cen i stawek opłat w taryfie nie były wyższe od opłat, jakie odbiorca tego przedsiębiorstwa ponosiłby, będąc odbiorcą spółki dystrybucyjnej, od której przedsiębiorstwo to kupuje energię elektryczną. Oczywiście, stosowanie powyższej zasady było uzależnione od specyfiki przedsiębiorstwa i ponoszonych przez nie kosztów.

1.7. Monitorowanie realizacji zasady dostępu stron trzecich do sieci (zasada TPA)

1.7.1. Wstęp

Istotą konkurencyjnego rynku energii elektrycznej jest regulowana zasada TPA (ang. *Third Party Access*), czyli nałożony na przedsiębiorstwa sieciowe obowiązek umożliwienia sprzedawcom i odbiorcom dostępu do sieci, którego realizacja egzekwowana jest przez niezależny organ władzy publicznej. Stanowiąc ograniczenie

praw majątkowych i ingerencję władz publicznych w swobodę działalności gospodarczej, umożliwia jednocześnie konkurencję tam, gdzie jest ona możliwa i pożądana, a także ogranicza negatywne skutki monopolii, przede wszystkim monopolii pionowo zintegrowanych (tzn. takich, w których jedno przedsiębiorstwo prowadzi działalność wytwórczą i sieciową). Możliwość korzystania przez niezależnych wytwórców i odbiorców z dostępu do sieci zapobiega dyskryminacji przez przedsiębiorstwa zintegrowane tańszych – obcych źródeł wytwórczych na rzecz droższych – własnych.

Prosta w realizacji, praktyczna możliwość wyboru sprzedawcy energii elektrycznej przez konsumentów, przy jednoczesnym zachowaniu usług przesyłowych na dotychczasowych warunkach, jest podstawowym wyznacznikiem faktycznej liberalizacji i rozwoju konkurencji na rynku energii elektrycznej.

W prawie polskim zasada TPA została sformułowana w art. 4 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne. Zgodnie z tym przepisem, w brzmieniu nadanym nowelizacją ustawy, która weszła w życie 1 stycznia 2003 r., *Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją m.in. energii elektrycznej są obowiązane zapewnić wszystkim podmiotom, na zasadzie równoprawnego traktowania, świadczenie usług przesyłowych polegających na przesyłaniu paliw lub energii od wybranego przez te podmioty dostawcy paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła, na zasadach i w zakresie określonych w ustawie; świadczenie usług przesyłowych odbywa się na podstawie umowy o świadczenie usług przesyłowych (...).* Jednocześnie jednak (art. 4 ust. 3 ww. ustawy) świadczenie tych usług *nie może obniżyć niezawodności dostarczania oraz jakości paliw lub energii poniżej poziomu określonego odrębnymi przepisami, a także nie może powodować niekorzystnej zmiany cen oraz niekorzystnej zmiany zakresu dostarczania paliw lub energii do innych podmiotów przyłączonych do sieci.*

Prawo do korzystania z wyboru sprzedawcy nabywali stopniowo odbiorcy o coraz mniejszych rocznych zakupach energii, zgodnie z rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 6 sierpnia 1998 r. w sprawie harmonogramu uzyskiwania przez poszczególne grupy odbiorców prawa do korzystania z usług przesyłowych (Dz. U. Nr 107, poz. 671). Zostało ono uchylone rozporządzeniem Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 20 stycznia 2003 r. w sprawie harmonogramu uzyskiwania przez odbiorców prawa do korzystania z usług przesyłowych (Dz. U. Nr 17, poz. 15), zwanego dalej nowym rozporządzeniem przesyłowym, które obowiązuje obecnie. Należy przy tym podkreślić, że mimo braku implementacji do prawa krajowego art. 21 ust. 1 lit. b Dyrektywy 2003/54/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r. w sprawie wspólnych zasad wewnętrznego rynku energii elektrycznej i uchylającej Dyrektywę 96/92/WE, od 1 lipca 2004 r. wszyscy odbiorcy energii elektrycznej nie będący gospodarstwami domowymi mogli żądać od spółek dystrybucyjnych świadczenia usług przesyłowych od wybranego dostawcy. Przepis

Dyrektywy jest bowiem precyzyjny i bezwarunkowy, a termin jego transpozycji do prawa polskiego upłynął¹⁵⁾.

Warto w tym miejscu przypomnieć cele, jakie przyświecały nowelizacji tzw. pierwszej Dyrektywy elektrycznej z 1996 r. Zostały one sformułowane w Preambule Dyrektywy 2003/54, w której, po pierwsze, powołano się na Strategię Lizbońską – wezwanie do przyspieszenia liberalizacji sektorów elektroenergetyki i gazu ziemnego (pkt 3). Po wtóre, stwierdzono (pkt 4), iż swobody gwarantowane obywatelom przez Traktat (o ustanowieniu Wspólnot Europejskich), czyli swobodny przepływ towarów, wolność świadczenia usług i prawo do swobodnego osiedlenia się, możliwe są tylko w warunkach w pełni otwartego rynku, zapewniającego wszystkim konsumentom swobodny wybór sprzedawców, a wszystkim sprzedawcom swobodną dostawę dla własnych odbiorców. W kolejnym punkcie Preambuli (pkt 5) zauważono, że główne przeszkody w osiągnięciu pełnej operacyjności i konkurencyjności wewnętrznego rynku związane są m.in. z problemami z dostępem do sieci, taryfikacją i niejednakowym stopniem otwarcia rynków między Krajami Członkowskimi, ponadto (pkt 6), aby zaistniała konkurencja, dostęp do sieci musi być wolny od dyskryminacji, przejrzysty i rzetelnie wyceniony. Następne dwa punkty wskazują na znaczenie operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych: pkt 7 stwierdza, że wolny od dyskryminacji dostęp do sieci zarządzanej przez operatorów ma szczególne znaczenie dla zakończenia procesu wdrażania wewnętrznego rynku energii elektrycznej (*Internal Electricity Market – IEM*), a pkt 8 zaleca, aby w celu zapewnienia efektywnego i wolnego od dyskryminacji dostępu do sieci działalność operatorów systemów dystrybucyjnych i przesyłowych była prowadzona przez prawnie odrębne podmioty, tam gdzie istnieją pionowo zintegrowane przedsiębiorstwa (z zastrzeżeniem, że wyodrębnienie prawne nie oznacza własnościowego, ale wiąże się z zapewnieniem niezależności osób odpowiedzialnych za podejmowane decyzje).

Jak widać z powyższego, regulowana zasada TPA w systemie *ex-ante* (z góry) stała się podstawą modelu wspólnego rynku europejskiego, a strategicznym celem Komisji Europejskiej jest wypracowane i wdrożenie regul umożliwiających swobodne funkcjonowanie konkurencji w elektroenergetyce na jego obszarze.

1.7.2. Doświadczenia z rynków krajów UE

Opublikowany przez Komisję Europejską w styczniu 2005 r. tzw. *4th Benchmarking report*¹⁶⁾ podkreśla, że tyl-

15) Europejski Trybunał Sprawiedliwości przyznał dyrektywom cechę bezpośredniej skuteczności wtedy, gdy są precyzyjne, bezwarunkowe oraz nastąpił wpływ terminu transpozycji dyrektywy do prawa krajowego. Ogłoszenie Prezesa Rady Ministrów z dnia 11 maja 2004 r. w sprawie stosowania prawa Unii Europejskiej (M.P. z 2004 r. Nr 20, poz. 359) potwierdziło zasadność stosowania zapisów dyrektywy nad aktami prawa polskiego.

16) *Annual Report on Implementation of the Gas and Electricity Internal Market*, Commission of the European Communities, Brussels 5.1.2005.

ko na rynkach nordyckim i brytyjskim otwarcie rynku jest w pełni efektywne, tj. nie występują tam poważne bariery rozwoju konkurencji. W obu przypadkach ponad 50% dużych odbiorców przemysłowych (ang. *large industrial users*) zmieniło sprzedawcę. W Anglii/Walii i Norwegii sprzedawcę zmieniło ponad 50% małych odbiorców innych niż gospodarstwa domowe (ang. *small commercial users*). Taki rozwój zasady TPA umożliwia trzy podstawowe czynniki:

- właściwa struktura rynku; dominacja jednego lub dwóch wytwórców, często pionowo zintegrowanych, oraz brak zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej nadal są podstawową barierą rozwoju konkurencji,
- prawny rozdział obrotu energią (sprzedaży) od działalności sieciowej (Norwegia, Szwecja, Anglia/Walia); najczęściej jest to wyodrębnienie własnościowe,
- brak kontroli cen dla odbiorców, w tym w przypadku Szwecji oraz Anglii/Walii, dotyczy to również gospodarstw domowych. Zdaniem autorów Raportu, kontrola cen energii tłumi konkurencję, ogranicza inwestycje i niweluje efekt rozdziału działalności – powinna być zatem stosowana jedynie w okresie przejściowym.

We wnioskach z badania stopnia realizacji otwarcia rynku Raport stwierdza, że w przypadku dużych odbiorców przemysłowych negocjowanie warunków ze sprzedawcą powinno być normalną praktyką (co poza rynkiem angielskim i nordyckim nie ma w rzeczywistości miejsca). Jedną z przyczyn mniejszego niż oczekiwane zaintereso-

wania dużych odbiorców zmianą sprzedawcy jest zaobserwowany brak zróżnicowanych ofert sprzedaży energii pod względem struktury i okresu obowiązywania kontraktów na zakup energii dla największych odbiorców.

Oprócz *unbundlingu*, czyli rozdziału działalności sieciowej od obrotu energią, rozwojowi konkurencji sprzyjają:

- płynny rynek hurtowy generujący ceny o przejrzystej strukturze (tj. takie, w których przyczyny fluktuacji cen są przejrzyste dla uczestników rynku, w tym dla odbiorców),
- rozwinięte rynki terminowe i profesjonalne zarządzanie ryzykiem w przedsiębiorstwach energetycznych,
- różnorodność ofert sprzedaży energii dla odbiorców – zróżnicowanie terminów obowiązywania, stałe lub zmienne ceny, zindywidualizowane warunki sprzedaży.

1.7.3. TPA w polskiej elektroenergetyce w 2004 r.

W ramach monitorowania rozwoju konkurencji na rynku energii elektrycznej, Prezes URE dokonuje regularnie analiz stopnia faktycznego wykorzystania prawa wyboru sprzedawcy przez odbiorców uprawnionych oraz identyfikuje bariery: techniczne, prawne, ekonomiczne, a także natury psychologicznej, utrudniające lub uniemożliwiające korzystanie przez uprawnionych odbiorców z usług przesyłowych. Analizy te są następne podstawą do opracowania metod eliminowania utrudnień w dostępie do usług przesyłowych. Rozwój zasady TPA w polskiej elektroenergetyce w ujęciu statystycznym przedstawia tabela 9.

Tabela 9. Rozwój zasady TPA w polskiej elektroenergetyce

Okres	Kryterium uprawnienia (poziom rocznych zakupów energii elektrycznej) [GWh]	Liczba odbiorców uprawnionych	Całkowity roczny zakup energii przez odbiorców uprawnionych ¹ [TWh]	Liczba odbiorców korzystających z TPA (wg stanu na koniec danego okresu)	Teoretyczne otwarcie rynku ² [%]	Wskaźnik uczestnictwa odbiorców w rynku energii ³ [%]
4 IX – 31 XII 1998	>500	12	9,5	6	9	4,1
1 I – 31 XII 1999	>100	80	23,0	12	22	5,5
1 I – 31 XII 2000	>40	138	28,5	13	30	5,9
1 I – 31 XII 2001	>40	138	29,0	6	30	5,0
1 I – 31 XII 2002	>10	560	36,0	19	37	6,0
1 I – 31 XII 2003	>10	641 ⁴	37,0	29	38	7,0
1 I – 30 VI 2004	>1	ok. 6 000	53,0	64	52	9,5
1 VII 2004	wszyscy z wyjątkiem gospodarstw domowych ⁵	ok. 1,7 miliona	82,0	78	80	10,0
1 I 2006	wszyscy	ok. 15 milionów	ok. 103	–	100	–

¹ Ilość energii kupionej przez odbiorców uprawnionych (z kol. 3) zarówno korzystających z TPA, jak i pozostających taryfowymi.

² Udział energii z kol. 4 odniesiona do całkowitej energii dostarczonej przez spółki dystrybucyjne.

³ Wskaźnik ten mierzony jest jako procentowy udział energii elektrycznej kupionej przez odbiorców korzystających z prawa wyboru dostawcy do całkowitej ilości energii dostarczonej przez spółki dystrybucyjne wszystkim odbiorcom i jest miarą faktycznego uczestnictwa odbiorców w konkurencyjnym rynku energii.

⁴ Różnica w porównaniu do 2002 r. wynika z zaliczenia w nowym rozporządzeniu Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z 20.01.2003 r. tzw. odbiorców rozproszonych do kategorii odbiorców uprawnionych.

⁵ Wg harmonogramu określonego w Dyrektywie 2003/54/WE.

Źródło: URE.

W Polsce nadal niewielu odbiorców uprawnionych korzystało w 2004 r. z przysługującego im uprawnienia. Stopień otwarcia rynku po 1 stycznia 2004 r. osiągnął ponad 50%, jednak liczba korzystających z TPA nie wzrosła radykalnie. Niechęć odbiorców do poszukiwania nowego sprzedawcy energii jest spowodowana koniecznością podjęcia ryzyka związanego z kształtowaniem „koszyka zakupów” oraz tworzeniem grafików dobowo-godzinowych wraz z ponoszeniem kosztów własnych odchyleń w stosunku do prognozy na rynku bilansującym. W przypadku źle skonstruowanego grafiku koszty bilansowania mogą przekroczyć korzyści płynące z bezpośredniego zakupu energii. Korzystanie z tego uprawnienia jest opłacalne dla odbiorców, którzy mają dobrze określone zapotrzebowanie na energię elektryczną i specyfika ich działalności pozwala im na dokładne planowanie zużycia energii. Czerpanie korzyści z uczestnictwa w rynku energii wymaga dyscypliny i jest obciążone ryzykiem. Dlatego wielu odbiorców uprawnionych pozostaje odbiorcami taryfowymi spółek dystrybucyjnych, ponieważ w taryfach spółek mają oni dokładnie określone ceny zakupu energii, a bilansowanie ich odchyleń od grafików jest składową odchyleń wszystkich odbiorców spółki dystrybucyjnej. Z kolei same spółki dystrybucyjne chętnie „oddalyby” swoich dużych taryfowych odbiorców o nieprzewidywalnej charakterystyce odbioru, którzy generują znaczne odchylenia spółek dystrybucyjnych od grafików zgłoszonych na rynek bilansujący.

1.7.4. Bariery praktycznego korzystania z prawa wyboru sprzedawcy

Nabycie przez odbiorcę uprawnienia do korzystania z sieci przesyłowej i dystrybucyjnej umożliwia mu podjęcie decyzji o pozostaniu odbiorcą tzw. taryfowym, dokonującym zakupu energii łącznie z usługą przesyłową od przedsiębiorstwa sieciowego (dystrybucyjnego lub w kilku przypadkach przesyłowego) na warunkach określonych w zatwierdzonej taryfie tego przedsiębiorstwa, lub o wyborze innego sprzedawcy energii. W tym przypadku odbiorca nadal korzysta z usługi przesyłowej tego samego przedsiębiorstwa na tych samych warunkach, ale zakupów samej energii dokonuje od wybranego sprzedawcy, na warunkach (w tym cenowych) ustalonych w drodze negocjacji.

Korzystanie z usług przesyłowych oznacza dodatkowe obowiązki i koszty związane z funkcjonowaniem odbiorcy na rynku energii elektrycznej. W przypadku dużych i średnich odbiorców, rozliczających się ze sprzedawcą na podstawie wskazań liczników z godzinowymi rejestratorami zużycia, do tych obowiązków należą: konieczność planowania i grafików własnego zużycia energii, dostosowanie układów pomiarowych i budowa dróg transmisji danych, rozliczenie wg innych zasad, zatrudnienie osób o odpowiednich kwalifikacjach, konieczność zachowania znacznej dyscypliny poboru energii.

Odbiorcy dość często zwracają się z formalnymi wnioskami do spółek dystrybucyjnych o zawarcie umo-

wy o świadczenie usług przesyłowych i zmianę sprzedawcy lub występują o przedstawienie warunków zakupu energii poza spółką dystrybucyjną. Częściej jednak rezygnują z dalszych działań na skutek stosowanych przez spółki dystrybucyjne praktyk zniechęcania odbiorców do zmiany sprzedawcy poprzez mnożenie trudności formalnych i technicznych (przede wszystkim w zakresie układów pomiarowo-rozliczeniowych) oraz jednoczesnego zachęcania do utrzymania statusu odbiorcy taryfowego poprzez renegecjonowanie niektórych warunków umów. Oba te rodzaje praktyk stanowią sztuczne bariery rozwoju konkurencji i wykorzystywanie, miejscami nieprecyzyjnych przepisów, do nadużycia pozycji monopolistycznej.

W 2004 r. szacunkowa wartość upustów przyznanych przez spółki dystrybucyjne odbiorcom taryfowym w toku renegecacji warunków umów i ustalenia innych niż taryfowe postanowień umownych wyniosła ponad 16 mln zł. Zjawisko stosowania upustów jest powszechne we wszystkich krajach, w których rynek energii został otwarty dla odbiorców i, mimo iż jego celem jest ograniczenie konkurencji, to ma ono również pozytywny efekt. Przedsiębiorstwa sieciowe, zgadzając się na korzystniejsze dla odbiorców warunki i biorąc udział w konkurencyjnej grze cenowej, otrzymują impuls do wzrostu efektywności działania. Tylko niektóre z udzielonych przez spółki dystrybucyjne upustów były uzasadnione względami technicznymi (np. wysokim współczynnikiem wykorzystania mocy umownej, składaniem i dotrzymywaniem godzinowych grafików zapotrzebowania, co zmniejsza koszty niezbilansowania spółki dystrybucyjnej, sumowaniem mocy umownej w różnych miejscach poboru, sprzedaży energii rynku w formie pasma). Inne po prostu miały na celu zapobieżenie zmianie sprzedawcy przez odbiorcę.

Problem renegecjonowania warunków dostaw energii w naturalny sposób zostanie rozwiązany w wyniku prawnego rozdziału działalności sieciowej od obrotu.

W świetle wniosków z cytowanego w rozdziale 1.7.2. Raportu Komisji Europejskiej, najważniejsze bariery rozwoju zasady TPA w Polsce mają charakter strukturalny. Są nimi brak rozdziału działalności w spółkach dystrybucyjnych i kontrola cen energii dla odbiorców (w szczególności dużych odbiorców przemysłowych, którzy powinni być motorem restrukturyzacji elektroenergetyki). O ile sama struktura rynku nie była dotychczas utrudnieniem – rozdrobnienie sektora wytwarzania tworzyło warunki do rozwoju konkurencji, która faktycznie rozwijała się na poziomie rynku hurtowego (co ma wyraz w rozwoju segmentu kontraktów dwustronnych) – to poważnym krokiem wstecz w możliwościach rozwoju zasady TPA będzie reintegracja pionowa wytwarzania i dystrybucji oraz konsolidacja pozioma wytwarzania. W istniejących warunkach prawnych i organizacyjnych trudno byłoby oczekiwać od spółek dystrybucyjnych działania wbrew własnym interesom gospodarczym, czyli na rzecz ułatwienia odbiorcom zmiany sprzedawcy. Poniżej wskazane są podstawowe problemy, jakie

w 2004 r. napotykali odbiorcy starający się o korzystanie z zasady TPA:

1. Bardzo wysokie koszty związane z przeprowadzeniem modernizacji układów pomiarowo-rozliczeniowych, zestawieniem dróg transmisji danych do operatora sieci dystrybucyjnej oraz rozbudową informatycznego systemu wspomagania działań rynkowych. Spółki dystrybucyjne generalnie stawiają zbyt wysokie wymagania wobec układów pomiarowych, niejednokrotnie wyższe niż przewiduje to Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP), opracowana przez operatora systemu przesyłowego (instrukcje stosowane przez spółki dystrybucyjne powinny być zgodne z IRiESP)¹⁷⁾. Wymagania dotyczące układów pomiarowo-rozliczeniowych były postrzegane przez odbiorców uprawnionych jako największe utrudnienie w możliwości korzystania z TPA i był to jednocześnie najczęstszy powód rezygnacji z korzystania z tego uprawnienia.
2. Ograniczenie możliwości korzystania z TPA wynikało także z zasad zgłaszania grafików zapotrzebowania na energię elektryczną, ustalanych przez spółki dystrybucyjne. Żądały one zgłaszania grafików dostaw przez odbiorców uprawnionych na dwa dni przed planowanym terminem dostawy, podczas gdy same zgłaszały swoje grafiki do godziny 11.00 doby poprzedzającej dostawę.
3. Dokładność zgłaszania umów związana z uczestnictwem w rynku bilansującym. Regulamin rynku bilansującego prowadzonego przez operatora systemu przesyłowego przewiduje zgłaszanie umów sprzedaży energii na każdą godzinę doby z dokładnością do 1 MWh, co jest wielkością odpowiednią dla rynku hurtowego. Spółki dystrybucyjne przenoszą to rozwiązanie wprost na poziom odbiorców końcowych, korzystających z TPA¹⁸⁾. Dla tych ostatnich oznacza to z kolei znaczne obciążenia finansowe związane z niedokontraktowaniem lub przekontraktowaniem własnego zapotrzebowania.
4. Brak faktycznej konkurencji cenowej w sferze wytworzenia i niewielkie zainteresowanie wytwórców bezpośrednio sprzedażą do odbiorców. Wynika to m.in. ze zbyt małych pasm zamawianej mocy przez odbiorców uprawnionych oraz słabego rozwoju rynku

energii elektrycznej ograniczanego funkcjonowaniem kontraktów długoterminowych oraz obowiązkowymi zakupami energii ze skojarzenia i źródeł odnawialnych. Obecnie brak jest przepisów określających udział odbiorców pozataryfowych w obowiązkowych zakupach energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych oraz wytwarzanej w skojarzeniu z ciepłem.

5. Przyczyny „pozaenergetyczne”, takie jak zła sytuacja finansowa znacznej części odbiorców uprawnionych, którzy byliby zainteresowani zmianą dostawcy, lecz ci ostatni nie są gotowi do ponoszenia ryzyka dostaw energii elektrycznej dla podmiotów, które mają problemy z utrzymaniem płynności finansowej. Jest to niezwykle ważny problem w kontekście proponowanego zniesienia obowiązku zawierania umów sprzedaży energii przez spółki dystrybucyjne.

1.7.5. Perspektywy rozwoju TPA w 2005 r.

Nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne przewiduje delegację dla Prezesa URE do zatwierdzania wydzielonej części IRiESP dotyczącej bilansowania systemu przesyłowego i zarządzania ograniczeniami systemowymi. Ponadto, zawiera ona zobowiązanie operatorów systemów dystrybucyjnych do opracowania i przedstawienia Prezesowi URE do zatwierdzenia własnych Instrukcji, w części dotyczącej bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi, w ciągu 60 dni od dnia ogłoszenia zatwierdzonej Instrukcji OSP. Ta jakościowa zmiana prawa w połączeniu z koniecznością praktycznego wdrożenia otwarcia rynku dla wszystkich odbiorców nie będących gospodarstwami domowymi oznaczać będzie konieczność podjęcia działań przez wszystkich uczestników rynku (OSP, spółki dystrybucyjne, przedstawiciele sprzedawców) przy współudziale Regulatora w celu wypracowania, na bazie obowiązujących i projektowanych przepisów, koncepcji sprawnego funkcjonowania TPA w Polsce.

2. Rynek paliw gazowych

2.1. Rynek gazu ziemnego

W 2004 r. nadal panował rynek jednego dostawcy, bowiem zapotrzebowanie na gaz było realizowane przez podmioty znajdujące się w grupie kapitałowej Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA (PGNiG). Dostawy gazu pochodziły z:

- kontraktu „jamalskiego” – 42,5%,
- wydobycia krajowego – 22%,
- pozostałego importu (Niemcy, Norwegia, Uzbekistan, kraje środkowoazjatyckie, Czechy) – 26,1%,
- magazynów gazu – 9,4%.

W 2004 r. przy współudziale Prezesa URE były kontynuowane prace nad zmianami w sektorze. W kwietniu rząd przyjął „Program wprowadzenia konkurencyjnego rynku gazu i harmonogram jego wdrożenia”, a w październiku nastąpiła zmiana „Programu restrukturyzacji i prywatyzacji PGNiG SA” z sierpnia 2002 r.

17) Spółki dystrybucyjne wymagają przeprowadzenia wymiany przekładników prądowych i napięciowych na przekładniki wyposażone w dwa rdzenie pomiarów, zasilające niezależnie układy pomiarowe: podstawowy i rezerwowy. W przypadku dużych zakładów, które mają kilka przyłączy na napięciu 110 kV, spełnienie takiego warunku wymaga wymiany kilkudziesięciu przekładników prądowych i napięciowych, co praktycznie oznacza przebudowę rozdzielni 110 kV w warunkach zapewnienia ciągłości zasilania zakładu i jest zabiegiem bardzo kosztownym.

18) Działanie takie powoduje, że np. odbiorcy zużywający w granicach 10 – 40 GWh rocznie nie są zainteresowani korzystaniem z TPA, ponieważ taka dokładność jest dla nich zbyt mała.

„Program wprowadzania konkurencyjnego rynku gazu” jest pierwszym dokumentem, który próbuje odnieść się do sektora gazu jako całości i wskazuje ścieżkę dojścia do zasad konkurencji w sektorze. Docelowy rynek gazu został w programie podzielony na dwa segmenty:

- 1) segment regulowany monopoli naturalnych, czyli rynek usług sieciowych: przesyłu, dystrybucji i magazynowania oraz obrotu gazem, ale tylko w tej części, w której przedsiębiorstwa będą nadal chciały sprzedawać gaz po cenach ustalanych w zatwierdzonych przez Prezesa URE taryfach,
- 2) segment konkurencyjny, czyli obrót gazem po cenach umownych odbiorcom, którzy uzyskali prawo do wyboru dostawcy.

Wskazano bariery i sposoby ich likwidacji po to, aby zadziałały mechanizmy rynkowe w sektorze. Do najistotniejszych barier zaliczono:

- monopolistyczną strukturę sektora,
- długoterminowy „kontrakt jamalski”,
- bariery techniczne (niedostosowana infrastruktura gazownicza, brak opomiarowania, niewystarczający poziom połączeń międzysystemowych, brak systemów informatycznych, brak podziału sieci gazowniczych wg kryterium funkcjonalnego).

Likwidacja powyższych barier ma być realizowana przez wykonanie kolejnych zadań o charakterze:

- technicznym – oddzielenie w ramach struktury PGNiG działalności sieciowej od pozostałych działalności – poszukiwania i obrotu hurtowego gazem, opomiarowanie systemu, rozbudowanie w niezbędnym zakresie sieci gazowniczej, połączeń międzysystemowych oraz wyznaczenie punktów dostaw technicznych i handlowych,
- prawnym – opracowanie kodeksu sieci – najważniejszego dokumentu dla sprawnego działania systemu, opracowanie jednolitych standardów telemetrycznych i informatycznych dla sprawnego przekazu danych uczestnikom rynku, opracowanie przez PGNiG systemu wymiany informacji rynkowej, przeanalizowanie zawartych umów na dostawy gazu w kierunku ich uelastycznienia (w szczególności renegeocjacje klauzuli *take or pay* oraz zakazu reeksportu),
- ekonomicznym – eliminowanie subsydiowania w ramach procesów zatwierdzania taryf.

Z powyższej listy zadań do wykonania, które umożliwiają działanie zasady TPA, jedynie stopniowa likwidacja subsydiowania skrośnego leży w kompetencji Prezesa URE. Jak zaznaczono w dokumencie, będzie to proces ciągły, rozłożony na lata. Zatwierdzona w grudniu 2004 taryfa dla PGNiG i 6 spółek dystrybucyjnych wskazuje, że zachodzące zmiany są zgodne z prawem.

Drugi z dokumentów – „Program restrukturyzacji i prywatyzacji PGNiG SA”, którego zmiany były m.in. konsultowane w ramach prac Komitetu Sterującego ds. restrukturyzacji i prywatyzacji PGNiG, wprowadził 2 podstawowe zmiany: zrezygnowano z wyodrębnienia w ramach grupy kapitałowej działalności wydobycia

i wpisano obowiązek wyodrębnienia operatora systemu przesyłowego z dniem 1 lipca 2004 r., zgodnie z zapisami Dyrektywy 2003/55/EC.

Według najnowszej wersji Programu, przyjętego 5 października 2004 r., struktura grupy kapitałowej będzie się przedstawiała następująco:

- PGNiG – spółka matka, będzie prowadziła działalność w sferze wydobycia, magazynowania oraz będzie odpowiedzialna za obsługę kontraktów długoterminowych na import gazu,
- działalność w sferze dystrybucji oraz detalicznego obrotu gazem będzie prowadzona przez 6 spółek dystrybucyjnych,
- działalność przesyłu będzie prowadzona przez operatora sieci przesyłowej (wydzielonego prawnie z dniem 1 lipca 2004 r.) oraz operatorów sieci dystrybucyjnych (ich wydzielenie prawne nastąpi z dniem 1 stycznia 2007 r.).

2.2. Koncesjonowanie przedsiębiorstw gazowniczych

Przepisy regulujące zasady udzielenia przez Prezesa URE koncesji na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłania i dystrybucji oraz obrotu paliwami gazowymi nie zmieniły się od 2001 r. Zgodnie z treścią obowiązującego w tym zakresie art. 32 ustawy – Prawo energetyczne, koncesji wymaga prowadzenie działalności gospodarczej polegającej na wytwarzaniu paliw gazowych (a więc: gazu koksowniczego, wielopieczowego oraz pokarbidowego), przesyłaniu i dystrybucji paliw gazowych w sieci o przepustowości powyżej 1 MJ/s oraz obrocie paliwami gazowymi, jeżeli roczna wartość obrotu przekracza 100 000 euro, jak również magazynowanie paliw gazowych, które jednakże (w rozumieniu tej ustawy) nie jest prowadzone przez żadnego przedsiębiorcę.

Istotnym wydarzeniem, które miało miejsce w ubiegłym roku, w szczególności w aspekcie kształtowania się rynku konkurencyjnego w sektorze gazowniczym, było udzielenie koncesji na przesyłanie i dystrybucję paliw gazowych spółce PGNiG-Przesył Sp. z o.o., powstałej w wyniku restrukturyzacji PGNiG, mającej pełnić rolę operatora gazowego systemu przesyłowego, zapewniającego wszystkim uczestnikom rynku dostęp do sieci. Zaowocowało to zwiększonym w stosunku do roku poprzedniego napływem wniosków o udzielenie koncesji na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie „czystego” obrotu paliwami gazowymi, przy czym – co charakterystyczne – zdecydowana większość przedsiębiorców zamierzających podjąć działalność w tym zakresie, planowała dokonywanie zakupu paliw gazowych za granicą. Stąd też, wraz z wnioskami o udzielenie koncesji na obrót paliwami gazowymi, przedsiębiorcy ci występowali do Prezesa URE z wnioskami o udzielenie im koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą.

Obok zasygnalizowanych wyżej zmian o charakterze systemowym – z punktu widzenia możliwości roz-

woju rynku gazu ziemnego – w roku 2004 w sektorze przesyłania i dystrybucji oraz obrotu paliwami gazowymi następował dalszy wzrost inwestycji, w szczególności związanych z budową sieci gazowych na terenie gmin dotąd niezgazyfikowanych. Na podstawie nowych koncesji paliwa gazowe będą dostarczane tak odbiorcom komunalnym, jak i przemysłowym na terenie 3 miast i gmin (Góra, Gozdnicza oraz Praszka). Odbiorcy z terenu kolejnych 10 gmin będą zakupywać paliwa gazowe od przedsiębiorców, którym Prezes URE rozszerzył zakres udzielonych uprzednio koncesji na przesyłanie i dystrybucję oraz obrót paliwami gazowymi. Szczególną aktywność w zakresie rozbudowy posiadanych sieci gazowych wykazuje przedsiębiorstwo Media Odra Warta Sp. z o.o., koncentrująca swoją działalność w zachodniej części Polski. Spółka ta realizuje inwestycje polegające na budowie gazociągów na terenie 10 gmin woj. lubuskiego (Łągowa, Lubrzy, Sulechowa, Bledzewa, Torzymia, Dąbia, Zielonej Góry, Świdnicy, Nowogrodu Bobrzańskiego oraz Lubiszyna).

2.3. Zatwierdzanie taryf dla przedsiębiorstw zajmujących się przesyłaniem i dystrybucją oraz obrotem paliwami gazowymi

W 2004 r. Prezes URE zatwierdzał nowe taryfy lub odmawiał ich zatwierdzenia, ale głównie zmieniał decyzje odnośnie obowiązujących taryf.

Przyczyny zmiany decyzji były różne – począwszy od zmiany nazwy przedsiębiorstwa, poprzez przedłużenie terminu obowiązywania taryfy z tytułu niezgodnienia z Prezesem URE Planu rozwoju, brak wiedzy co do poziomu kosztów przeniesionych, który uniemożliwiał kalkulacje zawartych w taryfie cen i stawek opłat, oraz brak przepisów wykonawczych do ustawy – Prawo energetyczne (w szczególności braku przez cały 2004 r. rozporządzenia Ministra Gospodarki i Pracy w sprawie kształtowania i kalkulacji taryf dla paliw gazowych), a skończywszy na zatwierdzeniu dokonanych w taryfie zmian, mających związek z postanowieniami nowej ustawy podatkowej oraz rozporządzenia Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 6 kwietnia 2004 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci gazowych, ruchu i eksploatacji tych sieci (Dz. U. Nr 105, poz. 1113).

Decyzja odmowna dotyczyła zatwierdzenia taryfy dla paliw gazowych, ustalonej przez przedsiębiorstwo energetyczne – PETRICO SA z siedzibą w Karlinie. Przyczyną odmowy jej zatwierdzenia było zawyżenie kosztów zarządu stanowiących podstawę kalkulacji taryfy, brak spójności między danymi prezentowanymi w poszczególnych częściach wniosku w zakresie kosztów zakupu paliw gazowych, co nie pozwalało na prawidłową ocenę wnioskowanego poziomu cen tych paliw, a ponadto poziom ustalonych w niej cen i stawek opłat powodował, iż działalność obrotu subsydiowałaby działalność przesyłania i dystrybucji, co stanowiło naruszenie obowiązujących przepisów.

Średnie ceny dostawy paliw gazowych, ustalone na podstawie cen i stawek opłat zawartych w zatwierdzonych w 2004 r. taryfach, generalnie były niższe od cen wnioskowanych przez przedsiębiorstwa gazownicze (na 21 przypadków, 5 było identycznych).

W trakcie prowadzonych postępowań administracyjnych w sprawie zatwierdzenia taryf przedsiębiorstw energetycznych wymienionych w tabeli 10 (str. 34), nastąpiło obniżenie, na łączną kwotę 14,2 mln zł, przychodów stanowiących podstawę ich kalkulacji w stosunku do przychodów proponowanych.

W roku 2004 nie prowadzono postępowań administracyjnych w zakresie zatwierdzenia nowych taryf ustalonych przez przedsiębiorstwa, które odgrywają zasadniczą rolę w kształtowaniu się taryf pozostałych przedsiębiorstw gazowniczych, tj. PGNiG – spółka, która od 1 lipca 2004 r. zajmuje się magazynowaniem i hurtowym obrotem gazem ziemnym – oraz wydzielonego ze struktur tego przedsiębiorstwa OSP działającego pod nazwą PGNiG-Prześl Sp. z o.o. Przyczyną takiego stanu rzeczy było oczekiwanie na nowelizację ustawy – Prawo energetyczne, wymuszoną w głównej mierze koniecznością dostosowania przepisów prawa krajowego do wymogów Unii Europejskiej. Jej wejście w życie spowodowałoby zasadniczą zmianę w kalkulacji taryf dla wszystkich nośników energii (w tym paliw gazowych) oraz formalny brak rozporządzenia taryfowego dla paliw gazowych.

Termin obowiązywania taryfy ustalonej przez PGNiG w 2003 r. (jeszcze jako spółki, która zajmowała się przesyłaniem i dystrybucją paliw gazowych sieciami przesyłowymi oraz hurtowym obrotem tymi paliwami), określony przez Prezesa URE na koniec III kwartału 2004 r., decyzjami z dnia 28 lipca 2004 r. został przedłużony do 31 grudnia 2004 r. oraz z dnia 17 grudnia 2004 r. przedłużony o kolejne 3 miesiące, tj. do 31 marca 2005 r. Przy czym, z uwagi na istotny wzrost kosztów pozyskania gazu, w tym przede wszystkim z importu (który w strukturze sprzedaży gazu wysokometanowego stanowi ok. 75%), w decyzji z grudnia 2004 r. – oprócz zmiany terminu obowiązywania taryfy – zatwierdzone zostały nowe, wyższe ceny paliw gazowych (gazu wysokometanowego GZ-50 oraz gazów zaazotowanych: GZ-41,5 i GZ-35). Wzrost cen ww. gazów nie przekroczył 6,5% (wobec wzrostu postulowanego: dla gazu wysokometanowego w wysokości 16,1% i średnio 15% dla gazów zaazotowanych).

Podwyżka ceny gazu wysokometanowego wynikała ze wzrostu kosztów zakupu tego gazu w imporcie w stosunku do założeń przyjętych w kalkulacji tej ceny w roku 2003, natomiast podwyżki cen gazów zaazotowanych wynikały przede wszystkim z konieczności zachowania właściwych relacji między ceną jednostki ciepła uzyskiwaną z poszczególnych rodzajów gazów. Niewłaściwa bowiem byłaby sytuacja, w której 1 GJ ciepła uzyskiwany z gazu wysokometanowego kosztowałby znacznie więcej niż 1 GJ ciepła uzyskiwany z gazów zaazotowanych.

Tabela 10. Porównanie cen paliw gazowych wnioskowanych i zatwierdzonych

Nazwa przedsiębiorstwa	Rodzaj gazu	Średnia cena proponowana [zł/m ³]	Średnia cena zatwierdzona [zł/m ³]	Redukcja średniej ceny w procesie taryfowym [%]
FENICE POLAND Sp. z o.o.	wysokometanowy	0,7214	0,7196	- 0,25
ZUG LOKGAZ Sp. z o.o.	zaazotowany	0,5647	0,5480	- 2,96
Zakłady Azotowe „Puławy” SA	wysokometanowy	0,6035	0,6035	0
RCEkoenergia Sp. z o.o.	mieszanka wysokometanowego i z odmetanowania	0,5406	0,5061	- 6,38
KRI Sp. z o.o.	wysokometanowy	1,0288	0,8860	- 13,88
Grupa „Kęty” Sp. z o.o.	wysokometanowy	0,7816	0,7328	- 6,24
Gaz Technologia i Energia Sp. z o.o.	wysokometanowy	0,9409	0,9400	- 0,10
Media Odra Warta Sp. z o.o.	wysokometanowy zaazotowany	0,8368 0,4458	0,7977 0,4458	- 4,670
ANCO Sp. z o.o.	zaazotowany	0,5723	0,5487	- 4,12
KGHM POLSKA MIEDŹ SA	zaazotowany	0,5096	0,4608	- 9,58
K&K Sp. z o.o. ¹	wysokometanowy	0,8224	0,8320	
ISPAT Polska Stal Sp. z o.o.	wysokometanowy koksowniczy wielkopiecowy konwertorowy	0,7187 0,2530 0,0295 0,0726	0,6359 0,2136 0,0295 0,0726	- 11,52 - 15,57 0 0
PETRICO Sp. z o.o.	wysokometanowy zaazotowany	0,8900 0,4600	0,8623 0,4458	- 3,12 - 3,09
NPA „Skawina” Sp. z o.o.	wysokometanowy	0,8031	0,7328	- 8,75
Ekoenergiz Sp. z o.o.	wysokometanowy	0,8998	0,8343	- 7,28
SGT EuRoPol GAZ SA ²		8,6848	8,6848	0

¹ Dane dotyczące średnich cen są nieporównywalne, ponieważ przedsiębiorstwo w trakcie postępowania urealniło wielkość sprzedaży, zmieniając tym samym założenia dot. kalkulacji taryfy.

² Stawka za świadczoną usługę przesyłania gazu wysokometanowego w zł/1000 m³/100 km.

Źródło: URE.

Zatwierdzony wzrost cen paliw gazowych sprzedawanych przez PGNiG był znacznie niższy niż w pozostałych krajach uzależnionych od importu, co wynikało z korzystniejszych relacji kursowych, w tym spadku kursu PLN/USD oraz z faktu posiadania własnych źródeł gazu, z których koszty zakupu są znacznie niższe niż koszty zakupu w imporcie.

Biorąc pod uwagę, że pozostałe elementy mające wpływ na wysokość opłat za gaz nie zmieniły się, faktyczna podwyżka średniej ceny dostawy gazu (uwzględniająca zarówno sprzedaż gazu jako towaru, jak i świadczenie usługi jego przesyłania i dostawy) dla odbiorców PGNiG była niższa niż podwyżka ceny gazu jako towaru i wahała się w granicach od 4,9 do 5,5% (była tym niższa, im większy był udział opłat przesyłowych w opłatach za dostawę gazu ogółem).

Zmiana taryfy PGNiG została zatwierdzona po 1,5-miesięcznym okresie postępowania administracyjnego na okres od 1 stycznia do 31 marca 2005 r. W stosunku do oczekiwań przedsiębiorstwa z pierwszego wniosku, zmiana uległ zarówno termin, na jaki taryfa została zatwierdzona, jak i wysokość przychodów stanowiących podstawę kalkulacji taryfy. Przedsiębiorstwo postulowało

bowiem o korektę taryfy, polegającą na podwyższeniu od 1 stycznia do 28 lutego 2005 r. cen paliw gazowych oraz na przedłużeniu terminu obowiązywania stawek opłat przesyłowych do 30 czerwca 2004 r. Proponowane ceny gazu zostały ustalone na bazie przewidywanych kosztów we wskazanym okresie, w których zarówno koszty zakupu gazu z importu, jak i koszty gazu krajowego zostały przyjęte na poziomie istotnie wyższym od tego, który był podstawą kalkulacji taryfy zatwierdzonej w roku 2003. W kosztach gazu z wydobycia założono znaczny wzrost kosztów poszukiwań oraz kosztów własnych.

Ostatecznie przedsiębiorstwo uwzględniło jednak pogląd Regulatora, zgodnie z którym korekta cen paliw gazowych na krótki okres powinna wynikać nie z nowej kalkulacji, lecz uwzględnić jedynie istotne elementy zmiany warunków prowadzenia działalności, tj. wzrost kosztów zakupu gazu z importu oraz spadek kosztów finansowych oraz dotyczyć okresu nie krótszego niż 3 miesiące, ponieważ pociąga za sobą korekty taryfy przedsiębiorstw zakupujących gaz od PGNiG. Oznacza to, że objęłoby ok. 6 mln odbiorców, z których ok. 60 tys. należałoby powiadomić o zmianie cen, co zabrałoby czas i zwiększyło koszty.

W wyniku prowadzonego postępowania o zatwierdzenie zmiany taryfy w zakresie cen paliw gazowych, przychody, które stanowiły podstawę kalkulacji cen paliw gazowych, zostały obniżone w stosunku do wnioskowanych o 191,16 mln zł (w skali I kwartału 2005 r.).

W ślad za zmianą cen PGNiG zmianie uległy ceny paliw gazowych, sprzedawanych przez 6 spółek dystrybucyjnych grupy kapitałowej PGNiG. Wzrost cen gazu jako towaru w stosunku do cen obowiązujących do 31 grudnia 2004 r., w zależności od spółki i grupy taryfowej, waha się od 6,3 do 6,5%. Zważywszy, iż w łącznych opłatach za dostawę gazu odbiorcom obsługiwanych przez te spółki opłaty za usługi przesyłowe ważą więcej niż w przypadku opłat płaconych przez odbiorców PGNiG, wzrost średniej ceny dostawy gazu dla odbiorców spółek dystrybucyjnych będzie niższy niż dla odbiorców PGNiG i będzie wynosić średnio 3,5% (w zależności od grupy taryfowej i spółki dystrybucyjnej będzie się wahać w granicach od 2,2 do 5,1%). Najmniejszy wzrost będzie dotyczył grup taryfowych, w których rozliczani są odbiorcy komunalno-bytowi.

Dla odbiorców finalnych obsługiwanych przez przedsiębiorstwa grupy kapitałowej PGNiG, zatwierdzony wzrost cen paliw gazowych jako towaru oznacza wzrost średnich cen dostawy (które uwzględniają zarówno gaz jako towar, jak i usługę jego dostarczenia) w stosunku do cen ustalonych na podstawie cen i stawek opłat zawartych w taryfach obowiązujących do 31 grudnia 2004 r. Porównanie tych cen zawiera tabela 11.

Z punktu widzenia skali prowadzonej działalności gospodarczej oraz warunków niezbędnych do zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju, bardzo ważną taryfą jest taryfa przedsiębiorstwa – System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ SA (EuRoPol). Koszty świadczonej bowiem przez EuRoPol usługi przesyłania gazu ziemnego wysokometanowego będą skutkować na założenia związane z kalkulacją taryfy PGNiG (jako że według założeń znowelizowanej ustawy – Prawo energetyczne usługę przesyłową świadczoną przez EuRoPol zakupywać będzie nie operator systemu przesyłowego, lecz przedsiębiorstwa zajmujące się obrotem, w tym obrotem hurtowym).

III taryfa przedsiębiorstwa EuRoPol została zatwierdzona w połowie grudnia 2004 r. na okres jednego roku, co prawda na poziomie wnioskowanym przez przedsiębiorstwo, ale niższym o 4% od poziomu stosowanego w roku 2004 oraz niższym od poziomu uzgodnionego w Protokole Dodatkowym do Porozumienia między Rządem RP a Rządem Federacji Rosyjskiej o budowie systemu gazociągów. W taryfie tej zostały ustalone dystansowe stawki opłat przesyłowych dla trzech punktów odbioru: we Włocławku, Lwówku oraz Mallnow, w podziale na dwa okresy roku taryfowego. Ustalenie różnych stawek dla ww. okresów – stawka ustalona dla I półrocza 2005 r. jest wyższa o 34% od stawki ustalonej dla półrocza II – wynikało z faktu zasadniczo innych kosztów świadczenia usługi przesyłowej, jakie przedsiębiorstwo będzie ponosić w I i II półroczu 2005 r. oraz różnych wielkości mocy i ilości gazu objętego tą usługą we

Tabela 11. Porównanie średnich cen dostawy paliw gazowych dla przedsiębiorstw grupy kapitałowej PGNiG

Wyszczególnienie	Średnia cena wg cen i stawek opłat z 2004 r.	Średnia cena wg cen i stawek opłat z I kwartału 2005 r.	Zmiana średnich cen [%] (kol. 3/kol. 2*100)
PGNiG			
Gaz wysokometanowy	0,5597	0,5898	105,4
Gaz zaazotowany GZ-41,5	0,4492	0,4712	104,9
Gaz zaazotowany GZ-35	brak odbiorców finalnych		
Dolnośląska Spółka Gazownictwa			
Gaz wysokometanowy	0,9037	0,9349	103,5
Gaz zaazotowany GZ-41,5	0,6372	0,6596	103,5
Gaz zaazotowany GZ-35	0,6117	0,6327	103,4
Wielkopolska Spółka Gazownictwa			
Gaz wysokometanowy	0,8785	0,9088	103,4
Gaz zaazotowany GZ-41,5	0,6265	0,6487	103,5
Gaz zaazotowany GZ-35	0,5849	0,6049	103,4
Mazowiecka Spółka Gazownictwa			
Gaz wysokometanowy	0,9281	0,9595	103,4
Karpacka Spółka Gazownictwa			
Gaz wysokometanowy	0,9236	0,9546	103,4
Pomorska Spółka Gazownictwa			
Gaz wysokometanowy	0,9233	0,9541	103,3
Gómośląska Spółka Gazownictwa			
Gaz wysokometanowy	0,9236	0,9546	103,4

Źródło: URE.

wskazanych okresach. Uśrednienie stawki w skali roku powodowałoby wystąpienie niedoboru środków w I półroczu 2005 r., który mógłby doprowadzić do utraty płynności finansowej przedsiębiorstwa w tym okresie.

Podstawa kalkulacji stawek przesyłowych EuRoPol (stanowiąca sumę kosztów operacyjnych, odsetek od kredytów, rat kapitałowych oraz nakładów inwestycyjnych, pomniejszoną o kwotę amortyzacji) dla I półroczu 2005 r. jest o 6,6% wyższa od podstawy przyjętej do kalkulacji stawek półroczu II. Przyczyną tego są wyższe koszty obsługi zadłużenia oraz wyższe nakłady inwestycyjne, jakie przedsiębiorstwo będzie musiało ponieść w tym okresie w związku z koniecznością dokończenia budowy pierwszej nitki polskiego odcinka gazociągu jamalskiego, polegającego na dokończeniu budowy dwóch nowych tłoczników gazu. Natomiast wielkość zamówionych mocy i ilość przesłanego w I półroczu 2005 r. gazu będą o 25,7% niższe od analogicznych wielkości II półroczu 2005 r.

2.4. Realizacja zasady TPA w sektorze gazu

Proces liberalizacji rynku gazu, w tym m.in. wdrażanie zasady TPA, przebiega zgodnie z trendem panującym na rynku Unii Europejskiej i przyjętym w dokumentach rządowych, gdzie zostało wskazane, że proces ten będzie następował wolniej, a wdrażanie jego podstawowych zasad będzie się opierało na wykorzystywaniu doświadczeń z elektroenergetyki.

Zgodnie z § 2 ust. 1 nowego rozporządzenia przesyłowego, 1 stycznia 2004 r. uprawnionymi stali się ci odbiorcy, którzy w 2003 r. zużyli paliwa gazowe na własne potrzeby w wielkości nie mniejszej niż 15 mln m³, a zgodnie z § 4 taki status nabyli również przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem, dystrybucją lub obrotem m.in. paliwami gazowymi w zakresie ich wielkości dostarczanych odbiorcom uprawnionym. Jednak Dyrektywa 2003/55/WE Parlamentu Europejskiego i Rady, dotycząca wspólnych zasad wewnętrznego rynku gazu ziemnego, w art. 23 ust. 1 zobowiązała Państwa Członkowskie do zagwarantowania, aby uprawnionymi odbiorcami byli, najpóźniej od 1 lipca 2004 roku, wszyscy odbiorcy nie będący gospodarstwami domowymi. W 2004 r. przepisy Dyrektywy 2003/55/WE nie zostały, co prawda, wdrożone do krajowego porządku prawnego, ale Europejski Trybunał Sprawiedliwości przyznał dyrektywom cechę bezpośredniej skuteczności wtedy, gdy są precyzyjne, bezwarunkowe oraz nastąpił upływ terminu transpozycji dyrektywy do prawa krajowego. Ogłoszenie Prezesa Rady Ministrów z dnia 11 maja 2004 r. w sprawie stosowania prawa Unii Europejskiej (M.P. z 2004 r. Nr 20, poz. 359) potwierdziło zasadność stosowania zapisów dyrektywy nad aktami prawa polskiego, stąd uznano, że art. 23 ust. 1 dyrektywy może być stosowny w relacjach podmiot – państwo, a zatem krąg odbiorców uprawnionych do stosowania zasady TPA został rozszerzony bardziej niż przewidywało to rozporządzenie.

Krokiem w kierunku praktycznego stosowania zasady TPA było również wydzielenie prawne, z dniem 1 lip-

ca 2004 r., operatora systemu przesyłowego – PGNiG-Przesył Sp. z o.o.

W 2004 r., według wniosku taryfowego PGNiG, do korzystania z zasady TPA było uprawnionych 57 865 podmiotów. W omawianym okresie do operatora systemu przesyłowego wystąpiło o udostępnienie korzystania z sieci jedno przedsiębiorstwo, które na podstawie art. 4 ust. 3 otrzymało odmowę. Uznając za zasadną tę decyzję, podmiot nie wystąpił do Prezesa URE o rozstrzygnięcie sporu.

3. Rynek ciepła

Poszczególne źródła i sieci ciepłownicze mają lokalny zasięg, co powoduje, że nie występuje wewnętrzny rynek ciepła w skali kraju. Specyfika zaopatrzenia w ciepło polega na tym, że ciepło dostarczone w postaci nośnika ciepła (gorącej wody lub pary) nie jest bezpośrednio zużywane w odbiornikach (tak jak energia elektryczna lub gaz), lecz wykorzystywane w drodze wymiany ciepła między podgrzany w źródle ciepła i przesyłany na niewielkie (ekonomicznie uzasadnione) odległości nośnikiem ciepła a cieczą płynącą w instalacjach odbiorczych.

Rozproszenie geograficzne znacznej liczby koncesjonowanych przedsiębiorstw dostarczających odbiorcom ciepło spowodowało, że działalność regulacyjna Prezesa URE w tym zakresie jest prowadzona przy pomocy terenowych oddziałów URE, co pozwala na lepsze rozpoznanie lokalnych rynków ciepła. Sektor zaopatrzenia w ciepło jest bardzo zróżnicowany zarówno ze względu na zakres działania przedsiębiorstw energetycznych (w większości są to przedsiębiorstwa zintegrowane pionowo, ale istnieją też przedsiębiorstwa wytwórcze i przedsiębiorstwa przesyłające ciepło zakupione od wytwórców), jak też formy organizacyjno-prawne (państwowe, prywatne i komunalne spółki prawa handlowego, komunalne zakłady budżetowe, spółdzielnie itd.), przy czym wiele przedsiębiorstw zajmujących się zaopatrzeniem w ciepło prowadzi także inną działalność gospodarczą (produkcja przemysłowa, zaopatrzenie w wodę i odprowadzenie ścieków itd.). Ponadto, istnieją przedsiębiorstwa eksploatujące źródła i sieci ciepłownicze w różnych miejscowościach na terenie kraju.

Oprócz podanych wyżej cech lokalnych rynków ciepła, istotną różnicę w stosunku do wewnętrznego rynku energii elektrycznej lub paliw gazowych, na którym występuje podział na przedsiębiorstwa eksploatujące sieci przesyłowe i sieci dystrybucyjne (zależnie od poziomu napięcia lub ciśnienia w tych sieciach), stanowi to, że w sieciach ciepłowniczych nie występuje podział na przesyłanie i dystrybucję. Nośnik ciepła o określonych parametrach jest bowiem przesyłany wyodrębnioną siecią parową lub wodną ze źródła ciepła do przyłączy i węzłów cieplnych lub instalacji odbiorczych, w których następuje odbiór ciepła (po oddaniu ciepła nośnik jest zwracany do źródła ciepła). Zróżnicowane są też koszty świadczenia usług przesyłowych w zależności od tego, czy koszty eksploatacji węzłów cieplnych

i zewnętrznych instalacji odbiorczych (poza obiektami) ponosi dostawca, czy odbiorca ciepła.

Ponadto, specyficzne cechy ciepła (przenikanie przez przegrody budowlane) uniemożliwiają pomiar ilości ciepła wykorzystanego w poszczególnych pomieszczeniach i lokalach, a indywidualne rozliczenia z użytkownikami lokali mogą być prowadzone jedynie na podstawie umownego podziału kosztów zakupu ciepła dostarczonego do obiektów.

Problematyka lokalnych rynków ciepła została bardziej szczegółowo omówiona w dalszej części sprawozdania, dotyczącej działalności oddziałów terenowych URE.

3.1. Podstawy prawne ustalania taryf dla ciepła

Dokonana w 2002 r. kolejna nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne była związana głównie z wdrożeniem dyrektyw Wspólnot Europejskich dotyczących przesyłania energii elektrycznej (Dyrektywa 90/547/EWG) i gazu ziemnego (Dyrektywa 91/296/EWG) oraz wspólnych zasad dla wewnętrznego rynku energii elektrycznej (Dyrektywa 96/92/WE) i gazu ziemnego (Dyrektywa 98/30/WE), a także wspierania produkcji energii elektrycznej w źródłach odnawialnych (Dyrektywa 2001/77WE).

W wyniku tej nowelizacji konieczna była zmiana wielu dotychczas obowiązujących przepisów wykonawczych. W 2004 r. zostały wydane m.in. nowe rozporządzenia, które bezpośrednio lub pośrednio dotyczą problematyki związanej z regulacją cen ciepła:

- nowe rozporządzenie taryfowe dla energii elektrycznej, określające m.in. zasady kalkulacji ceny energii elektrycznej produkowanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła;
- rozporządzenie Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 30 czerwca 2004 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci ciepłowniczych oraz eksploatacji tych sieci (Dz. U. z 2004 r. Nr 167, poz. 1751), określające m.in. zasady ustalania standardów jakościowych obsługi odbiorców;
- rozporządzenie Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 30 lipca 2004 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie ciepłem (Dz. U. z 2004 r. Nr 184, poz. 1902), zwane dalej nowym rozporządzeniem taryfowym dla ciepła, które obowiązuje od 9 września 2004 r.;
- rozporządzenie w sprawie zakupu energii elektrycznej i ciepła z odnawialnych źródeł, określające m.in. zasady uwzględniania kosztów zakupu ciepła w kalkulacji taryf oraz dopuszczalny wzrost ceny ciepła w wyniku obowiązkowego zakupu ciepła ze źródeł odnawialnych;
- rozporządzenie Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 9 grudnia 2004 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku zakupu energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła (Dz. U. z 2004 r. Nr 267, poz. 2657), określające m.in. zasady uwzględniania kosztów obowiązkowego zakupu energii elektrycznej w kalkulacji taryf.

Późny termin wejścia w życie nowego rozporządzenia taryfowego dla ciepła spowodował, że tylko niewielka część taryf mogła być opracowana na podstawie przepisów tego rozporządzenia, wprowadzającego zasadnicze zmiany zasad obliczania jednostkowych kosztów, stanowiących podstawę do obliczenia cen za zamówioną moc cieplną i cen ciepła oraz stałych i zmiennych stawek opłat za usługi przesyłowe.

Jednostkowe koszty są obliczane na podstawie:

- uzasadnionych, planowanych rocznych kosztów prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie zaopatrzenia w ciepło oraz uzasadnionych, planowanych rocznych kosztów modernizacji, rozwoju i ochrony środowiska, które określa się na podstawie planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na ciepło, opracowywanych zgodnie z przepisami ustawy – Prawo energetyczne przez przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją ciepła, a także planów inwestycyjnych opracowywanych przez przedsiębiorstwa zajmujące się wytwarzaniem ciepła;
- wielkości rzeczowych, określonych zgodnie z obowiązującymi przepisami, stanowiących poziom odniesienia dla planowanych, uzasadnionych kosztów.

Przed wejściem w życie nowego rozporządzenia taryfowego dla ciepła jednostkowe koszty były obliczane na podstawie wyżej wymienionych planowanych kosztów oraz następujących wielkości rzeczowych, określonych dla roku kalendarzowego poprzedzającego pierwszy rok stosowania taryfy:

- ilości wytworzonego i sprzedanego ciepła,
- ilości dostarczonego do sieci ciepłowniczej i sprzedanego nośnika ciepła,
- wielkości mocy cieplnej zamówionej przez odbiorców (według stanu na 31 grudnia),
- ilości punktów pomiarowych (według stanu na 31 grudnia).

Natomiast od 9 września 2004 r. do obliczenia jednostkowych kosztów oraz bazowych cen i stawek opłat niezbędne jest określenie wyżej wymienionych planowanych kosztów, a także planowanych na pierwszy rok stosowania taryfy następujących wielkości rzeczowych:

- średniej i maksymalnej wielkości zamówionej mocy cieplnej dla poszczególnych grup taryfowych oraz średniej i maksymalnej wielkości zamówionej mocy cieplnej dla wydzielonych sieci ciepłowniczych (stanowiących sumę mocy cieplnej określonej dla grup taryfowych zasilanych z danej sieci),
- wielkości przyłączeniowej mocy cieplnej dla wydzielonych sieci ciepłowniczych, ustalonej na podstawie średniej i maksymalnej zamówionej mocy cieplnej przez odbiorców, po uwzględnieniu strat mocy cieplnej podczas przesyłania ciepła tą siecią oraz niejednoczesności występowania szczytowego poboru mocy cieplnej u odbiorców,
- średniej i maksymalnej wielkości zamówionej mocy cieplnej dla poszczególnych źródeł ciepła, obliczonej na podstawie planowanej dla pierwszego roku

stosowania taryfy przyłączeniowej mocy cieplnej dla sieci ciepłowniczych i zamówionej mocy cieplnej przez odbiorców zasilanych bezpośrednio z danego źródła ciepła,

- ilości sprzedanego ciepła, określanej dla poszczególnych grup taryfowych jako iloczyn planowanej średniej wielkości zamówionej mocy cieplnej oraz wskaźnika wykorzystania tej mocy (wyrażonego w GJ/MW), ustalonego jako średnia z okresu ostatnich pięciu lat ilość sprzedanego ciepła przypadająca na 1 MW zamówionej mocy cieplnej (lub z faktycznego okresu, gdy był on krótszy niż pięć lat),
- ilości ciepła oddanego do wydzielonych sieci ciepłowniczych, określanej jako suma planowanej na pierwszy rok stosowania taryfy wielkości sprzedaży ciepła odbiorcom zaliczonym do poszczególnych grup taryfowych i planowanych strat ciepła podczas przesyłania tymi sieciami,
- ilości wytworzonego ciepła, określanej jako suma planowanej na pierwszy rok stosowania taryfy ilości ciepła oddanego do wydzielonych sieci ciepłowniczych oraz wielkości bezpośredniej sprzedaży ciepła odbiorcom zasilanym z danego źródła ciepła,
- ilości dostarczonego do sieci ciepłowniczych i sprzedanego nośnika ciepła.

Zmiany wprowadzone przepisami nowego rozporządzenia taryfowego dla ciepła obejmują też wyeliminowanie stawek opłat abonamentowych (koszty handlowej obsługi odbiorców są uwzględniane przy kalkulacji cen za zamówioną moc cieplną i cen ciepła oraz stałych i zmiennych stawek opłat za usługi przesyłowe). Zmianie uległy też przepisy dotyczące stosowania współczynnika redukcyjnego kosztów stałych „a” w stosunku do źródeł ciepła, w których moc zainstalowana jest znacznie wyższa od wykorzystanej mocy cieplnej. Zgodnie z nowymi przepisami współczynnika tego nie stosuje się, gdy:

- planowane roczne koszty stałe wytwarzania ciepła nie obejmują kosztów utrzymania niewykorzystywanych kotłów,
- likwidacja niewykorzystanej mocy cieplnej spowodowałaby zagrożenie bezpieczeństwa energetycznego w zakresie zaopatrzenia w ciepło.

Od 9 września 2004 r. została podwyższona do 5 MW graniczna wielkość mocy cieplnej zainstalowanej w źródłach ciepła, do których mają zastosowanie uproszczone rozliczenia z odbiorcami (poprzednio granicę stanowił 1 MW zamówionej mocy cieplnej), a w przypadku źródeł zlokalizowanych w jednej miejscowości, w których jest stosowany ten sam rodzaj paliwa, odbiorcy zasilani z tych źródeł mogą być zaliczeni do jednej grupy taryfowej.

Nowe rozporządzenie taryfowe określa wymagania w stosunku do przedkładanego przez przedsiębiorstwo energetyczne uzasadnienia kalkulacji bazowych cen i stawek opłat dla pierwszego roku stosowania taryfy, a także zasady postępowania w procesie zatwierdzania taryf dla ciepła przez Prezesa URE. Zmienione też

zostały zasady postępowania w przypadkach, gdy ochrona interesów odbiorców wymaga subsydiowania niektórych grup taryfowych. Wprowadzono również w tzw. „słowniczku” bardziej precyzyjne określenia dla poszczególnych rodzajów przedsiębiorstw (odpowiednio do zakresu prowadzonej przez nie działalności gospodarczej), niektórych elementów systemu ciepłowniczego, a także mocy cieplnej i obliczeniowego natężenia przepływu.

W związku z wprowadzeniem istotnych zmian w zasadach ustalania taryf dla ciepła, konieczne było opracowanie w bardzo krótkim czasie materiałów pomocniczych i zorganizowanie szkolenia, które miało na celu wyjaśnienie powstałych wątpliwości oraz doprowadzenie do ujednoczenia działalności regulacyjnej w zakresie taryf dla ciepła we wszystkich oddziałach terenowych. W dniach 28 i 29 października 2004 r. odbyły się tzw. warsztaty regulatora, podczas których szczegółowo omówiono problemy związane ze stosowaniem przepisów nowego rozporządzenia taryfowego¹⁹.

3.2. Ceny ciepła i stawki opłat za usługi przesyłowe

Ponieważ nowe rozporządzenie taryfowe weszło w życie 9 września 2004 r., taryfy dla ciepła zatwierdzone w okresie od stycznia do września (67%) były opracowane przez przedsiębiorstwa energetyczne zgodnie z rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 12 października 2000 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie ciepłem (Dz. U. Nr 96, poz. 1053), zwane dalej starym rozporządzeniem taryfowym dla ciepła, zaś taryfy zatwierdzone w okresie od października do grudnia 2004 r. (33%) zgodnie z przepisami nowego rozporządzenia taryfowego dla ciepła.

Taryfy dla ciepła opracowane przez przedsiębiorstwa energetyczne prowadzące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania ciepła, niezależnie od terminu ich zatwierdzenia, zawierają ceny za zamówioną moc cieplną (wyrażone w złotych za MW), ceny ciepła (wyrażone w złotych za GJ) i ceny nośnika ciepła (wyrażone w złotych za metr sześcienny lub za tonę). Ceny te są wzajemnie nieporównywalne ze względu na różne wielkości odniesienia, a ich poziom zależy od wielu czynników.

W związku z tym, aby zapewnić porównywalność cen ciepła wytwarzanego w różnych źródłach, a przede wszystkim, aby umożliwić określenie skutków zmiany tych cen dla odbiorców, przedsiębiorstwa zajmujące się wytwarzaniem ciepła mają obowiązek obliczenia średniej wskaźnikowej ceny ciepła (wyrażonej w złotych za GJ) według zasad określonych omawianymi przepisami.

¹⁹ Ponadto przedstawiono problematykę handlu emisjami w odniesieniu do ciepłownictwa oraz związany z tym krajowy plan rozdziału uprawnień do emisji CO₂, które będą w niedalekiej przyszłości oddziaływać również na koszty wytwarzania ciepła oraz poziom cen i stawek opłat.

Zgodnie z tymi przepisami średnia wskaźnikowa cena ciepła stanowi iloraz sumy opłat za zamówioną moc cieplną, za ciepło i za nośnik ciepła oraz:

- a) sumy ilości ciepła sprzedanego odbiorcom w roku kalendarzowym poprzedzającym pierwszy rok stosowania taryfy – dla taryf zatwierdzonych w okresie styczeń – wrzesień,
- b) planowanej wielkości sprzedaży ciepła w pierwszym roku stosowania taryfy – dla taryf zatwierdzonych w okresie październik – grudzień.

Podobnie przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją ciepła mają obowiązek obliczania średnich wskaźnikowych stawek opłat za usługi przesyłowe (wyrażonych w złotych za GJ), przy czym taryfy zatwierdzone w okresie styczeń – wrzesień zawierają stawki opłat stałych (wyrażone w złotych za MW) i stawki opłat zmiennych za usługi przesyłowe (wyrażone w złotych za GJ) oraz stawki opłat abonamentowych (wyrażone w złotych za punkt pomiarowy), zaś taryfy zatwierdzone w okresie październik – grudzień nie zawierają stawek opłat abonamentowych.

W związku z tym średnia wskaźnikowa stawka opłaty za usługi przesyłowe stanowi:

- a) dla taryf zatwierdzonych w okresie styczeń – wrzesień: iloraz sumy opłat stałych i zmiennych za usługi przesyłowe oraz opłat abonamentowych i sumy ilości ciepła sprzedanego odbiorcom (przyłączonym do sieci ciepłowniczych) w roku kalendarzowym poprzedzającym pierwszy rok stosowania taryfy,
- b) dla taryf zatwierdzonych w okresie październik – grudzień: iloraz sumy opłat stałych i zmiennych za usługi przesyłowe oraz planowanej wielkości sprzedaży ciepła (z sieci ciepłowniczych) dla pierwszego roku stosowania taryfy.

Na podstawie danych dotyczących poziomu średnich wskaźnikowych cen ciepła i średnich wskaźnikowych stawek opłat za usługi przesyłowe, określonych dla pierwszego roku stosowania taryf w przedsiębiorstwach, którym w 2004 r. zatwierdzono taryfy dla ciepła oraz danych dotyczących wielkości sprzedaży ciepła:

- a) w 2003 r. (tj. w ostatnim roku kalendarzowym poprzedzającym pierwszy rok stosowania taryfy) – dla taryf zatwierdzonych w okresie styczeń – wrzesień,
- b) planowanej dla pierwszego roku stosowania taryfy – dla taryf zatwierdzonych w okresie październik – grudzień,

zostały określone średnioważone ceny ciepła i średnioważone stawki opłat za usługi przesyłowe w poszczególnych województwach i w kraju (wyrażone w złotych za GJ).

Podane w dalszej części sprawozdania średnioważone ceny ciepła i średnioważone stawki opłat za usługi przesyłowe²⁰⁾ w skali województw i w skali kraju obliczono dla pierwszego roku stosowania taryf dla ciepła, zatwierdzonych w 2004 r., jako ilorazy:

- w zakresie wytwarzania ciepła:
 - a) sumy planowanych przychodów wszystkich analizowanych przedsiębiorstw „wytwórczych” (stanowiących sumę iloczynów średnich wskaźnikowych cen ciepła dla pierwszego roku stosowania taryfy i ilości ciepła: sprzedanego w 2003 r. – w odniesieniu do taryf zatwierdzonych w okresie styczeń – wrzesień oraz planowanej do sprzedaży w pierwszym roku stosowania taryfy – w odniesieniu do taryf zatwierdzonych w okresie październik – grudzień) i odpowiednio
 - b) sumy ilości ciepła: sprzedanego w ostatnim roku kalendarzowym (2003) przez te analizowane przedsiębiorstwa „wytwórcze”, których taryfy zostały zatwierdzone w okresie styczeń – wrzesień oraz planowanej do sprzedaży w pierwszym roku stosowania taryfy przez te przedsiębiorstwa „wytwórcze”, których taryfy zostały zatwierdzone w okresie październik – grudzień;
- w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła:
 - a) sumy planowanych przychodów wszystkich analizowanych przedsiębiorstw „przesyłowych” (stanowiących sumę iloczynów średnich wskaźnikowych stawek opłat za usługi przesyłowe dla pierwszego roku stosowania taryfy i ilości ciepła: sprzedanego w 2003 r. – w odniesieniu do taryf zatwierdzonych w okresie styczeń – wrzesień oraz planowanej do sprzedaży w pierwszym roku stosowania taryfy – w odniesieniu do taryf zatwierdzonych w okresie październik – grudzień) i odpowiednio
 - b) sumy ilości ciepła: sprzedanego w ostatnim roku kalendarzowym (2003) przez te analizowane przedsiębiorstwa „przesyłowe”, których taryfy zostały zatwierdzone w okresie styczeń – wrzesień oraz planowanej do sprzedaży w pierwszym roku stosowania taryfy przez te przedsiębiorstwa „przesyłowe”, których taryfy zostały zatwierdzone w okresie październik – grudzień.

Podkreślenia wymaga, że tak obliczone średnioważone ceny ciepła i średnioważone stawki opłat za usługi przesyłowe służą tylko do porównań w skali makro, tj. w skali województw lub całego kraju.

Ani średnie wskaźnikowe ceny ciepła i średnie wskaźnikowe stawki opłat za usługi przesyłowe, ani obliczone na ich podstawie średnioważone ceny ciepła i średnioważone stawki opłat za usługi przesyłowe nie mogą być podstawą do obliczenia ponoszonych przez konkretnego odbiorcę opłat za dostarczenie ciepła z uwagi na to, że w każdym województwie działalność gospodarcza w zakresie zaopatrzenia w ciepło prowadzona jest przez wiele przedsiębiorstw, których taryfy zawierają różne grupy taryfowe ze zróżnicowanymi (w zależności od ponoszonych kosztów) cenami i stawkami opłat.

W rozliczeniach z odbiorcą stosowane są ceny za zamówioną moc cieplną, ceny ciepła, ceny nośnika ciepła, stawki opłat stałych i stawki opłat zmiennych za usługi przesyłowe (w taryfach zatwierdzonych w okre-

20) Podane ceny i stawki opłat nie zawierają podatku VAT.

sie styczeń – wrzesień również stawki opłat abonamentowych), określone w taryfie dla ciepła przedsiębiorstwa, z którym odbiorca ma zawartą umowę na dostawę ciepła. Poziom cen za zamówioną moc cieplną i cen ciepła zależy od wielu różnych czynników, w szczególności od wielkości i rodzaju źródła ciepła (paliwo, technologia), poziomu stałych i zmiennych kosztów wytwarzania, rodzaju odbiorców i charakteru ich potrzeb cieplnych (bardzo duże zróżnicowanie współczynnika wykorzystania mocy cieplnej zamówionej przez odbiorców), a także od warunków pogodowych w sezonie grzewczym, mających zasadniczy wpływ na wielkość sprzedaży ciepła w ciągu roku. Wiele z tych czynników ma również istotny wpływ na poziom stawek opłat za usługi przesyłowe (koszty strat mocy cieplnej, ciepła i nośnika ciepła podczas przesyłania), których zróżnicowanie zależy głównie od zakresu usług świadczonych przez przedsiębiorstwo „przesyłowe” i związanych z tym kosztów. Wynika to stąd, że węzły cieplne i zewnętrzne instalacje odbiorcze mogą należeć do przedsiębiorstw energetycznych lub do odbiorców, a w taryfach, zatwierdzonych w okresie styczeń – wrzesień, koszty uzasadnione w zakresie przesyłania ciepła obejmują niekiedy opłaty pobierane przez odbiorców za udostępnienie pomieszczeń węzłów cieplnych.

Podane średnioważone ceny ciepła i średnioważone stawki opłat za usługi przesyłowe (tabela 12) porównano z ostatnio stosowanymi średnioważonymi cena-

mi i stawkami opłat obliczonymi dla przedsiębiorstw, którym zatwierdzono taryfy w 2004 r. Obliczenia te wykonano dla tej samej ilości sprzedanego ciepła, która stanowiła podstawę do kalkulacji bazowych cen i stawek opłat dla pierwszego roku stosowania taryf zatwierdzonych w 2004 r.

Rysunek 8. Średnioważone ceny ciepła (bez VAT) dla pierwszego roku stosowania taryf zatwierdzonych w 2004 r.



Tabela 12. Średnioważone ceny ciepła oraz średnioważone stawki opłat za usługi przesyłowe dla pierwszego roku stosowania taryf zatwierdzonych w 2004 r.

Województwo	Przedsiębiorstwa prowadzące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania ciepła		Przedsiębiorstwa prowadzące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła	
	Liczba przedsiębiorstw	Średnioważona cena ciepła [zł/GJ]	Liczba przedsiębiorstw	Średnioważona stawka opłaty za usługi przesyłowe [zł/GJ]
Mazowieckie	32	22,29	28	8,83
Dolnośląskie	32	23,93	26	11,31
Opolskie	12	25,23	14	9,93
Kujawsko-pomorskie	25	25,57	19	10,72
Wielkopolskie	32	25,19	29	8,36
Pomorskie	33	24,17	30	14,11
Warmińsko-mazurskie	22	25,17	19	8,76
Małopolskie	13	27,68	14	12,20
Podkarpackie	18	24,77	19	10,21
Śląskie	55	21,94	61	8,86
Łódzkie	22	23,07	23	10,08
Świętokrzyskie	17	22,41	20	10,88
Zachodniopomorskie	24	26,58	20	9,51
Lubuskie	9	25,44	7	7,87
Lubelskie	16	23,35	16	9,52
Podlaskie	17	22,82	16	10,14
Ogółem kraj	379	23,43	361	10,25

Źródło: URE.

Rysunek 9. Średnioważone stawki opłat za usługi przesyłowe (bez VAT) dla pierwszego roku stosowania taryf zatwierdzonych w 2004 r.



Na podstawie porównania średnioważonych cen ciepła dla pierwszego roku stosowania taryf z ostatnio stosowanymi średnioważonymi cenami ciepła oraz średnioważonych stawek opłat za usługi przesyłowe na pierwszy rok stosowania taryf z ostatnio stosowanymi średnioważonymi stawkami opłat za usługi przesyłowe, określono odpowiednio zmiany średnioważonych cen ciepła oraz średnioważonych stawek opłat za usługi przesyłowe w poszczególnych województwach i w skali kraju, odniesione do przedsiębiorstw, którym zatwierdzono taryfy dla ciepła w 2004 r. W odniesieniu do tych przedsiębiorstw określono także średnie zmiany przychodów ze sprzedaży ciepła w poszczególnych województwach i w kraju, które obliczono na podstawie porównania planowanych przychodów wynikających z cen i stawek opłat ustalonych na pierwszy rok stosowania taryf zatwierdzonych w 2004 r. i przyjętej do kalkulacji tych cen i stawek opłat wielkości sprzedaży ciepła, z przychodami wynikającymi z cen i stawek opłat ostatnio stosowanych i tej samej ilości sprzedanego ciepła.

Tak określonych zmian średnioważonych cen, średnioważonych stawek opłat i przychodów nie można utożsamiać ze zmianami tych cen, stawek opłat i przychodów w roku 2004 w stosunku do roku 2003. Zmiany te dotyczą bowiem pierwszego roku stosowania taryfy, a poszczególne taryfy były zatwierdzane w różnych miesiącach 2004 r., a więc różny był termin ich wprowadzenia do rozliczeń z odbiorcami (nie wcześniej niż po upływie 14 dni i nie później niż do 45 dnia od daty opublikowania taryfy we właściwym miejscowo wojewódzkim dzienniku urzędowym). W związku z tym, że pierwszy rok (12 miesięcy) stosowania taryfy zazwyczaj nie pokrywa się z rokiem kalendarzowym, ostatnio stosowane średnioważone ceny ciepła i ostatnio stosowane średnioważone stawki opłat za usługi przesyłowe nie odpowiadają średnioważonym cenom i średniowa-

żonym stawkom opłat stosowanym przez cały 2003 r., a średnioważone ceny ciepła i średnioważone stawki opłat za usługi przesyłowe na pierwszy rok stosowania taryf zatwierdzonych w 2004 r. nie odpowiadają cenom i stawkom opłat stosowanym przez cały 2004 r. Wynika to z terminu wprowadzenia do stosowania w rozliczeniach z odbiorcami taryf poprzednich (zatwierdzonych w różnych miesiącach 2003 r., a także w 2002 r. lub 2001 r.), jak też zatwierdzonych w 2004 r. (w różnych miesiącach). W latach 2001 – 2003 zatwierdzane były tzw. taryfy wieloletnie, a 137 takich taryf jest stosowanych po 31 grudnia 2004 r. (z tego okresu obowiązywania 101 taryf zakończy się w 2005 r., dla 32 taryf – w 2006 r., a dla 4 taryf – w 2008 r. Również w 2004 r. zatwierdzono 46 taryf wieloletnich, które będą stosowane w latach 2005 – 2008 (stanowi to ok. 11% taryf zatwierdzonych w 2004 r.).

Średnioważona cena ciepła wzrosła w stosunku do średnioważonej ceny ostatnio stosowanej o 1,13% w skali kraju, a zmiany tej ceny w poszczególnych województwach wyniosły od - 1,67% do + 3,49%. Największy wzrost wystąpił w woj. warmińsko-mazurskim (25,17 zł/GJ, przy średniej krajowej 23,43 zł/GJ), a największa obniżka wystąpiła w woj. lubelskim (23,35 zł/GJ).

Obniżka tej ceny wystąpiła również w województwach: małopolskim (o 1,45% – cena 27,68 zł/GJ), lubuskim (o 0,71% – cena 25,44 zł/GJ), zachodniopomorskim (o 0,32% – cena 26,58 zł/GJ) i świętokrzyskim (o 0,19% – cena 22,41 zł/GJ).

Tabela 13. Zmiany średnioważonych cen ciepła i stawek opłat za usługi przesyłowe oraz przychodów przedsiębiorstw w pierwszym roku stosowania taryf zatwierdzonych w 2004 r. w stosunku do ostatnio stosowanych średnioważonych cen ciepła i stawek opłat za usługi przesyłowe oraz obliczonych na ich podstawie rocznych przychodów

Województwo	Średnia zmiana w %		
	cen ciepła	stawek opłat za usługi przesyłowe	przychodów ze sprzedaży ciepła
Mazowieckie	0,28	3,40	0,44
Dolnośląskie	1,93	3,26	2,36
Opolskie	0,45	1,91	0,90
Kujawsko-pomorskie	2,33	3,08	2,44
Wielkopolskie	1,18	2,63	1,32
Pomorskie	1,53	0,85	1,31
Warmińsko-mazurskie	3,49	- 0,05	2,76
Małopolskie	- 1,45	1,08	0,17
Podkarpackie	2,52	2,17	2,44
Śląskie	1,73	5,69	2,65
Łódzkie	2,48	1,38	2,15
Świętokrzyskie	- 0,19	5,19	1,38
Zachodniopomorskie	- 0,32	6,09	1,19
Lubuskie	- 0,71	9,67	1,68
Lubelskie	- 1,67	3,72	- 0,11
Podlaskie	1,15	0,72	1,02
Ogółem kraj	1,13	3,04	1,58

Źródło: URE.

W pozostałych jedenastu województwach wystąpił wzrost średnioważonej ceny ciepła. Wzrost niższy od krajowego wystąpił w województwach: mazowieckim (o 0,28% – cena 22,29 zł/GJ) i opolskim (o 0,45% – cena 25,23 zł/GJ). Wzrost niewiele wyższy od średniego w kraju nastąpił w woj. podlaskim (o 1,15% – cena 22,82 zł/GJ) i w woj. wielkopolskim (o 1,18% – cena 25,19 zł/GJ).

W pozostałych sześciu województwach wzrost średnioważonej ceny ciepła był wyższy od średniego w kraju. W woj. pomorskim wyniósł 1,53% (24,17 zł/GJ), w woj. śląskim 1,73% (21,94 zł/GJ), w woj. dolnośląskim 1,93% (23,93 zł/GJ), w woj. kujawsko-pomorskim 2,33% (25,57 zł/GJ), w woj. łódzkim 2,48% (23,07 zł/GJ) i w woj. podkarpackim 2,52% (24,77 zł/GJ).

Średnioważona stawka opłaty za usługi przesyłowe wzrosła w stosunku do średnioważonej ostatnio stosowanej stawki opłaty za usługi przesyłowe o 3,04% w skali kraju, a zmiany tej stawki w poszczególnych województwach wyniosły od - 0,05% do + 9,67%. Największy wzrost średnioważonej stawki opłaty za usługi przesyłowe wystąpił w woj. lubuskim, a obniżka – w woj. warmińsko-mazurskim, przy czym w obu tych województwach średnioważona stawka opłaty jest niższa od krajowej średnioważonej stawki opłaty za usługi przesyłowe (10,25 zł/GJ) i wynosi odpowiednio 7,87 zł/GJ i 8,76 zł/GJ.

Niższe średnioważone stawki opłat za usługi przesyłowe od średniej w kraju występują również w dziewięciu innych województwach, przy czym w pięciu z nich wzrost tej stawki jest niższy od wzrostu krajowego: w woj. podlaskim wzrost o 0,72% (stawka 10,14 zł/GJ), w woj. łódzkim wzrost o 1,38% (stawka 10,08 zł/GJ), w woj. opolskim wzrost o 1,91% (stawka 9,93 zł/GJ), w woj. podkarpackim wzrost o 2,17% (stawka 10,21 zł/GJ) i w woj. wielkopolskim wzrost o 2,63% (stawka 8,36 zł/GJ), a w czterech wyższy od wzrostu krajowego: w woj. mazowieckim wzrost o 3,40% (stawka 8,83 zł/GJ), w woj. lubelskim wzrost o 3,72% (stawka 9,52 zł/GJ), w woj. śląskim wzrost o 5,69% (stawka 8,86 zł/GJ) i w woj. zachodniopomorskim wzrost o 6,09% (stawka 9,51 zł/GJ).

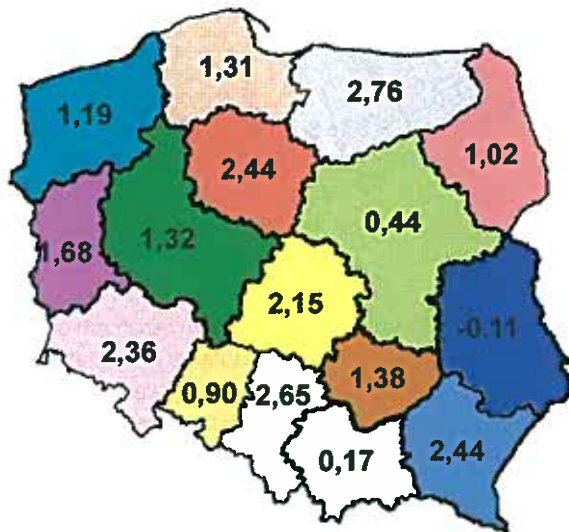
W dwóch województwach, w których wzrost stawki opłaty za usługi przesyłowe jest niższy od wzrostu krajowego, stawki opłaty za usługi przesyłowe są wyższe od średniej stawki w kraju i wynoszą: w pomorskim 14,11 zł/GJ (wzrost o 0,85%) i w małopolskim 12,20 zł/GJ (wzrost o 1,08%).

Natomiast w pozostałych trzech województwach wzrost stawki opłaty za usługi przesyłowe jest wyższy od średniego wzrostu w kraju, a poziom tej stawki jest nieco wyższy od średniego w kraju i wynosi: w woj. kujawsko-pomorskim 10,72 zł/GJ (wzrost o 3,08%), w woj. świętokrzyskim 10,88 zł/GJ (wzrost o 5,19%) i w woj. dolnośląskim 11,31 zł/GJ (wzrost o 3,26%).

Średni w skali kraju wzrost planowanych przychodów ze sprzedaży ciepła w pierwszym roku stosowania taryf zatwierdzonych w 2004 r. wynosi 1,58%, a różnicowanie w województwach wynosi od - 0,11% w woj. lubelskim do + 2,76% w woj. warmińsko-mazurskim.

W ośmiu województwach średni wzrost przychodów jest niższy, a w siedmiu województwach wyższy od średniego wzrostu w kraju.

Rysunek 10. Średnia zmiana przychodów ze sprzedaży ciepła (opłat odbiorców) planowanych dla pierwszego roku stosowania taryf zatwierdzonych w 2004 r., w stosunku do rocznych przychodów określonych na podstawie ostatnio stosowanych cen i stawek opłat (w %)



Porównanie poziomu średnioważonych cen ciepła i średnioważonych stawek opłat za usługi przesyłowe w województwach, w których średni wzrost przychodów jest wyższy od średniego wzrostu w kraju, z poziomem krajowych średnioważonych cen ciepła i stawek opłat wykazuje, że tylko w dwóch województwach: dolnośląskim i kujawsko-pomorskim, zarówno średnioważone ceny ciepła, jak i średnioważone stawki opłat za usługi przesyłowe są wyższe od średnich krajowych, a w dwóch województwach: śląskim i łódzkim, średnioważone ceny ciepła i średnioważone stawki opłat za usługi przesyłowe są niższe od średnich w kraju. Natomiast w trzech województwach: warmińsko-mazurskim, podkarpackim i lubuskim, średnioważone ceny ciepła są wyższe od średniej krajowej, a średnioważone stawki opłat za usługi przesyłowe są niższe od średniej w kraju.

W województwach, w których średni wzrost przychodów jest niższy od średniego wzrostu w kraju, zarówno średnioważona cena ciepła, jak i średnioważona stawka opłaty za usługi przesyłowe są niższe od średnich w kraju w dwóch województwach: mazowieckim i podlaskim, a w dwóch województwach: pomorskim i małopolskim, są one wyższe od średnich krajowych. W trzech województwach: opolskim, wielkopolskim i zachodniopomorskim, średnioważone ceny ciepła są wyższe od średniej krajowej, a średnioważone stawki opłat za usługi przesyłowe są niższe od średniej w kraju,

natomiast w woj. świętokrzyskim jest odwrotnie: wyższa od średniej w kraju jest średnioważona stawka opłaty za usługi przesyłowe, a średnioważona cena ciepła jest niższa od średniej krajowej.

W woj. lubelskim, gdzie wystąpiło niewielkie obniżenie średniego wzrostu przychodów, zarówno średnioważona cena ciepła, jak i średnioważona stawka opłaty za usługi przesyłowe są niższe od średnich w kraju.

W planowanych w skali kraju łącznych przychodach, wynikających z cen i stawek opłat ustalonych na pierwszy rok stosowania taryf zatwierdzonych w 2004 r., udział przychodów z tytułu świadczenia usług przesyłowych stanowi ok. 23%, a więc jest ponad 3-krotnie mniejszy od planowanych w tym samym czasie przychodów z działalności gospodarczej związanej z wytwarzaniem ciepła. Oznacza to, że wzrost stawek opłat za usługi przesyłowe powoduje znacznie mniejszy wzrost opłat dla odbiorców niż wzrost cen ciepła. W skali kraju wzrost planowanych przychodów (o 1,58%) jest niewiele większy od wzrostu cen ciepła (o 1,13%) i mniejszy od wzrostu stawek opłat za usługi przesyłowe (o 3,04%).

Tabela 14. Zmiany średnioważonych cen ciepła i stawek opłat za usługi przesyłowe oraz przychodów przedsiębiorstw¹

Wyszczególnienie	Średnia zmiana w %		
	w okresie I – IX	w okresie X – XII	w całym roku
Zmiana średnioważonej ceny ciepła	0,72	2,63	1,13
Zmiana średnioważonej stawki opłaty za usługi przesyłowe	3,36	2,20	3,04
Wzrost planowanych przychodów	1,30	2,51	1,58

¹ W pierwszym roku stosowania taryf zatwierdzonych w 2004 r. w stosunku do ostatnio stosowanych średnioważonych cen ciepła i stawek opłat za usługi przesyłowe oraz obliczonych na ich podstawie rocznych przychodów – w podziale na taryfy zatwierdzone w okresie styczeń – wrzesień i w okresie październik – grudzień.

Źródło: URE.

Przedstawiony średni w skali kraju wzrost planowanych przychodów ze sprzedaży ciepła został obliczony dla wszystkich taryf zatwierdzonych w ciągu 2004 r., przy czym większość taryf zatwierdzono w okresie styczeń – wrzesień, a część taryf w okresie październik – grudzień. Jak wcześniej podano, nowe rozporządzenie taryfowe wprowadziło zmianę zasad obliczania jednostkowych kosztów, stanowiących podstawę do ustalenia bazowych cen i stawek opłat, co wpłynęło na zmianę ich relacji w stosunku do dotychczas stosowanych cen i stawek opłat (ustalonych zgodnie z przepisami obowiązującymi w latach poprzednich). W związku ze zmianą tych relacji wystąpiły w 2004 r. różnice w poziomie zmian cen i stawek opłat zawartych w taryfach zatwierdzonych w okresie styczeń – wrzesień i w okresie paź-

dziernik – grudzień 2004 r., a w konsekwencji także różnice wzrostu planowanych przychodów.

Przedstawiony średni wzrost planowanych przychodów ze sprzedaży ciepła pozwala na ocenę średniego wzrostu opłat z tytułu zaopatrzenia w ciepło w poszczególnych województwach i w skali kraju, stanowiącego syntetyczny wskaźnik służący do porównań makroekonomicznych. Natomiast w poszczególnych przedsiębiorstwach (o różnej wielkości sprzedaży ciepła i różnym zakresie działalności) wzrost planowanych przychodów (czyli opłat od odbiorców) wynika z ustalonych w zatwierdzonej taryfie i ostatnio stosowanych cen i stawek opłat oraz zamówionej mocy cieplnej i sprzedaży ciepła dla określonych w taryfie grup odbiorców. Ponieważ przychody przedsiębiorstw zależą od wielu czynników, w szczególności od warunków atmosferycznych i długości sezonu grzewczego, faktyczne przychody (opłaty od odbiorców) w pierwszym roku stosowania taryfy będą się różnić od planowanych na ten rok przychodów (opłat).

Wzrost opłat z tytułu zaopatrzenia w ciepło jest w większości przedsiębiorstw energetycznych niższy od wzrostu, jaki wynikałby z cen i stawek opłat zaproponowanych przez te przedsiębiorstwa w pierwszych wersjach wniosków o zatwierdzenie taryfy. Przeprowadzona zgodnie z ustawowym upoważnieniem kontrola i weryfikacja określonych przez te przedsiębiorstwa kosztów, stanowiących podstawę kalkulacji cen ciepła i stawek opłat za usługi przesyłowe, doprowadziła do ich obniżenia o ok. 162 mln zł w skali kraju. W konsekwencji odbiorcy zapłacą za ciepło w skali roku średnio ok. 2,2% mniej w stosunku do opłat, jakie musieliby ponieść według cen i stawek opłat, o jakie wносиły pierwotnie przedsiębiorstwa, którym zatwierdzono w 2004 r. taryfy dla ciepła.

4. Paliwa ciekłe

W 2004 r. Prezes URE stanął przed koniecznością realizacji bezprecedensowego w historii funkcjonowania Urzędu zadania rozpatrzenia blisko 7 tysięcy wniosków koncesyjnych, dotyczących prowadzenia działalności gospodarczej w sektorze paliw ciekłych (głównie obrotu paliwami).

Zadanie to było konsekwencją wejścia w życie ustawy z dnia 23 stycznia 2004 r. o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw ciekłych i biopaliw ciekłych (Dz. U. Nr 34, poz. 293), zwaną dalej nową ustawą paliwową, która wprowadziła zmianę zapisów ustawy – Prawo energetyczne, dotyczących obowiązku posiadania koncesji na obrót paliwami ciekłymi. Skutkiem zmiany brzmienia art. 32 ust. 1 pkt 4 ustawy – Prawo energetyczne było rozszerzenie obowiązku posiadania koncesji na ten rodzaj działalności na praktycznie wszystkich uczestników rynku, przy czym konsekwencją zapisów ustawowych stał się podział przedsiębiorców na dwie grupy: tych, którzy działali na rynku paliw ciekłych w dniu wejścia w życie ustawy, ale do tej pory nie ciążył na nich wymóg posiadania koncesji (wielkość obrotu nie przekraczała równowartości 500 000 euro), oraz tych, któ-

rzy dopiero po 19 marca 2004 r. zamierzali rozpocząć działalność w tym zakresie.

Pierwsza grupa – stosownie do treści art. 28 ustawy o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw ciekłych i biopaliw ciekłych – to podmioty prowadzące działalność gospodarczą w zakresie obrotu paliwami ciekłymi, która na podstawie przepisów dotychczasowych nie wymagała uzyskania koncesji, i którzy mogą ją wykonywać na dotychczasowych zasadach do czasu ostatecznego rozstrzygnięcia sprawy przez Prezesa URE pod warunkiem, że przedsiębiorcy ci złożyli wnioski o udzielenie koncesji w terminie 3 miesięcy od wejścia w życie ustawy, tj. do 19 czerwca 2004 r. Natomiast przedsiębiorcy z drugiej grupy mogli podjąć działalność w zakresie obrotu paliwami ciekłymi dopiero po uzyskaniu koncesji²¹⁾.

Skutkiem zmiany przepisów było wystąpienie z wnioskami o udzielenie koncesji ogromnej liczby przedsiębiorców, funkcjonujących już w obrocie na rynku paliw lub zamierzających uruchomić ten rodzaj działalności. Po 19 marca 2004 r., tj. po dniu wejścia w życie ustawy, do Urzędu wpłynęło 6 647 wniosków, przy czym zdecydowana większość (ok. 4 300 wniosków) – tuż przed ustawowym terminem, czyli przed 19 czerwca 2004 r. Do 10 lipca do Urzędu nadal wpływały wnioski, średnio 100 dziennie. Część z nich została uznana za złożone w terminie, ponieważ zgodnie z przepisami – decyduje data stempla pocztowego, a nie data otrzymania dokumentów przez Urząd. Wielu przedsiębiorców, których wnioski o udzielenie koncesji wpływały znacznie po ustawowym terminie, wnioskowało o przywrócenie tego terminu²²⁾. Tryb ten był jednak niemożliwy z uwagi na brak podstaw prawnych wyposażających Prezesa URE w takie kompetencje.

W całe to przedsięwzięcie – obejmujące przyjęcie, zewidencjonowanie oraz prowadzenie postępowań – zostały zaangażowane praktycznie wszystkie jednostki organizacyjne URE, w tym także oddziały terenowe, które dotychczas były wyłączone z koncesjonowania sektora paliwowego. Do oddziałów terenowych zostały przekazane wnioski przedsiębiorców prowadzących działalność jedynie w zakresie obrotu gazem płynnym. Wnioski przedsiębiorców dysponujących infrastrukturą techniczną związaną z prowadzeniem działalności w szerszym zakresie (obróć również innymi rodzajami paliw ciekłych) rozpatrywało grono osób oddelegowanych do procesu koncesjonowania z różnych komórek organizacyjnych Urzędu. Wnioski o najwyższym stopniu komplikacji prowadzenia postępowania np. wnioski przedsiębiorców prowadzących działalność na zasadach

pośrednictwa w sprzedaży, import, działalność na skalę hurtową itp., zostały przydzielone pracownikom wydziału koncesji Departamentu Przedsiębiorstw Energetycznych. Powyższy rozdział spraw przyspieszył zakończenie prowadzonych postępowań, szczególnie tych o niewielkim stopniu komplikacji. Do końca roku 2004 zakończono ok. 66% postępowań, przy czym sposobem zakończenia postępowania było zarówno udzielenie koncesji, jak i odmowa udzielenia koncesji, umorzenie postępowania czy też zawiadomienie przedsiębiorcy o pozostawieniu wniosku bez rozpatrzenia.

Istotny wpływ na rozpatrywanie napływających do Urzędu wniosków miało wejście w życie z dniem 20 sierpnia 2004 r. ustawy o swobodzie działalności gospodarczej, która wpłynęła na liberalizację postępowań prowadzonych wobec przedsiębiorców ubiegających się o uzyskanie koncesji. Jednocześnie wprowadzono zmiany zapisów koncesyjnych zarówno w odniesieniu do określenia przedmiotu i zakresu działalności objętej koncesją (odstąpienie od specyfikacji rodzajów paliw ciekłych będących przedmiotem obrotu), jak również w części precyzującej warunki wykonywania działalności, jakie koncesja nakłada na przedsiębiorcę.

Monitorowanie rynku paliw ciekłych oraz biopaliw ciekłych i biokomponentów

Ustawa z 2 października 2003 r. o biokomponentach stosowanych w paliwach ciekłych i biopaliwach ciekłych (Dz. U. z 2003 r. Nr 199, poz. 1934 ze zm.) nałożyła obowiązek wprowadzania do obrotu paliw ciekłych, samostycznych paliw silnikowych i biopaliw ciekłych, zawierających (w danym roku kalendarzowym) „minimalne” ilości biokomponentów, które to ilości miały być określane w drodze rozporządzenia Rady Ministrów, wydanego na podstawie art. 12 ust. 6 tej ustawy. Jednocześnie zobowiązała Prezesa URE, by na podstawie przekazywanych zbiorczych sprawozdań (wytwórców, producentów i dyrektorów Izby Celnych) prowadził monitoring rynku paliw ciekłych, biopaliw ciekłych oraz biokomponentów. Informacje, które miały być zamieszczane w sprawozdaniach, zostały określone na bardzo szczegółowym poziomie – obejmowały one m.in. informacje dotyczące ilości sprzedanych biokomponentów ze wskazaniem nabywców, informacje o podmiotach, które nabyły biopaliwa ciekłe i paliwa ciekłe, informacje o ilościach biokomponentów i podmiotach, od których zostały nabyte. Tak szczegółowa sprawozdawczość miała służyć kontroli realizacji obowiązku wprowadzania do obrotu paliw ciekłych, samostycznych paliw silnikowych i biopaliw ciekłych, zawierających (w danym roku kalendarzowym) „minimalne” ilości biokomponentów.

W przypadku niezłożenia sprawozdania lub wprowadzenia do obrotu biokomponentów w ilościach mniejszych niż określona na podstawie art. 12 ust. 6 ustawy, Prezes URE decyzją administracyjną miał obowiązek wymierzać wytwórcom i producentom karę pieniężną.

W związku z powyższym, celem ułatwienia przedsiębiorcom wykonania obowiązków sprawozdawczych,

21) W kwietniu 2004 zamieszczono na stronie internetowej URE „poradnik” *Jak uzyskać koncesję na obrót paliwami ciekłymi – zmiany w 2004 r.* Tekst ten opublikowano także w Biuletynie URE.

22) Na stronie internetowej Urzędu została opublikowana lista wszystkich przedsiębiorców, którzy wystąpili o udzielenie koncesji, z wyodrębnieniem tych, którzy dopełnili tego obowiązku w terminie określonym w ustawie.

o których mowa w ustawie o biokomponentach stosowanych w paliwach ciekłych i biopaliwach ciekłych, w URE zostały opracowane formularze sprawozdawcze. Formularze te, wraz z pismem Prezesa URE z 2 kwietnia 2004 r. przypominającym wytwórcom i producentom o wynikających z tej ustawy obowiązkach sprawozdawczych, zamieszczono na stronie internetowej URE.

Trybunał Konstytucyjny wyrokiem z dnia 21 kwietnia 2004 r., sygn. akt K 33/03 (opublikowanym w Dz. U. Nr 109, poz. 1160 z dnia 12 maja 2004 r.), orzekł o niezgodności z Konstytucją RP art. 12 ust. 1 i 6, art. 14 ust. 1 i art. 17 ust. 1 pkt 3 ustawy o biokomponentach stosowanych w paliwach ciekłych i biopaliwach ciekłych,

co spowodowało ustanie obowiązku stosowania biokomponentów w paliwach ciekłych.

W związku z powyższym, 18 czerwca 2004 r. Prezes URE przekazał Ministrom: Gospodarki i Pracy, Finansów, Środowiska oraz Rolnictwa i Rozwoju Wsi – stanowisko w sprawie sprawozdawczości i monitorowania rynku paliw ciekłych, biopaliw ciekłych oraz biokomponentów. Stanowisko w ww. sprawie skierowane do wytwórców biokomponentów i producentów paliw ciekłych i biopaliw ciekłych zostało zamieszczone na stronie internetowej URE.

Poniżej tekst stanowiska Prezesa URE w omawianej sprawie.

Warszawa, 18 czerwca 2004 r.

Wytwórcy i Producenci ²³⁾

W związku z wyrokiem Trybunału Konstytucyjnego z dnia 21 kwietnia 2004 r. Sygn. akt K 33/03 (Dz. U. z 2004 r. Nr 109, poz. 1160), uprzejmie informuję o moim stanowisku dotyczącym sprawozdawczości w zakresie paliw ciekłych, biopaliw ciekłych oraz biokomponentów.

1. Zgodnie z art. 15 ust. 1-3 ustawy z dnia 2 października 2003 r. o biokomponentach stosowanych w paliwach ciekłych i biopaliwach ciekłych (Dz. U. z 2003 r. Nr 199, poz. 1934 oraz z 2004 r. Nr 34, poz. 293 i Nr 109, poz. 1160) – wytwórcy, producenci i dyrektorzy Izb Celnych przekazują ministrowi właściwemu ds. rynków rolnych i Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki sprawozdania zawierające informacje związane z zakupami, sprzedażą, importem paliw ciekłych, biopaliw ciekłych oraz biokomponentów w terminie do 45 dni po zakończeniu kwartału. Zakres tych informacji jest bardzo szczegółowy – obejmuje m.in. informacje dotyczące ilości sprzedanych biokomponentów ze wskazaniem nabywców, informacje o podmiotach, które nabyły biopaliwa ciekłe i paliwa ciekłe, informacje o ilościach biokomponentów i podmiotach, od których zostały nabyte.

W przypadku niezłożenia sprawozdania Prezes URE decyzją administracyjną, wymierza wytwórcom i producentom karę pieniężną do 3 tys. zł (art. 17 ust. 1 pkt 2, ust. 2 pkt 3 i ust. 3 pkt 2 ustawy).

Na podstawie przekazywanych zbiorczych sprawozdań Prezes URE prowadzi monitoring rynku paliw ciekłych, biopaliw ciekłych oraz biokomponentów. Wyniki monitoringu stanowią podstawę do sporządzenia przez Prezesa URE „zbiorczej informacji”, którą Prezes URE przekazuje niezwłocznie ministrom właściwym do spraw finansów publicznych, gospodarki, rynków rolnych oraz środowiska (art. 15 ust. 4-6 powołanej ustawy).

2. Orzeczenie przez Trybunał Konstytucyjny wyrokiem z dnia 21 kwietnia 2004 r., sygn. akt K 33/03 (opublikowanym w Dz. U. Nr 109, poz. 1160 z dnia 12 maja 2004 r.), niezgodności z Konstytucją RP art. 12 ust. 1 i 6, art. 14 ust. 1 i art. 17 ust. 1 pkt 3 ustawy o biokomponentach stosowanych w paliwach ciekłych i biopaliwach ciekłych, spowodowało ustanie obowiązku stosowania biokomponentów w paliwach ciekłych.

Zamieszczenie w ustawie o biokomponentach stosowanych w paliwach ciekłych i biopaliwach ciekłych przepisów art. 12 ust. 1 i 6 oraz art. 14 ust. 1 i art. 17 ust. 1 pkt 3 rodziło skutek w postaci obowiązku wprowadzania do obrotu paliw ciekłych, samoistnych paliw silnikowych i biopaliw ciekłych, zawierających (w danym roku kalendarzowym) „minimalne” ilości biokomponentów, które to ilości miały być określane w drodze rozporządzenia Rady Ministrów wydanego na podstawie art. 12 ust. 6 tej ustawy.

Stosownie zaś do postanowień art. 17 ust. 1 pkt 3 i ust. 2 pkt 2 oraz ust. 3 pkt 2 ustawy Prezes URE decyzją administracyjną miał obowiązek wymierzać karę pieniężną w przypadkach wprowadzenia do obrotu biokomponentów w ilościach mniejszych niż określona na podstawie art. 12 ust. 6 ustawy. Podstawę do wymierzenia kar pieniężnych miały stanowić informacje uzyskane przez Prezesa URE w ramach monitorowania rynku paliw ciekłych, biopaliw ciekłych oraz biokomponentów, ze sprawozdań składanych na podstawie art. 15 ust. 1-3 ustawy.

23) W rozumieniu ustawy z dnia 2 października 2003 r. o biokomponentach stosowanych w paliwach ciekłych i biopaliwach ciekłych.

3. W przepisach ustawy o biokomponentach stosowanych w paliwach ciekłych i biopaliwach ciekłych nie zostały zdefiniowane cele tej ustawy, natomiast z przedstawionego w art. 1 ust. 1 zakresu regulacji wynika, że ustawa ta reguluje m.in. zasady wytwarzania, magazynowania i obrót biokomponentami stosowanymi w paliwach ciekłych i biopaliwach ciekłych oraz zasady monitorowania rynku biokomponentów.

W sentencji wyroku Trybunału Konstytucyjnego nie zakwestionowano art. 15 ustawy, który nakłada obowiązki sprawozdawcze i obowiązek monitorowania rynku paliw ciekłych, biopaliw ciekłych i biokomponentów. Niemniej jednak w świetle przesłanek, którymi kierował się Trybunał Konstytucyjny uznając za niezgodne z Konstytucją ww. przepisy ustawy, za słuszny należy uznać pogląd, iż obowiązek sprawozdawczy nałożony na wytwórców i producentów w przepisach art. 15 ustawy, związany był z realizacją obowiązku wprowadzania biokomponentów do obrotu, wynikającym z uchylonych przepisów art. 12 ust. 1 oraz art. 14 ust. 1 i art. 17 ust. 1 pkt 3 ustawy.

Jedną z przyczyn uznania, iż przepisy art. 12 ust. 1 oraz art. 14 ust. 1 i art. 17 ust. 1 pkt 3 powołanej ustawy są niezgodne z art. 22 Konstytucji RP, było stwierdzenie Trybunału Konstytucyjnego, iż rygory nałożone tą ustawą na polskich producentów, jako powodujące dyskryminację tych producentów w stosunku do podmiotów zagranicznych, nie mogą być uznane za zgodne z „ważnym interesem publicznym”, o którym mowa w art. 22 Konstytucji. W uzasadnieniu wyroku Trybunał Konstytucyjny stwierdził, m.in., że „Gdyby założyć, iż ustawa o biokomponentach nie dotycząc (z racji zasad wynikających z prawa wspólnotowego i powinności podporządkowania się tym zasadom przez władze krajowe) producentów (sprzedawców) zagranicznych, odnosi się tylko do producentów (sprzedawców) krajowych – wówczas doszłoby do dyskryminacji *à rebours*, to znaczy dotyczącej tylko polskich producentów (sprzedawców) paliw. W takim bowiem wypadku nastąpiłoby znaczące pogorszenie sytuacji polskich producentów (którzy – w przeciwieństwie do podmiotów zagranicznych – musieliby „wzbogacać” paliwa biokomponentami, ponosić związane z tym dodatkowe koszty, a także prowadzić stosowną sprawozdawczość i być narażonymi na sankcje). W dalszej części uzasadnienia Trybunał Konstytucyjny stwierdził, iż „Nie ulega natomiast wątpliwości, że ochrona przed taką dyskryminacją *à rebours* jest zadaniem władz krajowych, dlatego także na Trybunale Konstytucyjnym ciąży powinność dostrzegania problemu, stwarzanego taką dyskryminacją. Stąd też, oceniając zgodność zaskarżonych norm zawartych w ustawie o biokomponentach z wzorcem konstytucyjnym, którym jest wolność gospodarcza, Trybunał Konstytucyjny dostrzega kwestię dyskryminacji *à rebours* i uznaje, że pojęcie wolności gospodarczej winno być interpretowane w zgodzie z prawem europejskim, co oznacza, że władze państwowe nakładając na podmioty gospodarcze (w tym przypadku wprowadzające do obrotu paliwa) ograniczenia ze względu na ważny interes publiczny, muszą uwzględnić niedopuszczalność różnicowania sytuacji prawnej i faktycznej podmiotów krajowych i zagranicznych”.

4. Skoro więc stwierdzenie niezgodności z Konstytucją przepisów ustawy o biopaliwach nakładających na wytwórców i producentów obowiązek wprowadzania biokomponentów do obrotu skutkuje ustaniem tego obowiązku, to brak jest racjonalnych podstaw do stosowania wobec tych przedsiębiorców instrumentów służących kontroli realizacji tego obowiązku.

W konsekwencji uznać należy, że skutkiem ustania obowiązku wprowadzania biokomponentów do obrotu w związku z orzeczeniem Trybunału Konstytucyjnego z dnia 21 kwietnia 2004 r. jest również ustanie obowiązku przekazywania Prezesowi URE sprawozdań, o których mowa w art. 15 ustawy o biokomponentach stosowanych w paliwach ciekłych i biopaliwach ciekłych.

Prezes URE

5. Wyznaczanie operatorów systemów przesyłowych

Obowiązek wydzielenia operatorów systemów przesyłowych (OSP) wynika z Dyrektywy 2003/54/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 26 czerwca 2003 r. w sprawie wspólnych zasad dla wewnętrznego rynku energii elektrycznej, uchylającej Dyrektywę 96/92/WE, oraz Dyrektywy 2003/55/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 26 czerwca 2003 r. w sprawie wspólnych zasad dla wewnętrznego rynku gazu ziemnego uchylającej Dyrektywę 98/30/WE.

Natomiast wyznaczenie wydzielonego przedsiębiorstwa energetycznego operatorem systemu przesyłowego następuje na drodze decyzji administracyjnej, wyda-

wanej przez Prezesa URE. W świetle postanowień ustawy – Prawo energetyczne, operatorzy są wyznaczeni na czas określony.

Ustawowe obowiązki operatorów systemów przesyłowych (art. 9c ustawy) dotyczą m.in.: zapewnienia bezpieczeństwa funkcjonowania systemu przesyłowego i realizacji umów przez prawidłowe zarządzanie sieciami przesyłowymi, prowadzenia ruchu sieciowego w systemie przesyłowym, zapewnienia utrzymania sieci przesyłowej wraz z połączeniami z innymi systemami w sposób gwarantujący niezawodność i jakość dostarczanych paliw gazowych albo energii elektrycznej, dysponowania paliwami gazowymi w źródłach i magazynach gazu ziemnego, zapewnienia odpowiedniej zdol-

ności do przesyłania energii elektrycznej w sieci elektroenergetycznej oraz mocy źródeł energii elektrycznej.

W 2004 r. Prezesa URE otrzymał wnioski PSE-Operator SA oraz PGNiG-Przesył Sp. z o.o. o wyznaczenie tych spółek na operatorów systemu przesyłowego odpowiednio: elektroenergetycznego i gazowego.

5.1. Elektroenergetyka

PSE-Operator SA został utworzony w ramach programu restrukturyzacji PSE SA w celu przejęcia od tej spółki działalności w zakresie związanym z pełnieniem funkcji operatora systemu przesyłowego.

Decyzją Prezesa URE z dnia 15 kwietnia 2004 r. PSE-Operator SA uzyskał koncesję na przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej, na okres od 1 lipca 2004 r. do 1 lipca 2014 r.

Następnie PSE-Operator SA złożył wniosek o wyznaczenie go operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego.

Mając powyższe na uwadze, decyzją z dnia 28 lipca 2004 r. Prezes URE wyznaczył to przedsiębiorstwo operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego na okres od 1 sierpnia 2004 r. do 30 czerwca 2005 r.

Na etapie rozpatrywania wniosku PSE-Operator SA wskazał, iż w celu zapewnienia środków dla realizacji zadań operatora systemu przesyłowego zostanie wyposażony w niezbędne ku temu środki w drodze – docelowo – przeniesienia zorganizowanej części przedsiębiorstwa, w rozumieniu art. 55¹ Kodeksu cywilnego, z PSE SA. Z informacji przedstawionych przez przedsiębiorstwo w toku postępowania wynikało, że wniesienie ww. aportu zostanie dokonane do 31 grudnia 2004 r. Do tego czasu majątek sieciowy, a w szczególności składniki przedsiębiorstwa umożliwiające pełnienie funkcji operatora systemu przesyłowego, jak również zasady podziału kompetencji między PSE-Operator SA i PSE SA, są przedmiotem „Umowy dzierżawy przedsiębiorstwa”, zawartej 1 lipca 2004 r. pomiędzy tymi stronami. Okres dzierżawy ustalono od 1 lipca 2004 r. do dnia wniesienia ww. aportu, jednak nie dłużej niż do 31 grudnia 2004 r. PSE SA udostępniły również wnioskodawcy do korzystania instrukcje, regulaminy i procedury dotyczące wykonywania funkcji operatora systemu przesyłowego. Ponadto, PSE-Operator SA wskazał, że w spółce trwa proces dostosowania do uregulowań wynikających z Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady Unii Europejskiej 2003/54/WE, których implementacja do prawa krajowego jest aktualnie przedmiotem procesu legislacyjnego.

Jednocześnie w decyzji określono szereg warunków dotyczących funkcjonowania OSP oraz terminy ich wykonania.

5.2. Gazownictwo

W ramach programu restrukturyzacji PGNiG SA została utworzona spółka PGNiG-Przesył Sp. z o.o. Celem utworzenia tej spółki jest – docelowo – przejęcie od PGNiG SA działalności w zakresie związanym

z pełnieniem funkcji operatora gazowego systemu przesyłowego.

PGNiG-Przesył Sp. z o.o. ma się zajmować świadczeniem usług przesyłowych gazu ziemnego siecią wysokiego ciśnienia, sterowaniem pracą krajowego systemu gazowego, zarządzaniem przepływami gazu ziemnego, utrzymaniem określonych parametrów paliw w systemie gazowym, świadczeniem usług niezbędnych do prawidłowego funkcjonowania systemu gazowego oraz bilansowaniem systemu i zarządzaniem ograniczeniami w systemie gazowym.

Z informacji zawartych we wniosku o udzielenie koncesji wynikało, że w celu zabezpieczenia środków dla realizacji powyższych zadań PGNiG-Przesył Sp. z o.o. zostanie wyposażona w niezbędny majątek. Część majątku, związana z działalnością Regionalnych Oddziałów Przesyłu i Departamentu Przesyłu, obejmująca majątek ruchomy niezbędny do zarządzania ruchem sieciowym oraz nieruchomości, została wniesiona do spółki aportem 30 kwietnia 2004 r. Aport nie obejmował majątku sieciowego. Na ówczesnym etapie restrukturyzacji miał on pozostać w dalszym ciągu własnością PGNiG SA i być udostępniony na podstawie umowy dzierżawy.

Decyzją Prezesa URE z dnia 30 czerwca 2004 r. PGNiG-Przesył Sp. z o.o. uzyskała koncesję na przesyłanie i dystrybucję gazu ziemnego za pomocą sieci przesyłowych zlokalizowanych na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej.

2 lipca 2004 r. PGNiG-Przesył Sp. z o.o. złożyła wniosek o wyznaczenie jej przez Prezesa URE na OSP gazowego. Ze względu na niekompletność wniosku, do spółki skierowano wezwanie w sprawie uzupełnienia wniosku – w tym wyjaśnienia spraw majątkowych i organizacyjnych związanych z funkcjonowaniem spółki jako OSP. W związku z powyższym, PGNiG-Przesył Sp. z o.o. złożył wniosek o przesunięcie terminu udzielenia odpowiedzi na ww. wezwanie ze względu na planowaną zmianę przez Radę Ministrów „Programu restrukturyzacji i prywatyzacji PGNiG SA”. Zmiana tego programu została przyjęta przez Radę Ministrów 5 października 2004 r. Jednakże wobec braku rozstrzygnięcia pomiędzy spółkami PGNiG SA i PGNiG-Przesył Sp. z o.o. w zakresie m.in. faktycznego dysponowania przez PGNiG-Przesył Sp. z o.o. infrastrukturą niezbędną do realizacji zadań operatora gazowego systemu przesyłowego, spółka ta w 2004 r. nie została wyznaczona przez Prezesa URE jako OSP, w trybie określonym w ustawie – Prawo energetyczne.

6. Działalność informacyjna

6.1. Udział Prezesa URE w pracach związanych ze statystyką publiczną

Od 1 stycznia 2004 roku Prezesowi URE została powierzona realizacja badań włączonych do Programu Badań Statystycznych Statystyki Publicznej, obejmujących energetykę ciepłą. Zastąpiły one dotychczasowe

badania prowadzone przez Ministerstwo Gospodarki i Pracy za pośrednictwem Agencji Rynku Energii SA. Zapis w Programie Badań Statystycznych Statystyki Publicznej na rok 2004 przyjęty rozporządzeniem Rady Ministrów z dnia 22 lipca 2003 r. (Dz. U. Nr 159, poz. 1538) oznacza, że Prezes URE przejmuje główny ciężar prac związanych ze statystyką ciepłownictwa.

Na początku 2004 r. zostało przeprowadzone badanie statystyczne przedsiębiorstw zajmujących się działalnością ciepłowniczą, będące kontynuacją (w znacznie udoskonalonej wersji) badań z lat poprzednich. Badaniem objęto przedsiębiorstwa, które posiadały ważną w roku 2003 koncesję Prezesa URE na działalność w zakresie wytwarzania, przesyłania i dystrybucji oraz obrotu ciepłem, określoną w art. 32 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

Ocenia się, że działalnością ciepłowniczą zajmuje się ponad 8 tys. podmiotów, z czego prawie 90% zużywa ciepło wyłącznie na zaspokojenie własnych potrzeb, a więc nie dostarcza go do odbiorców i co za tym idzie, nie posiada koncesji Prezesa URE. Pozostałe przedsiębiorstwa prowadzą działalność związaną z zaopatrzeniem w ciepło odbiorców zewnętrznych. Spośród nich ok. 80% posiada koncesję Prezesa URE na działalność ciepłowniczą – są to nie tylko przedsiębiorstwa typowo ciepłownicze, ale również przedsiębiorstwa przemysłowe i usługowe, w których działalność ciepłownicza stanowi zaledwie ułamek całej ich działalności gospodarczej. Pozostałe podmioty nie podlegają koncesjonowaniu w rozumieniu ustawy – Prawo energetyczne, zgodnie z którą z koncesjonowania wyłączone jest wytwarzanie ciepła w źródłach o mocy poniżej 1 MW, przesyłanie i dystrybucja ciepła, jeżeli moc zamówiona przez odbiorców nie przekracza 1 MW oraz wytwarzanie ciepła w przemysłowych procesach technologicznych, gdy wielkość mocy zamówionej przez odbiorców nie przekracza 1 MW albo nie wystąpiły jeszcze do Prezesa URE o przyznanie koncesji.

Badania statystyczne koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych są realizowane przez URE od 2001 r. Ich wyniki miały 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. Uruchomienie tych badań spowodowane było również potrzebą monitorowania efektywności gospodarowania przedsiębiorstw ciepłowniczych.

Zgodnie z ustawą o statystyce publicznej, badanie ciepłownictwa prowadzone przez Prezesa URE zaliczone jest do systemów informacyjnych administracji publicznej. Są to systemy związane bezpośrednio z wykonywaniem zadań statutowych przez organy administracji rządowej, samorządu terytorialnego, organy prowadzące urzędowe rejestry itp. Dane tych systemów mogą być wykorzystywane przez służby statystyki publicznej oraz innych użytkowników, m.in. resorty, organizacje międzynarodowe. Dlatego przedsięwzięcie badawcze URE po-

winno uwzględniać pełne dostosowanie statystyki krajowej do standardów międzynarodowych, zwłaszcza wymogów Eurostatu, oraz zaspokajanie potrzeb informacyjnych zarówno odbiorców krajowych, jak i zagranicznych.

Ustawa o statystyce publicznej nie wprowadza ograniczeń w zbieraniu danych na formularzach przeznaczonych do tworzenia systemów informacyjnych administracji publicznej, ani też w swobodnym przekazywaniu danych o sobie i swojej działalności przez podmioty uczestniczące w takim badaniu.

Pełne rozpoznanie istniejących systemów administracyjnych umożliwia służbom statystyki publicznej integrację zawartych w nich informacji z oficjalną statystyką publiczną. Wykorzystanie w coraz szerszym zakresie danych administracyjnych, jako źródeł zasilania statystyki publicznej, w przyszłości powinno wpłynąć na ograniczenie sprawozdawczości (czy nawet rezygnację z niektórych badań statystycznych), a tym samym na uniknięcie przypadków dublowania pewnych prac i zmniejszenie kosztów ponoszonych na statystykę. Wykorzystanie danych administracyjnych w statystyce publicznej wymaga nie tylko systematycznej współpracy zainteresowanych stron, ale także zachowania odpowiedniej spójności systemów informacyjnych GUS i innych organów administracji publicznej. Integrację tych systemów zapewnia się poprzez zastosowanie standardowych klasyfikacji, pojęć i definicji wykorzystywanych w statystyce, m.in. identyfikacji podmiotów gospodarki narodowej – REGON, Polskiej Klasyfikacji Działalności, oznaczeń kodowych dla jednostek podziału terytorialnego, form prawnych itp.

Współpraca URE ze służbami statystyki publicznej pod kątem spójności prowadzonych systemów, a także zabezpieczenia dostępu i dostosowania systemów informacyjnych URE do potrzeb statystycznych sprawi, że staną się one docelowo znaczącym źródłem danych niezbędnych do realizacji różnych analiz statystycznych.

Przeprowadzone przez URE w 2004 r. przedsięwzięcie badawcze było przygotowaniem do włączenia się do systemu statystyki publicznej. Zakres przedmiotowy formularza ciepłowniczego został uzgodniony zarówno z Ministerstwem Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej, Głównym Urzędem Statystycznym jak i oddziałami terenowymi URE. Przy opracowaniu formularza wzięto również pod uwagę doświadczenia z badań przeprowadzanych w latach poprzednich.

Podstawą badania były dane uzyskane od koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych za pomocą specjalnego formularza obejmującego dane z zakresu:

- charakterystyki techniczno-ekonomicznej przedsiębiorstwa w zakresie działalności ciepłowniczej,
- sprzedaży ciepła bezpośrednio ze źródeł (bez udziału sieci), sprzedaży ciepła z sieci ciepłowniczych oraz sprzedaży ciepła zakupionego (bez świadczenia usługi przesyłowej) tzw. czystego obrotu,
- zakupu ciepła (bez ciepła kupowanego na potrzeby własne),

- przychodów i kosztów w zakresie ciepła sprzedawanego,
- paliw zużywanych do produkcji ciepła,
- oraz nakładów inwestycyjnych na modernizację, rozwój i ochronę środowiska w zakresie działalności ciepłowniczej oraz źródeł finansowania tych nakładów.

Wzór formularza sprawozdawczego oraz objaśnienia do niego zostały umieszczone na stronach internetowych URE. Zebrane informacje zostały przetworzone elektronicznie i zasilily bazę informacyjną URE. Nadzór organizacyjny i merytoryczny nad przebiegiem badania sprawowała centrala URE, natomiast Oddziały Terenowe URE zajęły się zebraniem i wstępną weryfikacją kompletności oraz poprawności danych przekazanych przez przedsiębiorstwa. Nie było przypadków odmowy wypełnienia formularzy sprawozdawczych.

Wyniki badania koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych zostały obszernie zaprezentowane w wydawnictwie Prezesa URE „Energetyka ciepła w liczbach – 2003”²⁴⁾, opublikowanym we wrześniu 2004 r. Opracowanie to stanowiło model do opisu statystycznego badanych podmiotów pod przyszłe badanie w 2005 r. i kolejnych latach. Zasadniczą częścią opracowania były zestawienia tabelaryczne, które zawierały wyniki badań z dwóch ostatnich lat, zagregowane według wybranych zasad klasyfikacji przedsiębiorstw, wykorzystujących następujące kryteria: wskaźnik zaangażowania w ciepłowniczą działalność energetyczną (WZDE), formę prawną, rodzaj działalności (posiadane koncesje), klasę Polskiej Klasyfikacji Działalności (PKD), województwo, obszar działania oddziałów terenowych URE. Wydawnictwo to zawierało również krótką charakterystykę podstawowych tendencji zaobserwowanych w energetyce ciepłej w badanym roku oraz informację o badaniu i szczegółowe uwagi metodyczne. Syntetyczna charakterystyka koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych ze szczególnym uwzględnieniem ciepłownictwa zawodowego ukazała się również, w Biuletynie URE Nr 6. Zaprezentowano w niej również zmiany efektywności gospodarowania sektora ciepłowniczego.

W grudniu 2004 roku rozpoczęto przygotowania do następnego badania koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych w 2005 roku. Został opracowany formularz, który obecnie będzie zawierał nową, osobną część w formie Załącznika „Informacja o energii elektrycznej i ciepłe wytwarzanych w skojarzeniu”.

6.2. Rzecznik Odbiorców Paliw i Energii

W 2004 r. do Rzecznika dotarło łącznie 609 spraw, z czego 398 dotyczyło energii elektrycznej, 126 – ciepła i 53 – paliw gazowych. Pozostałe odnosiły do ogólnych zasad prawa energetycznego. Do Rzecznika zwracały

się głównie osoby fizyczne pobierające nośniki energii na potrzeby prowadzonych gospodarstw domowych, ale także przedstawiciele przedsiębiorców, spółdzielni i wspólnot mieszkaniowych. Wiele spraw kierowali miejscy lub powiatowi rzecznicy konsumentów, prowadzący sprawy konsumenckie dotyczące różnych aspektów dostaw mediów energetycznych.

W zakresie energii elektrycznej znacząca liczba pytań dotyczyła spraw przyłączeń obiektów do sieci elektroenergetycznej. Głównymi problemami były: wyznaczenie zbyt odległych terminów realizacji przyłączenia przez przedsiębiorstwa energetyczne, stosowanie opłat przyłączeniowych według stawek wyższych niż taryfowe oraz wyznaczanie miejsca dostarczania energii poza obiektem przyłączanym do sieci.

Znaczącą grupę problemów stanowiły rozliczenia odbiorców za dostarczaną energię elektryczną i usługi przesyłowe. Pytano o prawne podstawy wystawiania faktur w oparciu o prognozowane wielkości zużycia energii elektrycznej, o poprawność rozliczeń w przypadkach zmiany mocy zamówionej, o rozliczenia za okresy, w których urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe były niesprawne oraz o jakość dostarczanej energii elektrycznej i sposobu dochodzenia rekompensat za niedotrzymanie standardów jakościowych. Dla odbiorców prowadzących działalność gospodarczą szczególnie uciążliwe są częste niezapowiedziane przerwy w dostawie wynikające z prowadzonych prac na sieci oraz zaniżone napięcie dostarczanej energii elektrycznej. Odbiorcy wskazywali na trudności uzyskania od przedsiębiorstw energetycznych zwrotów kosztów naprawy uszkodzonych odbiorników energii elektrycznej wskutek przepięć w sieci. Relatywnie mniej niż w poprzednich latach było spraw dotyczących nielegalnego poboru i wstrzymania dostaw.

W 2004 r. nowością stanowiły pisma emerytów i rencistów – byłych pracowników (lub ich rodzin) nieistniejących przedsiębiorstw energetycznych, dotyczące utraty uprawnień do tzw. taryfy pracowniczej. W pismach tych korespondenci podważali podstawy prawne, w oparciu o które zostali pozbawieni możliwości korzystania z ulgowej taryfy, i zazwyczaj wnioskowali w tych pismach o przywrócenie uprawnień. Osoby pozbawione możliwości korzystania z „taryfy pracowniczej” często były błędnie informowane, że Prezes URE może zmienić decyzję zakładu energetycznego i przywrócić uprawnienia. W 2004 r. do URE wpłynęło łącznie 47 takich spraw.

W zakresie ciepła, podobnie jak w latach poprzednich, dominowały pytania o podział kosztów ciepła w budynkach wielolokalowych, m.in. pytano o normy dotyczące stosowania podzielników kosztów ciepła, rodzaje podzielników i inne techniczne aspekty ich zastosowania. Pozostałe zagadnienia dotyczyły problemów rozliczeń, interpretacji zapisów zawartych w rozporządzeniach i w taryfach przedsiębiorstw.

W zakresie paliw gazowych dominowały zagadnienia dotyczące przyłączeń do sieci gazowych, w szczególności proponowane w projektach umów przyłącze-

24) Ponadto, w marcu 2004 r. ukazała się pozycja z serii wydawniczej *Biblioteka Regulatora* „Energetyka ciepła w Polsce – 2002”, w której zamieszczono wyniki badania koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych za rok 2002.

niowych opłaty za przyłączenie – wyższe od przewidywanych w taryfach przedsiębiorstw. Problemem były też rozliczenia za dostawy gazu i usługi przesyłowe oraz zasady kwalifikacji odbiorców do grup taryfowych. Pojawiły się również pytania związane z oskarżeniami odbiorców o nielegalny pobór gazu oraz wstrzymania dostaw wskutek zaległości płatniczych, a także o sposób postępowania odbiorców w przypadku zastrzeżeń dotyczących jakości dostarczanego gazu i poprawności działania urządzeń pomiarowych.

Kilka spraw w 2004 r. wymagało interwencji Rzecznika. Były one podejmowane w przypadku, gdy niewłaściwe działanie przedsiębiorstwa energetycznego było zgłaszane przez wielu odbiorców. Przykładem może być wysyłanie ponagieł o uiszczenie zaległych opłat za pobraną energię lub gaz przed upływem pierwotnego terminu płatności (w skrajnych przypadkach ponowne wezwanie do zapłaty dostarczano wraz z pierwszą fakturą). Ponieważ takie wezwania łączą się z groźbą wstrzymania dostaw, budzą zrozumiałe protesty odbiorców. Kilka interwencji dotyczyło pojedynczych odbiorców, którym przedsiębiorstwa przerwały dostawę nośnika energii, nie dopełniwszy przewidzianych prawem procedur.

Zgłaszającym się osobom Rzecznik wyjaśniał przepisy odnoszące się do poruszonych zagadnień i udzielał informacji o przysługujących odbiorcom prawach i możliwościach dochodzenia swoich racji w sporach z przedsiębiorstwami energetycznymi.

7. Charakterystyka ilościowa działalności regulatora

7.1. Koncesje

7.1.1. Udzielanie koncesji

Ogółem, w 2004 r. wnioski o udzielenie koncesji złożyło 7 469 przedsiębiorców. 6 798 wniosków dotyczyło koncesji na obrót paliwami ciekłymi, a 621 – wytwarzania energii elektrycznej w odnawialnych źródłach (OZE). 26 przedsiębiorców złożyło wnioski o udzielenie promesy koncesji (w tym 16 – dla nowo powstających instalacji OZE). W 2004 r. Prezes URE udzielił 4 633 koncesje 4 567 przedsiębiorcom.

W 2004 r. wnioski o udzielenie koncesji na obrót energią elektryczną złożyły trzy podmioty mające siedzibę na

terytorium państwa członkowskiego Unii Europejskiej lub państwa członkowskiego Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym. Były to: Sempra Energy Europe Limited z siedzibą w Londynie, Electrabel z siedzibą w Brukseli oraz RWE Trading GmbH z siedzibą w Essen. Do końca 2004 r. wydano koncesję na obrót energią elektryczną przedsiębiorstwu energetycznemu Sempra Energy Europe Limited z siedzibą w Londynie.

Prezes URE w ubiegłym roku udzielił 5 nowych koncesji dotyczących paliw gazowych, z czego 2 na przesyłanie i dystrybucję oraz 2 – na obrót paliwami gazowymi, które zostały przyznane przedsiębiorstwom prowadzącym tę działalność na potrzeby odbiorców zlokalizowanych na terenie swoich zakładów oraz w obiektach bezpośrednio do nich przylegających.

Ponadto, Prezes URE udzielił 1 przedsiębiorcy promesy koncesji na prowadzenie działalności w zakresie przesyłania i dystrybucji oraz obrotu paliwami gazowymi w związku z rozpoczęciem przez spółkę procesu inwestycyjnego związanego z budową sieci gazowych na terenie gmin Busko-Zdrój i Pińczów, leżących w woj. świętokrzyskim.

Liczba przedsiębiorstw posiadających koncesje jest znacznie mniejsza od liczby koncesji. Wynika to z faktu posiadania przez dużą część przedsiębiorstw dwóch lub więcej koncesji na różne rodzaje działalności energetycznej i funkcjonujących w więcej niż jednym podsektorze. Na koniec grudnia 2004 r. ważne koncesje (w liczbie 9 345) posiadało 7 785 przedsiębiorstw prowadzących energetyczną działalność gospodarczą.

W 2004 r. udzielono łącznie 26 promesy 21 przedsiębiorcom, w tym 6 na działalność związaną z zaopatrzeniem w ciepło, 19 – w energię elektryczną, 1 – w zakresie przesyłania i dystrybucji paliw gazowych.

W tym samym okresie umorzono ogółem 122 postępowań administracyjnych wszczętych zarówno z urzędu, jak i na wniosek strony.

W 372 przypadkach, dotyczących głównie obrotu paliwami ciekłymi, postępowanie zakończyło się pozostawieniem wniosku bez rozpatrzenia. W odniesieniu do 41 przedsiębiorców, Prezes URE skorzystał z uprawnienia zawartego w art. 38 ustawy – Prawo energetyczne i uzależnił udzielenie koncesji na obrót energią elektryczną lub obrót paliwami ciekłymi od złożenia przez wnio-

Tabela 15. Zestawienie koncesji udzielonych w latach 1998 – 2003 (łącznie) oraz w 2004 r.

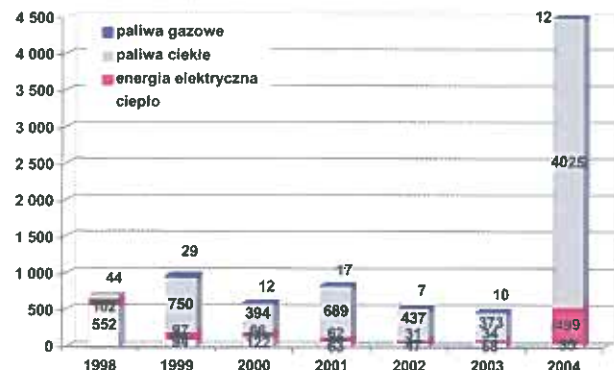
Rodzaj prowadzonej działalności energetycznej	Obszar koncesjonowania							
	Ciepło		Energia elektryczna		Paliwa ciekłe		Paliwa gazowe	
	1998 – 2003	2004	1998 – 2003	2004	1998 – 2003	2004	1998 – 2003	2004
Wytwarzanie	1 066	25	154	473	87	11	8	1
Magazynowanie					144	7		
Przesyłanie i dystrybucja	1 057	30	265	19	1	0	74	5
Obrót	315	5	359	27	2 943	4 018	91*	12**
Razem	2 438	60	778	519	3 175	4 036	173	18

* W tym 13 decyzji o udzieleniu koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą.

** W tym 3 decyzje o udzieleniu koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą.

Źródło: URE.

Rysunek 11. Liczba przedsiębiorstw posiadających ważne koncesje 31 grudnia 2004 r. (wg roku udzielenia koncesji i podsektora energetycznego)



skodawcę zabezpieczenia majątkowego w postaci gwarancji ubezpieczeniowej, gwarancji bankowej, umowy gwarancyjnej z osobami fizycznymi lub osobami prawnymi mającymi siedzibę na terenie Rzeczypospolitej Polskiej. We wszystkich tych przypadkach w trakcie postępowania administracyjnego ustalono, że prowadzona działalność może spowodować powstanie roszczeń osób trzecich, wynikających z niewłaściwego prowadzenia działalności. Po złożeniu zabezpieczeń finansowych, koncesje zostały udzielone 24 przedsiębiorcom, w pozostałych przypadkach odmówiono wnioskodawcom udzielenia koncesji bądź postępowania są kontynuowane w roku 2005.

7.1.2. Odmowa udzielenia koncesji

W 2004 r. wydano 51 decyzji o odmowie udzielenia koncesji – w tym większość na obrót paliwami ciekłymi. Najczęstszym powodem odmów koncesji było nie złożenie w wymaganym terminie zabezpieczenia majątkowego wymaganego zgodnie z art. 38 ustawy – Prawo energetyczne.

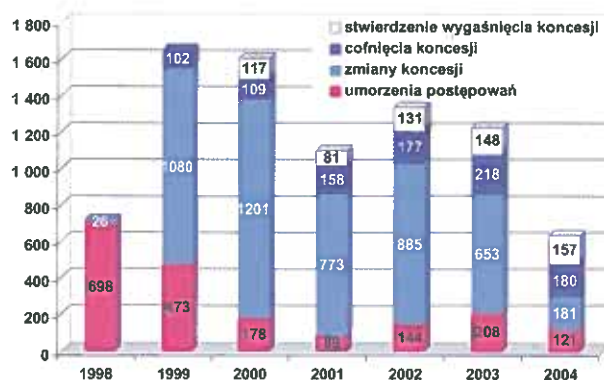
7.1.3. Zmiany koncesji

W 2004 r. wydano 181 decyzji zmieniających udzielone koncesje. Zmiany warunków udzielonych koncesji podyktowane były przede wszystkim:

- koniecznością dostosowania zapisu koncesji do aktualnego stanu organizacyjno-prawnego koncesjonariusza, zaistniałego po przekształceniach własnościowych przedsiębiorstwa,
- wnioskiem strony o rozszerzenie lub zawężenie zakresu udzielonych koncesji w związku z przejęciem lub przekazaniem, wyłączeniem lub modernizacją składników majątku służącego prowadzeniu działalności koncesjonowanej,
- wnioskiem strony o wydłużenie terminu wypełnienia określonych w koncesjach warunków szczególnych wykonywania działalności,

- zmianą nazwy, formy prawnej lub siedziby koncesjonariusza – tu szczególnie liczną grupę stanowiły wnioski o zmianę formy prawnej ze spółki cywilnej na inną (najczęściej jawną),
- dostosowaniem zapisów koncesyjnych, określających rodzaje paliw ciekłych oraz sposób prowadzenia działalności gospodarczej polegającej na obrocie tymi paliwami, do jej rzeczywistego zakresu prowadzonego przez koncesjonariuszy, w celu nadania tym zapisom znaczenia zgodnego z brzmieniem ustawy – Prawo energetyczne,
- wdrożeniem technologii współspalania biomasy lub biogazu z innymi paliwami (zmiany takie zatwierdzono 5 wytwórcom energii elektrycznej).

Rysunek 12. Decyzje o umorzeniu postępowania, zmianie i cofnięciu koncesji oraz stwierdzające wygaśnięcie koncesji w latach 1998 – 2004



7.1.4. Cofnięcia, uchylenia, wygaśnięcia koncesji

W 2004 r. na podstawie art. 41 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne, w związku z zaprzestaniem działalności, zostało cofniętych 180 koncesji. W większości przypadków cofnięcie koncesji nastąpiło na wniosek strony, w uzasadnieniu decyzji najczęściej podawanym powodem cofnięcia jest zakończenie prowadzenia działalności w zakresie objętym obowiązkiem jej posiadania lub definitywne zakończenie działalności koncesjonowanej przez przedsiębiorcę.

Ponadto, wydano 98 decyzji stwierdzających wygaśnięcie koncesji na podstawie art. 162 § 1 pkt 1 Kpa. Decyzje te wiązały się z ograniczeniem przez przedsiębiorców zakresu prowadzonej działalności do tego stopnia, że nie wymaga ona posiadania koncesji na mocy przepisów art. 32 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

Odnotowano również wygaśnięcie 59 koncesji w trybie art. 42 ustawy – Prawo energetyczne, z powodu wykreślenia przedsiębiorców z właściwych rejestrów lub ewidencji.

W 2004 r. wydano 4 decyzje o uchyleniu decyzji w sprawie udzielenia koncesji.

7.2. Zatwierdzanie taryf

7.2.1. Taryfy dla energii elektrycznej

W 2004 r. Prezes URE wszczął 199 postępowań administracyjnych, z czego 51 postępowań na wniosek spółek dystrybucyjnych, 2 postępowania na wniosek PSE SA i PSE-Operator SA i 139 postępowań na wniosek przedsiębiorstw energetyki przemysłowej i 7 postępowań z urzędu.

W związku z tymi postępowaniami Prezes URE wydał następujące 183 decyzje:

- a) 85 decyzji o zatwierdzeniu taryf dla energii elektrycznej, w tym:
 - 21 decyzji dla spółek dystrybucyjnych,
 - 1 decyzja dla PSE SA,
 - 1 decyzja dla PSE OPERATOR SA,
 - 62 decyzje dla przedsiębiorstw energetyki przemysłowej;
- b) 76 decyzji o zatwierdzeniu zmian w taryfach dla energii elektrycznej, w tym:
 - 23 decyzje dla spółek dystrybucyjnych (2 zmiany z tytułu konsolidacji i 21 zmian dotyczących opłat za przyłączenie podmiotów do sieci elektroenergetycznych – w związku z tym, że w myśl obecnie obowiązujących przepisów podatkowych przyłączenie do sieci stanowi świadczenie usługi, która podlega opodatkowaniu podatkiem VAT),
 - 53 decyzje dla przedsiębiorstw energetyki przemysłowej (47 w zakresie zmiany okresu obowiązywania taryfy i 6 inne zmiany);
- c) 9 decyzji o umorzeniu postępowania, w tym:
 - 3 decyzje o umorzeniu sporów między spółkami dystrybucyjnymi i PSE SA,
 - 6 decyzji dla przedsiębiorstw energetyki przemysłowej;
- d) 2 decyzje o odmowie zatwierdzenia taryf bądź zmian w taryfach, w tym:
 - 1 decyzja dla spółki dystrybucyjnej w sprawie zmiany,
 - 1 decyzja dla przedsiębiorstw energetyki przemysłowej;
- e) 4 decyzje uchylające wydane decyzje, w tym:
 - 3 decyzje uchylające decyzje ustalające współczynniki korekcyjne X dla spółek dystrybucyjnych,
 - 1 decyzja dla przedsiębiorstw energetyki przemysłowej w sprawie uchylenia decyzji odmownej;

- f) 6 decyzji w sprawie wymierzenia kary, w tym:
 - 1 decyzja dla spółki dystrybucyjnej,
 - 5 decyzji dla przedsiębiorstw energetyki przemysłowej;
- g) 1 decyzja w sprawie rozstrzygnięcia sporu dla przedsiębiorstwa energetyki przemysłowej.

Do rozpatrzenia w 2005 r. pozostało 16 postępowań wszczętych w 2004 r., dotyczących przedsiębiorstw energetyki przemysłowej, w tym:

- 14 postępowań w sprawie zatwierdzenia taryfy,
- 1 postępowanie w sprawie rozstrzygnięcia sporu między przedsiębiorstwami energetycznymi,
- 1 postępowanie w sprawie wymierzenia kary.

7.2.2. Taryfy dla paliw gazowych

W 2004 r. do Prezesa URE wpłynęły 42 wnioski o zatwierdzenie lub zmianę taryf dla paliw gazowych oraz 8 o przedłużenie terminu obowiązywania taryf stosowanych przez przedsiębiorstwa gazownicze. Postępowania administracyjne w tej sprawie zakończyły się:

- zatwierdzeniem 16 taryf,
- odmową zatwierdzenia 1 taryfy,
- zatwierdzeniem 25 zmian taryf.

7.2.3. Taryfy dla ciepła

Zgodnie z rozporządzeniem Ministra Gospodarki z 4 lipca 2002 r. w sprawie szczegółowego zasięgu terytorialnego i właściwości rzeczowej oddziałów URE (Dz. U. z 2002 r. Nr 107, poz. 942), do właściwości rzeczowej oddziałów URE należy m.in. wszczynanie i prowadzenie postępowań administracyjnych w sprawach dotyczących zatwierdzenia taryf dla ciepła. Do wydawania decyzji administracyjnych w tych sprawach Prezes URE upoważnił dyrektorów oddziałów.

W ciągu sześciu lat działalności regulacyjnej dotyczącej zatwierdzenia taryf dla ciepła, opracowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne prowadzące koncesjonowaną działalność gospodarczą w zakresie zaopatrzenia w ciepło, wydano 2 891 decyzji administracyjnych zatwierdzających taryfy dla ciepła.

W 2004 r. oddziały URE rozpatrzyły 550 wniosków dotyczących zatwierdzenia nowych taryf dla ciepła i 342 wnioski dotyczące zmian decyzji zatwierdzających taryfę lub zmiany taryfy.

Na 550 wniosków w sprawie zatwierdzenia taryfy dla ciepła, 428 rozpatrzono pozytywnie, a w 19 przypadkach odmówiono zatwierdzenia taryfy wskutek braku jej

Tabela 16. Liczba taryf dla ciepła zatwierdzonych w latach 1999 – 2004

Rok	Liczba zatwierdzonych taryf						Ogółem
	I taryfa	II taryfa	III taryfa	IV taryfa	V taryfa	VI taryfa	
1999	406	-	-	-	-	-	406
2000	193	220	-	-	-	-	413
2001	173	281	177	-	-	-	631
2002	111	114	186	95	-	-	506
2003	66	112	133	147	49	-	507
2004	36	59	71	123	104	35	428

Źródło: URE.

Tabela 17. Liczba taryf dla ciepła zatwierdzonych w 2004 r.

Oddział URE	Ogółem	Taryfa					
		I	II	III	IV	V	VI
Oddział Centralny w Warszawie	37	3	5	9	11	7	2
Oddział Północno-Zachodni z siedzibą w Szczecinie	36	6	1	2	14	9	4
Oddział Północny z siedzibą w Gdańsku	60	6	14	13	16	9	2
Oddział Zachodni z siedzibą w Poznaniu	63	3	4	10	18	17	11
Oddział Wschodni z siedzibą w Lublinie	28	2	3	2	10	8	3
Oddział Środkowozachodni z siedzibą w Łodzi	47	6	6	3	11	17	4
Oddział Południowo-Zachodni z siedzibą we Wrocławiu	48	5	7	7	15	10	4
Oddział Południowy z siedzibą w Katowicach	68	4	8	20	11	21	4
Oddział Południowo-Wschodni z siedzibą w Krakowie	41	1	11	5	17	6	1
Razem	428	36	59	71	123	104	35

Źródło: URE.

Tabela 18. Liczba zatwierdzonych w 2004 r. zmian dotyczących dotychczas stosowanych taryf dla ciepła

Oddział URE	Ogółem	Taryfa				
		I	II	III	IV	V
Oddział Centralny w Warszawie	33	1	9	18	2	3
Oddział Północno-Zachodni z siedzibą w Szczecinie	34	6	7	12	8	1
Oddział Północny z siedzibą w Gdańsku	48	14	8	14	7	5
Oddział Zachodni z siedzibą w Poznaniu	6	2	2	2		
Oddział Wschodni z siedzibą w Lublinie	16	1	4	6	4	1
Oddział Środkowozachodni z siedzibą w Łodzi	13	1	2	4	5	1
Oddział Południowo-Zachodni z siedzibą we Wrocławiu	29	7	7	10	3	2
Oddział Południowy z siedzibą w Katowicach	19		5	2	10	2
Oddział Południowo-Wschodni z siedzibą w Krakowie	55	7	7	30	11	
Razem	253	39	51	98	50	15

Źródło: URE.

zgodności z postanowieniami ustawy – Prawo energetyczne oraz przepisami obowiązujących rozporządzeń taryfowych dla ciepła. Na koniec 2004 r. postępowanie administracyjne było umorzone w 40 przypadkach, zawieszono w 2 przypadkach, a kontynuowane w odniesieniu do 59 wniosków. Pozostałe wnioski (2) pozostawiono bez rozpoznania.

Natomiast na 342 wnioski dotyczące zmian decyzji zatwierdzających taryfę lub zmiany taryfy dla ciepła, uwzględniono 253 wnioski, z tego 233 o przedłużeniu terminu obowiązywania taryfy, 12 w związku ze zmianami koncesji i 8 wynikających z innych przyczyn. W 40 przypadkach odmówiono wnioskowanej zmiany, a 11 wniosków pozostawiono bez rozpoznania. Na koniec 2004 r. postępowanie administracyjne było umorzone w odniesieniu do 32 wniosków, a w 6 przypadkach – kontynuowane.

Okres obowiązywania 283 taryf (66%) zatwierdzonych w 2004 r. zakończy się w 2005 r., 130 (30%) – w 2006 r., 14 (3%) – w 2007 r., a 1 taryfy – w 2008 r. Część taryf, których okres obowiązywania kończy się w 2006 r. (31 taryf) oraz wszystkie taryfy, których okres obowiązywania kończy się w latach 2007 – 2008, będzie stosowanych w rozliczeniach z odbiorcami przez okres równy lub dłuższy niż 24 miesiące. W 2001 r. zatwierdzono 49 takich taryf, w 2002 r. – 102 taryfy, w 2003 r. – 85 taryf, a w 2004 r. uznano, że dla 46 taryf zaistniały przesłanki (w szczególności dobre rozpoznanie warun-

ków funkcjonowania przedsiębiorstwa i jego stabilna sytuacja ekonomiczna, dostosowanie ewidencji kosztów do wymogów ustawy – Prawo energetyczne, wyeliminowanie subsydiowania skrośnego między poszczególnymi rodzajami prowadzonej działalności gospodarczej i grupami odbiorców, zapewnienie ochrony interesów odbiorców) uzasadniające zatwierdzenie taryf „wieloletnich”.

Przedsiębiorstwo energetyczne, któremu zatwierdzono taką taryfę (dla którego ustalono współczynnik korekcyjny X_i, określający projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa oraz zmianę warunków prowadzenia przez to przedsiębiorstwo danego rodzaju działalności gospodarczej w następnym roku w stosunku do poprzedniego roku stosowania taryfy), może po upływie 12 miesięcy od wprowadzenia cen i stawek opłat (nie częściej niż co 12 miesięcy) dostosowywać ceny i stawki opłat do zmieniających się warunków prowadzenia działalności gospodarczej, zgodnie z zasadami określonymi w nowym rozporządzeniu taryfowym, bez potrzeby występowania do Prezesa URE z wnioskiem o zmianę taryfy.

7.3. Rozstrzygnięcie sporów

Zakres kompetencji Prezesa URE w kwestii rozstrzygnięcia sporów określa Prawo energetyczne. Zgodnie z art. 8 ust. 1 do wyłącznej kompetencji Prezesa URE należy rozstrzygnięcie sporów dotyczących ustalenia

warunków świadczenia usług przesyłowych, 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 dostaw.

W okresie sprawozdawczym zostały rozpoznane 4 sprawy w zakresie świadczenia usług przesyłowych energii elektrycznej oraz 2 sprawy w zakresie świadczenia usług przesyłowych ciepła. Wszystkie dotyczyły ustalenia przez Prezesa URE warunków świadczenia usług przesyłowych, o których mowa w art. 4 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne.

W pięciu z rozstrzyganych spraw spór zakończono wydaniem decyzji merytorycznej. Trzy zakończone postępowania dotyczyły rozstrzygnięcia sporu o świadczenia usług przesyłowych energii elektrycznej, natomiast dwa z tych postępowań dotyczyły ciepła.

W jednej ze spraw dotyczących energii elektrycznej orzeczono zawarcie umowy o świadczenie usług przesyłowych, określając warunki umowy o świadczenie usług przesyłowych energii elektrycznej w decyzji rozstrzygającej ten spór. Postępowanie w niniejszej sprawie zostało wszczęte w 2003 r., a zakończone wydaniem decyzji w 2004 r. W decyzji tej ustalono treść wszystkich spornych postanowień umowy o świadczenie usług przesyłowych. Od decyzji tej strony postępowania wniosły odwołanie do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Przygotowano także odpowiedź na odwołanie do Sądu OKiK, w której wniesiono o oddalenie złożonych odwołań.

W drugiej ze spraw dotyczących energii elektrycznej spór dotyczył jedynie zasad rozliczeń należności z tytułu sprzedaży/zakupu energii bilansującej, tj. energii odchylenia rzeczywistego poboru od zgłoszonego w grafiku planu zapotrzebowania. Prezes URE, uwzględniając wniosek odbiorcy, stwierdził, że przy obliczaniu stawek tych opłat winny być brane pod uwagę kierunki odchylenia poboru Spółek Dystrybucyjnych (SD) na Rynku Bilansującym (RB) i kierunki odchylenia tego odbiorcy wobec SD. Odbiorca nie jest bowiem jedynym podmiotem przyłączonym do sieci SD powodującym powstawanie jej odchylenia na RB. Tym samym, nie w każdej godzinie okresu rozliczeniowego kierunek odchylenia odbiorcy jest zgodny z kierunkiem odchylenia powstałego w SD. W wypadku, gdy ten kierunek jest przeciwny, odchylenie powstałe u odbiorcy redukuje całkowite odchylenie SD, co powoduje zmniejszenie kosztów ponoszonych przez nią na RB.

W związku z tym Prezes URE, biorąc pod uwagę interesy obu stron, określili zasady rozliczania należności z tytułu sprzedaży/zakupu energii bilansującej (odchylenia) według następującej formuły:

$$N_i = E_{Bi} * C$$

gdzie:

N_i – należność z tytułu sprzedaży/zakupu energii bilansującej w godzinie „i”,
 E_{Bi} – ilość energii bilansującej (odchylenia) w godzinie „i”,

C – cena rozliczeniowa odchylenia CRO , CRO_1 , CRO_2 na rynku bilansującym w godzinie „i” (w przypadku, gdy kierunek odchylenia odbiorcy jest zgodny z kierunkiem odchylenia SD na Rynku Bilansującym)

lub

C – cena rozliczeniowa odchylenia CRO na rynku bilansującym w godzinie „i” (w przypadku, gdy kierunek odchylenia odbiorcy jest przeciwny do kierunku odchylenia SD na RB).

W trzeciej ze spraw, dotyczących energii elektrycznej, umorzono postępowanie. W trakcie prowadzonego postępowania dowodowego strona, która wystąpiła z wnioskiem o rozstrzygnięcie sporu o świadczenie usług przesyłowych, wycofała wniosek o dokonanie ustalenia przez Prezesa URE treści umowy. Należy bowiem podkreślić, że zgodnie z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne wszczęcie postępowania następuje tylko i wyłącznie na wniosek strony. Ponieważ wnioskodawca wycofał swe żądanie co do rozstrzygnięcia sporu, Prezes URE nie miał podstaw prawnych do dalszego prowadzenia niniejszego postępowania. Brak bowiem było w takiej sytuacji materialnoprawnych podstaw do władczej ingerencji organu administracyjnego w formie decyzji administracyjnej. Nie istniały także żadne przesłanki prawne i formalne uniemożliwiające swobodne rozporządzenie przez wnioskodawcę swym oświadczeniem woli, wyrażającym się w złożeniu bądź cofnięciu przedmiotowego wniosku.

W dwóch sprawach, dotyczących ciepła, postępowania zostały podjęte po wyroku SOKiK, uchylających wcześniejsze decyzje Prezesa URE. Z wnioskiem o rozstrzygnięcie sporów dotyczących odmowy zawarcia umowy o świadczenie usług przesyłowych ciepła przez przedsiębiorstwo energetyki ciepłej wystąpiły dwie spółdzielnie mieszkaniowe i przedsiębiorstwo ciepłownicze (wytwórca). W sprawie tej, na koszt stron postępowania, powołano biegłego, który przygotował ekspertyzę, mającą na celu ustalenie istnienia warunków technicznych i ekonomicznych świadczenia usług przesyłowych ciepła. Po przeanalizowaniu całości materiału dowodowego, w tym także po uwzględnieniu przedstawionej przez biegłego ekspertyzy, Prezes URE orzekł, że na przedsiębiorstwie ciepłowniczym nie ciąży obowiązek zawarcia umowy o świadczenie usług przesyłowych ciepła na rzecz spółdzielni mieszkaniowych. Od decyzji tych żadna ze stron nie wniosła odwołania do sądu.

W jednej ze spraw wszczęto postępowanie o ustalenie warunków świadczenia usług przesyłowych energii elektrycznej w 2004 r. Przed końcem 2004 r. wydano postanowienie na podstawie art. 8 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, nakazujące podjęcie dostaw energii elektrycznej na rzecz uprawnionego odbiorcy od 1 stycznia 2005 r. na warunkach taryfowych.

W okresie sprawozdawczym rozpatrzono trzy sprawy sporne, dotyczące ustalenia warunków umów sprzedaży Minimalnej Ilości Energii elektrycznej (MIE), i dwie dotyczące odmowy przyłączenia do sieci elektroener-

getycznej oraz ustalenia warunków umowy sprzedaży gazu ziemnego wysokometanowego.

Tylko jedna z rozpatrywanych spraw zakończyła się wydaniem decyzji rozstrzygającej co do istoty sporu, tj. nakazującej przedsiębiorstwu przyłączenie podmiotu do sieci.

W przypadku trzech sporów w zakresie MIE, toczących się pomiędzy PSE SA a spółkami dystrybucyjnymi, postępowania – ze względu na ich bezprzedmiotowość (w dwóch przypadkach kwestie sporne uzgodniono między stronami w trakcie postępowania administracyjnego) – zostały umorzone z urzędu lub na wniosek strony.

Sprawa o ustalenie warunków umowy sprzedaży gazu ziemnego wysokometanowego również została zakończona decyzją umarzającą ze względu na bezprzedmiotowość postępowania, spowodowaną uregulowaniem przez kontrahentów stosunku prawnego, którego ustalenia treści domagał się wnioskodawca.

Od decyzji tych żadna ze stron nie wniosła odwołania do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

7.4. Nakładanie kar pieniężnych

Do kompetencji Prezesa URE, zgodnie z art. 23 ust. 2 pkt 6 ustawy – Prawo energetyczne, należy nakładanie kar pieniężnych na zasadach określonych w art. 56.

Wysokość wymierzonej kary pieniężnej nie może przekroczyć 15% przychodu podmiotu, a jeżeli kara jest związana z działalnością prowadzoną na podstawie koncesji, wysokość kary nie może przekroczyć 15% przychodu przedsiębiorcy, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym. Niezależnie od kary pieniężnej nałożonej na przedsiębiorstwo, Prezes URE może nałożyć karę na kierownika przedsiębiorstwa energetycznego (w kwocie nie większej niż 300% jego miesięcznego wynagrodzenia).

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

Prezes URE, działając na podstawie przywołanego przepisu, przeprowadził i zakończył 171 postępowań administracyjnych w sprawie wymierzenia kary pieniężnej.

1. Najwięcej – 92 postępowania (53% ogólnej liczby postępowań) – dotyczyło nieprzestrzegania obowiązków wynikających z art. 56 ust. 1 pkt 1a, tj. nie wywiązania się z obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, o którym mowa w art. 9a ustawy – Prawo energetyczne, z czego w 17 przypadkach zostały wydane decyzje o umorzeniu postępowań, zaś w 65 – o umorzeniu i odstąpieniu od wymierzenia kary.

Głównymi przyczynami umorzeń prowadzonych postępowań było uznanie ich bezprzedmiotowości, z uwagi na zaistnienie następujących przesłanek:

– przedsiębiorstwa dokonujące obrotu energią elektryczną wyłącznie poprzez jej odsprzedaż do podmiotów nie zużywających jej na potrzeby własne,

nie były zobowiązane do zakupu energii ze źródeł odnawialnych,

– przedsiębiorstwa, obok prowadzenia innych rodzajów działalności gospodarczej, nie prowadziły obrotu energią elektryczną, nie były tym samym zobowiązane do zakupu energii ze źródeł odnawialnych.

Umorzenia i odstąpienia od wymierzenia kary wynikały z:

– braku odnawialnego źródła energii, przyłączonego do sieci elektroenergetycznej, na obszarze której przedsiębiorstwa prowadziły obrót. Nie posiadając natomiast możliwości korzystania z prawa do usług przesyłowych i kupowania energii ze źródeł odnawialnych przyłączonych do wspólnej sieci, przedsiębiorstwa dokonywały całości zakupów energii elektrycznej ze wspólnej sieci elektroenergetycznej wyłącznie od lokalnej spółki dystrybucyjnej w ramach obrotu regulowanego,

– niedostatecznej podaży ilości „zielonej” energii wytworzonej w kraju w 2003 r.

Łączna kwota kar wymierzonych w ramach postępowań przeprowadzonych w trybie art. 56 ust. 1 pkt 1a w 2004 r. wyniosła 1 850 000 zł.

2. 40 postępowań (23% ogólnej liczby postępowań), wskutek których Prezes URE na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 12 wymierzył kary w wysokości 858 421,36 zł, dotyczyło nieprzestrzegania warunków wynikających z koncesji.

22 postępowania (kary na kwotę 850 000,00 zł) zostały wszczęte w wyniku kontroli przeprowadzonych przez Państwową Izbę Handlową, w związku z wprowadzaniem do obrotu paliw o jakości nie spełniającej wymogów określonych obowiązującymi przepisami oraz nierzetelności odmierzania paliw.

Pozostałe przypadki naruszenia warunków wynikających z koncesji dotyczyły:

– nieprzestrzegania obowiązku utrzymywania zapasów paliw – 7 postępowań zakończonych umorzeniami z uwagi na uznanie przez Prezesa URE wyjaśnień przedstawionych przez stronę,

– nieprzestrzegania obowiązku informowania Prezesa URE o zmianach mających istotny wpływ na warunki prowadzenia działalności koncesjonowanej – 7 postępowań zakończonych wymierzeniem kar na kwotę 5 467,79 zł,

– niedotrzymywania właściwych standardów świadczenia usług energetycznych – 2 postępowania zakończonych wymierzeniem kar na kwotę 2 366,38 zł,

– niewyposażenia w okresie 3 lat od uzyskania koncesji wszystkich węzłów sieci stanowiących własność koncesjonariusza w układy automatycznej regulacji – 1 postępowanie zakończone wymierzeniem kary na kwotę 587,19 zł.

3. 23 postępowania (13% ogólnej liczby postępowań), w wyniku których zostały wymierzone kary w wyso-

kości 146 746,89 zł, wszczęto na mocy art. 56 ust. 1 pkt 5, dotyczącego stosowania cen i taryf bez przestrzegania obowiązku ich przedstawienia Prezesowi URE do zatwierdzenia.

4. Przedmiotem 6 postępowań (3,5% ogólnej liczby postępowań) było ustalenie czy przedsiębiorstwa energetyczne zatrudniają osoby bez wymaganych ustawą kwalifikacji – art. 56 ust. 1 pkt 9 ustawy – Prawo energetyczne. Kwota kar orzeczonych na podstawie przywołanego zapisu ustawowego wyniosła 15 448,98 zł.
5. Z uwagi na odmowę udzielenia informacji, o których mowa w art. 28 ustawy – Prawo energetyczne, na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 7 zostały wszczęte 3 postępowania, zakończone wymierzeniem kar na łączną kwotę 56 430,00 zł.
6. Nieprzestrzeganie przez przedsiębiorstwa art. 56 ust. 1 pkt 6 – stosowania cen i taryf wyższych od zatwierdzonych – było podstawą wszczęcia 2 postępowań oraz wywołało skutek w postaci wymierzenia kary na kwotę 21 600,00 zł.
7. Pozostałe jednostkowe przypadki postępowań dotyczyły:
 - nieprzestrzegania zapisów art. 56 ust. 1 pkt 8, tj. prowadzenia ewidencji księgowej niezgodnie z art. 44 ustawy – Prawo energetyczne – zakończone orzeczeniem kary na kwotę 6 959,00 zł,
 - nie stosowania się do zapisów art. 56 ust. 1 pkt 10 w zakresie utrzymywania w należytym stanie technicznym obiektów, instalacji i urządzeń – postępowanie zakończone umorzeniem,
 - wynikającego z art. 56 ust. 1 pkt 14 nieuzasadnionego wstrzymania dostaw ciepła – decyzja o wymierzeniu kary w wysokości 700 zł,
 - jednoczesnego nieprzestrzegania art. 56 ust. 1 pkt 5 oraz art. 56 ust. 1 pkt 7, tj. stosowania cen i taryf bez przestrzegania obowiązku ich przedstawienia Prezesowi URE do zatwierdzenia oraz odmowy udzielenia informacji, o których mowa w art. 28 – zakończone orzeczeniem kary na kwotę 2 132,40 zł,
 - równoczesnego nieprzestrzegania art. 56 ust. 1 pkt 5, 8 i 12 w zakresie stosowania cen i taryf bez przestrzegania obowiązku przedstawienia Prezesowi URE do zatwierdzenia, prowadzenia ewidencji księgowej niezgodnie z zasadami określonymi w art. 44 ustawy – Prawo energetyczne, nieprzestrzegania obowiązków wynikających z koncesji – nie utrzymywania w należytym stanie technicznym urządzeń i sprawności wytwarzania, zapewniających należyłą jakość działalności koncesjonariusza oraz naruszenia zakresu subsydiowania działalności nie objętej koncesją z przychodu działalności koncesjonowanej – postępowanie zakończone umorzeniem z uwagi na jego bezprzedmiotowość.

Z uwagi na rodzaj nośnika, charakterystyka ilościowa przedstawia się następująco:

- ciepło – 39 postępowań,
- energia elektryczna – 98 postępowań,
- paliwa gazowe – 1 postępowanie,
- paliwa ciekłe – 24 postępowania,
- ciepło i energia elektryczna – 3 postępowania,
- węgiel kamienny – 4 postępowania,
- węgiel kamienny i olej opałowy – 2 postępowania.

Spośród 171 postępowań przeprowadzonych w URE, 72 zakończyły się nałożeniem kary pieniężnej, 34 – umorzeniem postępowania oraz 65 – umorzeniem i odstąpieniem od wymierzenia kary.

Zgodnie z informacjami przekazanymi przez właściwe Urzędy Skarbowe do końca roku 2004 na ich konta z tytułu wymierzenia 37 kar pieniężnych wpłynęło 299 089,50 zł. W pozostałych przypadkach zostały wysłane upomnienia bądź trwa proces egzekucji należności.

Ogółem Prezes URE wymierzył kary na kwotę 2 958 438,63 zł. Wszystkie kary zostały nałożone na przedsiębiorstwa energetyczne – nie karano kierowników przedsiębiorstw energetycznych. Najwyższa kara wyniosła 555 000 zł, zaś najniższa 207,55 zł. Wysokość kar, w stosunku do przychodu, wynosiła od 0,0005 do 5% przychodu. W większości przypadków kary stanowiły ułamkowe części procentu przychodu, miały bowiem charakter edukacyjno-prewencyjny.

Od 171 decyzji Prezesa URE, nakładających kary pieniężne, przedsiębiorstwa wniosły w 2004 r. 27 odwołań (15% ogólnej liczby postępowań).

7.5. Kontrola działalności przedsiębiorstw energetycznych

7.5.1. Kontrola realizacji obowiązku zakupu energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z ciepłem

Obowiązek zakupu energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła został nałożony na przedsiębiorstwa energetyczne, będące jednocześnie operatorami systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, zapisami art. 9a ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne.

Szczegółowy zakres powyższego obowiązku został określony w rozporządzeniu Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 30 maja 2003 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku zakupu energii elektrycznej i ciepła z odnawialnych źródeł energii oraz energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła (Dz. U. z 2003 r. Nr 104, poz. 971).

Zgodnie z zawartymi w nim regulacjami w 2004 r. obowiązek uznaje się za spełniony, jeżeli udział ilościowy zakupionej energii elektrycznej ze skojarzonych źródeł energii, przyłączonych do wspólnej sieci lub wytworzonej we własnych skojarzonych źródłach energii i zużytej na własne potrzeby lub dostarczonej odbiorcom, z wyłączeniem odbiorców będących operatorami systemu dystrybucyjnego lub przesyłowego elektroenergetycznego, w dostarczonej rocznej ilości energii elek-

trycznej przez dane przedsiębiorstwo energetyczne tym odbiorcom wynosi nie mniej niż 12,4%.

Ze wstępnych danych zgromadzonych na początku 2005 r. wynika, iż nie wszystkie przedsiębiorstwa zobowiązane osiągnęły określony w § 10 powołanego rozporządzenia udział ilościowy energii elektrycznej ze skojarzonych źródeł energii. Jednak sformułowanie ostatecznych wniosków i ocena realizacji obowiązku może nastąpić dopiero po dogłębnej analizie otrzymanych sprawozdań i weryfikacji wszystkich danych.

7.5.2. Kontrola zapasów paliw

Zgodnie z zapisem znowelizowanego art. 10 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne stanowiącego, że przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub ciepła są obowiązane utrzymywać zapasy paliw, mające zapewnić ciągłość dostaw energii elektrycznej lub ciepła do odbiorców, w 2004 roku przeprowadzono trzy kontrole stanu zapasów.

Podczas pierwszej kontroli, przeprowadzonej w lutym, sprawdzono wielkość utrzymywanych zapasów paliw wg stanu na 15 lutego 2004 r. w 50 przedsiębiorstwach zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej lub ciepła, w tym we wszystkich elektrowniach systemowych oraz w wybranych elektrociepłowniach i przedsiębiorstwach ciepłowniczych. Spośród 45 przedsiębiorstw zobowiązanych do utrzymywania zapasów węgla kamiennego, w 7 przypadkach stwierdzono nie wykonanie przez przedsiębiorstwa obowiązku utrzymywania zapasów paliw w ilości zapewniającej utrzymanie ciągłości dostaw energii elektrycznej i ciepła do odbiorców, nałożony przepisami rozporządzenia Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 12 lutego 2003 r. w sprawie zapasów paliw w przedsiębiorstwach energetycznych. W stosunku do tych przedsiębiorstw 5 kwietnia 2004 r. zostało wszczęte z urzędu postępowanie administracyjne w sprawie wymierzenia im kary pieniężnej. Na podstawie uzyskanych od przedsiębiorców szczegółowych wyjaśnień, Decyzjami Prezesa URE z lipca 2004 r. umorzono postępowania w sprawie wymierzenia kary pieniężnej w stosunku do tych przedsiębiorstw. W przypadku przedsiębiorstw stosujących węgiel brunatny i/lub olej opałowy, utrzymywane zapasy istotnie przewyższały obowiązkowe limity.

W trakcie kolejnej kontroli, przeprowadzonej w październiku 2004 r., w 50 przedsiębiorstwach wytwarzających ciepło badano wielkość zapasów wg stanu na 15 października 2004 r. Wykazała ona, że na 45 przedsiębiorstw stosujących węgiel kamienny, 3 posiada zapasy niższe od wymaganych. Podobnie jak w poprzedniej kontroli, przedsiębiorstwa te złożyły dodatkowe wyjaśnienia dotyczące przyczyn zmian wielkości zużycia paliw. Wyjaśnienia te wskazywały głównie na zmianę paliwa, tj. rozpoczęcie spalania biomasy i gazu kokosowniczego, rozpoczęcie spalania gazu, zastąpienie węgla kamiennego olejem opałowym, a także – złą sytuację finansową. Uwzględniono wszystkie wyjaśnienia przedsiębiorstw. Przeprowadzona kontrola zapasów

paliw w przedsiębiorstwach wytwarzających ciepło obejmowała okres letni, stąd też sytuacja nie utrzymywania zapasów paliw w okresie zimowym, jaka pojawiła się w tych przedsiębiorstwach, nie została ujawniona w toku omawianej kontroli. W okresie, w którym przedsiębiorstwa te zostały poddane kontroli, wymóg utrzymywania zapasów paliw narzucony przez rozporządzenie został spełniony. Wymóg określony w rozporządzeniu został również spełniony przez przedsiębiorstwa, które stosują jako paliwo węgiel brunatny i/lub olej opałowy.

Natomiast w trakcie kontroli przeprowadzonej w grudniu badano wielkość zapasów wg stanu na 30 listopada 2004 r. Przeprowadzono ją w 20 największych elektrowniach i elektrociepłowniach – stwierdzono, iż na 18 przedsiębiorstw stosujących węgiel kamienny, 3 posiada zapasy niższe od wymaganych. W odniesieniu do przedsiębiorstw korzystających z węgla brunatnego, wymagane limity były wypełnione. Również przedsiębiorstwa stosujące jako paliwo olej opałowy, zgromadziły zapas w większości przypadków dwukrotnie przekraczający wymóg dla listopada, określony w rozporządzeniu Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej.

7.5.3. Kontrola przestrzegania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej i paliw gazowych

W świetle art. 11 ustawy – Prawo energetyczne, w przypadku wystąpienia okoliczności wskazanych w tym przepisie, 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. Organem uprawnionym do kontroli stosowania ograniczeń jest – w odniesieniu do dostarczanych sieciami paliw gazowych i energii elektrycznej – Prezes URE. Natomiast zgodnie z § 5 rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 11 marca 2003 r. w sprawie szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych lub ciekłych oraz w dostarczaniu i poborze paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła (Dz. U. z 2003 r. Nr 59, poz. 518), plany wprowadzania ograniczeń i ich aktualizacje opracowane przez operatorów systemów przesyłowych gazowych albo elektroenergetycznych podlegają uzgodnieniu z Prezesem URE.

W związku z powyższym, decyzją z dnia 31 sierpnia 2004 r. Prezes URE, po rozpatrzeniu wniosku PSE-Operator SA, uznał za uzgodniony „Plan wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej”, obowiązujący w okresie od 1 września 2004 r. do 31 sierpnia 2005 r. Powyższy plan został następnie zmieniony decyzją z dnia 28 września 2004 r. ze względu na błędne dane przekazane przez jedną ze spółek, która pełni rolę operatora systemu dystrybucyjnego.

W 2004 r. nie zostało zakończone postępowanie w sprawie uzgodnienia planu wprowadzania ograniczeń, opracowanego przez OSP gazowego. Wynikało to z faktu, iż plan wprowadzania ograniczeń, przekazany do zgod-

nienia przez PGNiG-Przesył Sp. z o.o., wymagał dokonania uzupełnień. W związku z powyższym Prezes URE przekazał spółce uwagi dotyczące opracowania tego planu.

7.5.4. Kontrola wypełnienia obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych

Na podstawie zapisów art. 9a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się obrotem energią elektryczną są zobowiązane do zakupu energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. Szczegółowe zasady realizacji obowiązku zakupu „zielonej” energii zostały określone w rozporządzeniu Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 30 maja 2003 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku zakupu energii elektrycznej i ciepła z odnawialnych źródeł energii oraz energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, które z dniem 1 lipca 2003 r. zastąpiło poprzednie rozporządzenie. W tym akcie prawnym został określony obowiązkowy procentowy udział „zielonej energii” w latach 2003 – 2010 w wykonanej rocznej sprzedaży energii elektrycznej. Prezes URE sprawuje nadzór nad realizacją przestrzegania powyższego obowiązku w oparciu o art. 56 ust. 1 pkt 1a) i art. 56 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne.

Wstępna ocena sytuacji na rynku energii ze źródeł odnawialnych w roku 2004

Wstępnej oceny podaży, wielkości oraz kierunków zakupów i sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w źródłach odnawialnych dokonano na podstawie informacji uzyskanych od przedsiębiorstw obrotu na początku roku 2005. Podobnie jak w poprzednich dwóch latach, przedsiębiorstwom energetycznym przesłano wzory sprawozdania wraz z objaśnieniami oraz zobowiązano przedsiębiorstwa obrotu do przedłożenia poświadczonych kopii faktur dokumentujących zakupy i sprzedaż „zielonej” energii w roku 2004. Wstępne wyniki przeprowadzonych badań przedstawiono w tabelach 19 i 20 (str. 59).

Ze wstępnych informacji wynika, że w 2004 r. roczna sprzedaż spółek dystrybucyjnych odbiorcom dokonującym zakupu energii elektrycznej na własne potrzeby wyniosła 94 942 537 MWh. Sprzedaż energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych przez spółki dystrybucyjne (niezależnie od kierunków sprzedaży) wyniosła w tym okresie 3 377 698 MWh. Ze struktury pozyskania tej energii wynika, że 650 934 MWh zakupiono od innych przedsiębiorstw obrotu, a bezpośrednio od wytwórców lub też ze źródeł własnych pozyskano 2 727 900 MWh. Dane te wskazują, że część energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych była przedmiotem wtórnego obrotu.

Do 28 lutego 2005 r. wpłynęły także informacje od 249 pozostałych przedsiębiorstw posiadających koncesje na obrót energią elektryczną. Na podstawie ich wstępnej oceny można stwierdzić, że realizacja obowiązku zakupu wynikającego z rozporządzenia będzie znacznie lepsza niż w przypadku spółek dystrybucyjnych (wynika to z faktu stosunkowo małej sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom finalnym, a do tego wolumenu odnosi się wskaź-

nik ilościowy obowiązku zakupu „zielonej” energii). Niektóre znaczące na rynku przedsiębiorstwa obrotu to klasyczni pośrednicy w ogóle nie sprzedający energii elektrycznej odbiorcom zużywającym ją na potrzeby własne.

W tabeli 20 przedstawiono dane uzyskane od 7 przedsiębiorstw obrotu o znaczącym udziale w rynku energii elektrycznej.

Do połowy 2005 roku zostanie dokonana pogłębiona analiza otrzymanych sprawozdań, nastąpi weryfikacja wszystkich danych i zostaną określone przepływy energii między przedsiębiorstwami. W konsekwencji nastąpi sformułowanie ostatecznych wniosków i wskazanie przedsiębiorstw kwalifikujących się do wszczęcia postępowań administracyjnych w sprawie ewentualnego ich ukarania przez Prezesa URE.

Zgodnie z Dyrektywą Unii Europejskiej 2001/77/WE w sprawie promocji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych na wewnętrznym rynku energii elektrycznej, w nowych krajowych regulacjach prawnych ustanowiony został obowiązek wydawania przez Prezesa URE **świadczeń pochodzenia** energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii (od 1 maja 2004 r.). Świadczenie ma jednoznacznie uwiarygodnić pochodzenie danej ilości energii, zarówno na rynku krajowym, jak i w obrocie międzynarodowym.

W roku 2004 wydano 296 świadectw na ogólny wolumen energii elektrycznej w wysokości 744 780,7 MWh, a obecnie są jeszcze rozpatrywane napływające wnioski dotyczące 2004 r. (brak uregulowań prawnych co do terminu składania wniosków), których liczba w dniu sporządzenia sprawozdania przekroczyła 520.

Świadczenia pochodzenia (a dokładniej ich umarżenie) będą, poczynając od roku 2005, ważnym narzędziem Prezesa URE, w kontrolowaniu wypełnienia ustawowego obowiązku zakupu „zielonej” energii przez zobowiązane przedsiębiorstwa.

Końcowa ocena wykonania obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w 2003 r.

W sprawozdaniu z działalności Prezesa URE za rok 2003 zostały zawarte wstępne informacje o wywiązywaniu się z obowiązku zakupu „zielonej” energii przez spółki posiadające koncesje na obrót energią elektryczną. Końcowe dane dotyczące 2003 r. uległy pewnym zmianom i doprecyzowaniu. Przedmiotem kontroli było ogółem 290 podmiotów zobowiązanych ustawowo do zakupu energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. Wszystkie te podmioty zostały objęte kontrolą, której celem było zbadanie realizacji obowiązku w 2003 r. Potwierdziły się wstępne informacje, że w grupie spółek dystrybucyjnych jedynie Zakład Energetyczny Toruń SA wykonał obowiązek zakupu (3,18% – wobec wskaźnika zawartego w rozporządzeniu, wynoszącego 2,65%), a spośród 13 przedsiębiorstw obrotu o największym udziale w rynku, obowiązek wypełniło 5 podmiotów. Ponadto, w toku prac analitycznych, zakończonych w 2004 r., uzyskano wiarygodne dane o wszystkich źródłach energii odnawialnej przyłączonych do krajowej sieci energetycznej.

Tabela 19. Zakup i sprzedaż energii elektrycznej z OZE przez spółki dystrybucyjne w 2004 r. (dane wstępne)

Przedsiębiorstwo	Pozykanie „zielonej” energii [MWh]			Sprzedaż „zielonej” energii [MWh]			
	Przeds. obrotu	Bezp. dostawcy	Produkcja własna	Razem	Przeds. obrotu	Odbiorcom finalnym	Razem
ENION SA	11 453	272 624	180 392	464 469	49 500	414 969	464 469
EnergiaPro Koncern Energetyczny SA	23 488	131 175	109 077	263 740	0	263 741	263 741
ENEA SA	63 729	377 205	7 055	447 989	5 983	442 006	447 989
ENERGA – Gdańska Kompania Energetyczna SA*	12 470	86 397	0	98 867	0	98 867	98 867
Zakład Energetyczny Plock SA*	21 797	17 399	0	39 196	0	39 196	39 196
Zakład Energetyczny Słupsk SA*	0	24 425	0	24 425	0	24 425	24 425
Elbiańskie Zakłady Energetyczne SA*	3 104	22 456	16 487	42 047	0	42 047	42 047
Zakład Energetyczny SA w Olsztynie*	14 432	21 209	11 544	47 185	0	47 185	47 185
Zakład Energetyczny Toruń SA*	0	11 839	698 928	710 767	576 009	134 758	710 767
Zakład Energetyczny Koszalin SA*	3 756	33 648	0	37 404	0	37 404	37 404
Energetyka Kaliska SA*	9 926	76 389	0	86 315	6	86 309	86 315
Górniośląski Zakład Elektroenergetyczny SA	155 076	86 905	0	241 981	6 071	235 910	241 981
Lubelskie Zakłady Energetyczne SA	74 290	4 803	0	79 093	232	78 861	79 093
Łódzki Zakład Energetyczny SA	23 983	50 276	0	74 259	0	74 259	74 259
Rzeszowski Zakład Energetyczny SA	7 754	56 650	0	64 404	0	64 404	64 404
STOEN SA	43 255	119 252	0	162 507	0	162 507	162 507
Zakład Energetyczny Białystok SA	14 290	64 259	0	78 549	0	78 549	78 549
Zakład Energetyczny Łódź-Teren SA	54 040	45 495	12 783	112 318	0	112 318	112 318
Zakład Energetyczny Warszawa-Teren SA	0	47 059	91 506	138 565	0	138 565	138 565
Zakłady Energetyczne Okręgu Radomsko-Kieleckiego SA	107 452	9 749	0	117 201	0	117 201	117 201
Zamojska Korporacja Energetyczna SA	6 639	39 777	1 137	47 553	0	46 416	46 416
Ogółem spółki dystrybucyjne	650 934	1 598 991	1 128 909	3 378 834	637 801	2 739 897	3 377 698

* Od 1 stycznia 2005 r. przedsiębiorstwo weszło w skład Koncernu Energetycznego ENERGIA SA. Źródło: URE.

Tabela 20. Zakup i sprzedaż energii elektrycznej z OZE przez inne przedsiębiorstwa obrotu w 2004 r. (dane wstępne)

Przedsiębiorstwo	Pozykanie „zielonej” energii [MWh]			Sprzedaż „zielonej” energii [MWh]			
	Przeds. obrotu	Bezp. dostawcy	Produkcja własna	Razem	Przeds. obrotu	Odbiorcom finalnym	Razem
BH STEEL-ENERGIA Sp. z o.o.	38 305	900	0	39 205	38 344	861	39 205
EVEREN Sp. z o.o.	14 430	0	0	14 430	422	14 008	14 430
ELECTRABEL Polska Sp. z o.o.	0	2 952	0	2 952	0	2 952	2 952
ELBIS Sp. z o.o.	11 054	60 755	0	71 809	71 693	17	71 710
ELNORD SA	376 028	35 252	0	411 280	405 746	5 534	411 280
POLENERGIA SA	2 617	136 587	0	139 204	138 587	617	139 204
PSE-ELECTRA SA	0	33 823	0	33 823	2 647	29 451	32 098
Ogółem przedsiębiorstwa obrotu	442 434	270 269	0	712 703	657 439	53 440	710 879

Źródło: URE.

Po dokonaniu analizy i oceny zgromadzonych informacji, Prezes URE wszczął postępowania administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej w związku z ujawnieniem nieprawidłowości polegających na nieprzestrzeganiu ww. obowiązku. Określając przedsiębiorstwa, w stosunku do których wszczęto postępowanie, Prezes URE kierował się udziałem zakupu „zielonej” energii w stosunku do wykonanej całkowitej sprzedaży energii elektrycznej przez dane przedsiębiorstwo. Postępowania administracyjne wszczęto w odniesieniu do 115 przedsiębiorstw (w tym 21 spółek dystrybucyjnych). Prezes URE podjął decyzje o nałożeniu kary pieniężnej na 5 spółek dystrybucyjnych: *Energa Gdańska Kompania Energetyczna SA*, *ENION SA (w ramach koncernu za nie wypełnienie obowiązku przez dawny Będziński ZE SA)*, *ZE Olsztyn SA*, *Elbląskie ZE SA*, *ENERGIA-PRO SA (nie wypełnienie obowiązku przez dawne ZE Jelenia Góra SA oraz ZE Wrocław SA)*. Kary wymierzono także 3 przedsiębiorstwom obrotu – *PSE Electra SA*, *EVEREN (dawniej EdF-EnBW Sp. z o.o.)*, *Petro Carbo Chem SA*.

Wszystkie ukarane przedsiębiorstwa odwołały się od decyzji Prezesa URE do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

Po analizie dokumentów i wyjaśnień nadesłanych przez pozostałe przedsiębiorstwa energetyczne, wobec których wszczęto postępowanie administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej, Prezes URE postanowił odstąpić od wymierzenia kary pieniężnej i umorzyć postępowanie administracyjne w tych sprawach. Podejmując takie decyzje, Prezes URE brał pod uwagę również związek niewykonania wspomnianego obowiązku z wielkością podaży energii elektrycznej, pochodzącej ze źródeł odnawialnych. Wolumen „zielonej” energii wytworzonej w kraju w 2003 r. był bowiem niewystarczający (1 997 GWh), aby zapewnić wszystkim zobowiązanym przedsiębiorstwom energetycznym możliwość jej zakupu w wymaganej rozporządzeniem ilości (2 548 GWh). Odstąpiono od wymierzenia kary pieniężnej i umorzono postępowania administracyjne w przypadku tych przedsiębiorstw, które udokumentowały starania na rzecz zwiększenia zakupu „zielonej” energii, nie odmawiały zakupu takiej energii żadnemu podmiotowi oferującemu jej dostawę lub odmawiały zakupu jedynie w tych przypadkach, kiedy oferty cenowe były znacznie wyższe od cen stosowanych w dotychczasowych umowach.

Generalnie, oceniając dotychczasowe instrumenty wspierania rozwoju OZE (zawarte w ustawie – Prawo energetyczne i przepisach wykonawczych), należy stwierdzić, że:

- nie przyczyniły się do rozwoju mocy wytwórczych w OZE,
- spowodowały wzrost cen na wtórnym rynku energii odnawialnej,
- korzyści rynkowe ze wzrostu cen energii odnawialnej, zamiast jej wytwórcom, w sposób nieuzasadnio-

ny przypadły pośrednikom (przedsiębiorstwom obrotu),

- istniejące przepisy są niejasne, budzą wątpliwości interpretacyjne i nie nakłaniają do inwestowania w OZE.

W związku z tym, konieczne jest dokonanie takich zmian legislacyjnych, które przede wszystkim stworzyłyby faktyczny, a nie tylko iluzoryczny dostęp wszystkim wytwórców energii odnawialnej do rynku. Istotne jest, aby ich przychody kształtowały się przede wszystkim w wyniku działania mechanizmu popytowo-podażowego, tak aby mogli oni czerpać korzyści z cen, które gotowe są zapłacić przedsiębiorstwa objęte obowiązkiem i aby pojawiające się nadwyżki finansowe były kierowane na inwestycje w nowe moce wytwórcze. Przy obecnych techniczno-instytucjonalnych ograniczeniach wynikających z zasad zawierania umów przesyłowych jest to możliwe jedynie poprzez umożliwienie obrotu samymi świadectwami, jako dokumentami odzwierciedlającymi wartość dodaną, swoistą „zieloną” cechę, energii wytwarzanej w źródłach odnawialnych. Natomiast transakcje związane z bezpośrednim przepływem energii odbywały by się po cenach energii „czarnej”. Dzięki temu producent energii otrzymywałby:

- 1) płatność za sprzedaż energii po cenie energii konwencjonalnej,
- 2) przychód z tytułu sprzedaży świadectw pochodzenia na rynku konkurencyjnym.

Należy się spodziewać, że suma tych przychodów powinna odpowiadać przychodom uzyskiwanym na rynku hurtowym energii odnawialnej, a więc być znacznie wyższa od przychodów realizowanych obecnie przez większość OZE. Niezbędne są również zmiany przepisów wskazujących przedsiębiorstwa objęte obowiązkiem oraz definiujących sposób kalkulacji przez nie wielkości obowiązkowych zakupów energii odnawialnej. Regulacje te muszą być przede wszystkim przejrzyste.

W tym kierunku zmierzają zmiany regulacji zawarte w nowelizowanym Prawie energetycznym.

7.6. Powoływanie komisji kwalifikacyjnych

Prezes URE powołuje komisje kwalifikacyjne na okres 5 lat na podstawie art. 54 ust. 3 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne z dnia 10 kwietnia 1997 r. (Dz. U. z 2004 r. Nr 29, poz. 257, Nr 34, poz. 293, Nr 91, poz. 875, Nr 96 poz. 959 i Nr 173, poz. 1808)) oraz rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 28 kwietnia 2003 r. (Dz. U. z 2003 r. Nr 89, poz. 828 i Nr 129, poz. 1184). Ww. rozporządzenie wprowadziło kilka istotnych zmian, mających wpływ na powoływanie komisji na kolejną kadencję – zostały wprowadzone świadectwa kwalifikacyjne bez określonego terminu ważności; u przedsiębiorców uprawnionych do wnioskowania o powołanie komisji kwalifikacyjnych podwyższono liczbę wymaganych stanowisk pracy (ze 100 do 200) oraz wprowadzono wymóg co do zapisów w statutach stowarzyszeń naukowo-technicznych (wymóg zapisu o działalności na rzecz gospodarki energetycznej).

Tabela 21. Wykaz komisji kwalifikacyjnych wg właściwości terytorialnej Oddziałów Terenowych URE

Oddział URE	Siedziba oddziału (nr woj. wg GUS)	Liczba komisji kwalifikacyjnych powołanych (i odwołanych) przez Prezesa URE w roku							Ogólna liczba „czynnych” komisji
		1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	
Centralny	Warszawa (14)	35	43	1	9 (12)	1 (1)	1 (4)	- (2)	72
Północno-Zachodni	Szczecin (08, 32)	37	16	1	- (1)	- (6)	- (6)	- (1)	40
Północny	Gdańsk (22, 28)	35	12	-	1 (1)	- (-)	- (-)	- (4)	43
Zachodni	Poznań (04, 30)	47	30	1	- (2)	- (1)	- (2)	1(2)	74
Wschodni	Lublin (06, 20)	44	14	2	2 (-)	1 (3)	- (3)	- (-)	54
Środkowo-Zachodni	Łódź (10, 26)	23	48	1	- (3)	1 (3)	2 (3)	- (6)	60
Południowo-Zachodni	Wrocław (02, 16)	40	19	4	1 (1)	2 (6)	- (2)	- (2)	55
Południowy	Katowice (24)	59	38	4	1 (3)	- (5)	- (-)	- (3)	92
Południowo-Wschodni	Kraków (12, 18)	48	20	3	3 (1)	1 (-)	- (1)	- (-)	73
Razem		368	240	17	17(24)	6(25)	3(21)	1(20)	563

Źródło: URE.

W roku sprawozdawczym nie zostały wprowadzone żadne nowe przepisy prawne, które miałyby wpływ na tryb powoływania komisji kwalifikacyjnych.

W lipcu 2003 r. Prezes URE skierował do zainteresowanych podmiotów Informację o powoływaniu komisji kwalifikacyjnych ds. stwierdzania wymagań kwalifikacyjnych osób zajmujących się dozorem i eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci energetycznych. Informacja ta, zamieszczona na stronie internetowej URE, stanowiła podstawę dla wnioskodawców co do zasad powoływania nowych i działalności już powołanych komisji kwalifikacyjnych.

Zagadnienia realizowane w 2004 r. dotyczyły:

- powoływania nowych komisji kwalifikacyjnych, w tym komisji na nową kadencję,
- zmian/aktualizacji aktów powołania już działających komisji (rozszerzenie uprawnień komisji bądź poszczególnych jej członków),
- odwoływania lub też powoływania poszczególnych członków do składów komisji,
- aktualizacji świadectw kwalifikacyjnych członków komisji w bazie URE,
- analizy arkuszy sprawozdawczych z działalności komisji,
- działań związanych z korektą nieprawidłowości występujących w pracach komisji.

W 2004 r. do Prezesa URE wpłynęło 158 wniosków o zmianę aktów powołania komisji (zmiana/rozszerzenie zakresu uprawnień lub składu osobowego). Rezultatem rozpatrzenia tego typu wniosków była aktualizacja aktów powołania komisji kwalifikacyjnych (akty zmieniające). Przy okazji nowelizacji aktów powołania – tych, które dotyczyły zmian w składach osobowych komisji – przygotowano 42 indywidualne akty powołania do składu osobowego komisji oraz 54 indywidualne akty odwołania. Należy dodać, że spośród wszystkich wnio-

sków o zmianę aktów powołania, 29 dotyczyło zmiany nazwy przedsiębiorstw energetycznych, które weszły w skład tworzących się koncernów energetycznych.

W tym czasie Prezes URE powołał 1 nową komisję kwalifikacyjną (wpłynęły 3 wnioski w tej sprawie) oraz 62 nowe komisje kwalifikacyjne na kolejną kadencję (w tej sprawie wpłynęły 82 wnioski). W 20 przypadkach Urząd został poinformowany przez wnioskodawców o zakończeniu działalności przez komisje kwalifikacyjne. W sumie działają 563 komisje kwalifikacyjne, a w ich pracach uczestniczy 6 790 osób. Wykaz komisji kwalifikacyjnych według zasięgu terytorialnego oddziałów terenowych ilustruje tabela 21.

Systematycznie prowadzona kontrola aktualności świadectw kwalifikacyjnych spowodowała, że 308 komisji przesłało do URE aktualne świadectwa swoich członków. Na podstawie kontroli przesłanych świadectw stwierdzono nieliczne przypadki (9) nieprawidłowości zapisów w świadectwach kwalifikacyjnych, które miały istotne znaczenie w odniesieniu do ich ważności. Przytoczone dane ilościowe obejmują również przypadki postępowań prowadzonych przez Północny i Wschodni Oddział Terenowy URE. W trakcie weryfikacji dokumentacji dokonano również analizy arkuszy sprawozdawczych z działalności 219 komisji kwalifikacyjnych.

Regulacje prawne, w szczególności bezterminowa ważność świadectw kwalifikacyjnych, wymóg zatrudnienia przynajmniej 200 osób u przedsiębiorcy występującego z wnioskiem o powołanie komisji oraz kryterium posiadania wyższego wykształcenia przez jej członków, spowodowały zmniejszenie liczby postępowań egzaminacyjnych przeprowadzanych przez komisje kwalifikacyjne, jak również zmniejszenie się liczby komisji w skali kraju (o 20 mniej) oraz redukcję ich składów osobowych.

Część II. DZIAŁALNOŚĆ ODDZIAŁU CENTRALNEGO I ODDZIAŁÓW TERENOWYCH

Od 1998 r. funkcjonują – na podstawie art. 22 Prawa energetycznego oraz rozporządzenia Ministra Gospodarki z 4 lipca 2002 r. w sprawie szczegółowego zasięgu terytorialnego i właściwości rzeczowej oddziałów Urzędu Regulacji Energetyki (Dz. U. z 2002 r. Nr 107, poz. 942) – oddziały terenowe w Warszawie, Szczecinie, Gdańsku, Poznaniu, Lublinie, Łodzi, Wrocławiu, Katowicach i Krakowie.

Zakres działania Oddziału Centralnego i oddziałów terenowych, stosownie do wymienionego rozporządzenia oraz udzielonych przez Prezesa URE pełnomocnictw, obejmuje m.in.:

- zatwierdzanie lub odmowę zatwierdzenia taryf dla ciepła,
- rozstrzyganie sporów w zakresie określonym w art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne,
- nakładanie kar pieniężnych, o których mowa w art. 56 ustawy – Prawo energetyczne,
- współdziałanie z delegaturami Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów w przeciwdziałaniu praktykom monopolistycznym przedsiębiorstw energetycznych,
- kontrolowanie przestrzegania warunków prowadzenia działalności objętej obowiązkiem uzyskania koncesji,
- kontrolowanie parametrów jakościowych dostaw i obsługi odbiorców w zakresie obrotu paliwami gazowymi i energią elektryczną,
- współpracę z właściwymi samorządami województw i wojewodami w zakresie planowania zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe,
- kontrolę kwalifikacji osób, o których mowa w art. 54 ustawy – Prawo energetyczne,
- kontrolowanie przestrzegania obowiązku utrzymywania zapasów paliw w ilości zapewniającej utrzymanie ciągłości dostaw energii, paliw gazowych i ciepła do odbiorców,
- wydawanie decyzji administracyjnych w sprawach udzielenia koncesji lub promesy koncesji na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłania, dystrybucji ciepła i obrotu nim, wytwarzania energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, a także zmiany i cofnięcia koncesji w tym zakresie,
- zatwierdzanie taryf dla paliw gazowych dla wybranych przedsiębiorstw prowadzących działalność w zakresie zaopatrzenia w te paliwa.

Rysunek 1. Siedziby i zasięg terytorialny oddziałów terenowych URE



- | | |
|---|---|
| <ul style="list-style-type: none"> ■ Północno-Zachodni OT z siedzibą w Szczecinie ■ Południowo-Zachodni OT z siedzibą we Wrocławiu ■ Południowy OT z siedzibą w Katowicach ■ Środkowozachodni OT z siedzibą w Łodzi ■ Południowo-Wschodni OT z siedzibą w Krakowie | <ul style="list-style-type: none"> ■ Wschodni OT z siedzibą w Lublinie ■ Oddział Centralny w Warszawie ■ Zachodni OT z siedzibą w Poznaniu ■ Północny OT z siedzibą w Gdańsku |
|---|---|

Oddziały terenowe URE nadal realizują zadania o charakterze lokalnym, co – jak można zaobserwować, weryfikując ich działalność – przynosi wymierne efekty w całościowym procesie regulacji dzięki umiejscowieniu Regulatora w terenie. Rozpoznawanie potrzeb poszczególnych grup odbiorców, kontrolowanie działania przedsiębiorstw energetycznych działających na terenie właściwych województw, znajomość zmieniających się przepisów prawa i procedur administracyjnych, a także doświadczenie zebrane z kilku lat regulacji, przynoszą możliwość skutecznego równoważenia interesów zarówno dostawców, jak i odbiorców paliw i energii (szczególnie w ciepłownictwie).

1. Oddział Centralny w Warszawie

Oddział Centralny w Warszawie jest właściwy terytorialnie na obszarze woj. mazowieckiego. Na koniec 2004 r. liczył 16 pracowników. Funkcję dyrektora od 22 lipca 1998 r. pełni Krystyna Gromczyńska.

1.1. Charakterystyka lokalnego sektora energetycznego

Koncesjonowany sektor energetyczny w Mazowieckiem (tabela 1) tworzą przedsiębiorcy o zróżnicowanym zakresie i skali działania. Część z nich działalność koncesjonowaną prowadzi także lub tylko poza woj. mazowieckim.

Tabela 1. Koncesjonariusze z siedzibą w woj. mazowieckim

Podsektor	Liczba koncesjonariuszy*	Liczba koncesji*
Ciepłownictwo	67	136
Elektroenergetyka	96	120
Gazownictwo	15	28
Paliwa ciekłe	1 082	1 119
Razem	1 260	1 403

* Stan na koniec roku.

Źródło: Centralny OT URE.

a) ciepłownictwo

Rok 2004 był kolejnym okresem zmian w podsektorze ciepłowniczym w Mazowieckiem, jak się wydaje, ku bardziej jednorodnej strukturze podmiotów, dla których zaopatrzenie w ciepło jest działalnością podstawową i o większej skali. Liczba koncesjonariuszy zmniejszyła się – podmioty, które zaprzestały działalności ciepłowniczej (osoba fizyczna, spółka jawna, spółdzielnia mieszkaniowa oraz syndyk masy upadłości przedsiębiorstwa energetycznego) przeważały nad podmiotami dopiero wchodzącymi na rynek ciepłowniczy (spółki z o.o.). Tendencja do zmniejszania się liczby koncesjonowanych dostawców ciepła pojawiła się już w dwóch poprzednich latach (tabela 2), co jednak nie oznaczało zmniejszenia się rynku ciepła scentralizowanego po stronie popytowej – zaopatrzenie w ciepło odbiorców dotychczas obsługiwanych przez podmioty, które z tego rynku wyszły, przejęli inni koncesjonariusze.

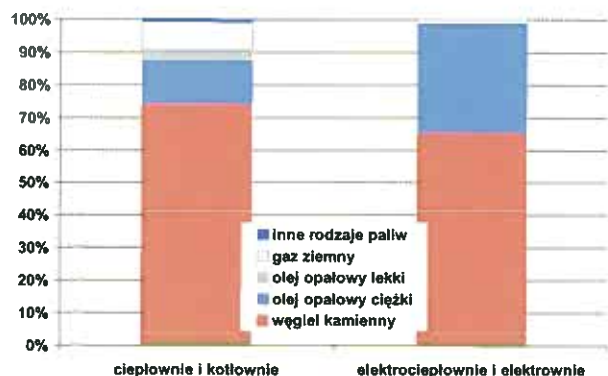
Tabela 2. Koncesjonowani przedsiębiorcy w zakresie ciepłownictwa w woj. mazowieckim

Rok	2001	2002	2003	2004
Liczba koncesjonariuszy*	82	78	70	67

* Stan na koniec roku.

Źródło: Centralny OT URE.

Rysunek 2. Struktura zainstalowanej mocy cieplnej ciepłowni i kotłowni oraz mocy cieplnej osiągalnej elektrociepłowni i elektrowni ze względu na podstawowy rodzaj stosowanego paliwa (stan na 31 grudnia 2004 r.)



Pod względem rodzaju paliwa wykorzystywanego do produkcji ciepła, w 2004 r. nadal dominowały źródła ciepła opalane węgiem kamiennym (rysunek 2).

W ciepłowniach i kotłowniach koncesjonowanych przedsiębiorców z woj. mazowieckiego zainstalowanych było na koniec 2004 r. łącznie 3 542 MW; moc cieplna osiągalna objętych koncesjami elektrociepłowni i elektrowni wynosiła łącznie 6 607 MW. W ujęciu sumarycznym było to o 0,9% mniej niż rok wcześniej. Zmiany wielkości charakteryzujących potencjał wytwórczy ciepłownictwa w Mazowieckiem korespondowały z obserwowanym w 2004 r., a także w latach poprzednich, zmniejszającym się zapotrzebowaniem odbiorców na moc cieplną. U największych dostawców ciepła do odbiorców końcowych (którymi były: Stołeczne Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej SA, Radomskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej „RADPEC” SA, Przedsiębiorstwo Energetyczne w Siedlcach Sp. z o.o., Ostrołęckie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. i Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Ciechanowie Sp. z o.o.) odbiorcy końcowi w 2004 r. zamówili 5 844 MW, tj. o 1,0% mocy cieplnej mniej niż w 2003 r.

b) elektroenergetyka

Podsektor elektroenergetyczny w 2004 r. uległ, podobnie jak w 2003 r., kolejnemu powiększeniu – przybyło 36 koncesjonariuszy. Rosnąca liczba przedsiębiorców na rynku elektroenergetycznym tłumaczy się postępującą liberalizacją tego segmentu gospodarki, zgodnie z dyrektywami unijnymi. Głównymi dostawcami energii elektrycznej do odbiorców końcowych z woj. mazowieckiego były w 2004 r.: STOEN SA, Zakład Energetyczny Warszawa-Teren SA, Zakład Energetyczny Płock SA, Zakłady Energetyczne Okręgu Radomsko-Kieleckiego SA i Zakład Energetyczny Łódź-Teren SA.

c) gazownictwo

Liczebność podmiotów gospodarczych podsektora gazowniczego w Mazowieckiem nie uległa w 2004 r. znaczącym zmianom. Rynek dystrybucji gazu ziemnego obsługiwała Mazowiecka Spółka Gazownictwa SA w Warszawie.

d) podsektor paliwowy

W 2004 r. liczba przedsiębiorców posiadających koncesje w podsektorze paliw ciekłych zwiększyła się ponad dwukrotnie, bo aż o 616 (z 466 na koniec 2003 r.). Tak istotny przyrost był rezultatem wejścia w życie nowej ustawy paliwowej oraz związanej z tym zmianą art. 32 ust. 1 pkt 4 ustawy – Prawo energetyczne. Nowe regulacje prawne spowodowały, że wszyscy przedsiębiorcy prowadzący działalność gospodarczą w zakresie obrotu paliwami ciekłymi, którego roczna wartość przekracza 10 000 euro, zostali objęci obowiązkiem posiadania koncesji (dotychczas ci z nich, których obrót paliwami ciekłymi nie przekraczał 500 000 euro, byli wyłączeni spod takiego obowiązku).

e) energetyka odnawialna

Nie odnotowano w 2004 r. zmian liczby koncesjonariuszy eksploatujących odnawialne źródła energii. Podobnie jak w 2003 r., w podsektorach ciepłownictwa i elektroenergetyki 3 koncesjonariuszy eksploatowało odnawialne źródła energii: jeden z nich wytwarzał ciepło i energię elektryczną w skojarzeniu (przy wykorzystaniu energii biomasy), jedno przedsiębiorstwo eksploatowało geotermalne źródło ciepła, jedno – przepływową elektrownię wodną.

Rynek odnawialnej energii elektrycznej, obejmujący także niekoncesjonowanych wytwórców, tworzyło w 2004 r. na terenie woj. mazowieckiego 35 źródeł takiej energii (w tym elektrownie wodne, wiatrowe, a także jednostki wytwórcze wykorzystujące biogaz) o łącznej mocy 26,435 MW. Ilość energii wytworzonej przez te źródła i wprowadzonej do sieci pięciu największych dostawców energii elektrycznej w Mazowieckiem w 2004 r. wyniosła 110,3 tys. MWh (o 1,5% mniej niż w 2003 r.)

Kontakty z przedsiębiorstwami rynku regulowanego ujawniały ich zwiększone zainteresowanie projektami wykorzystania biomasy do współspalania z paliwami kopalnymi w procesach wytwarzania ciepła lub energii elektrycznej. Jeden z koncesjonariuszy, działający już w obszarze energetyki odnawialnej, który już w 2003 r. informował o zamiarze rozszerzenia zakresu wykorzystania źródeł tej energii, w 2004 r. projekt ten wprowadził w fazę realizacji.

1.2. Odbiorcy paliw i energii**a) odbiorcy ciepła**

W Mazowieckiem ciepło jest dostarczane przede wszystkim na zaspokojenie potrzeb komunalno-bytowych spółdzielni, wspólnot mieszkaniowych, zarządców budynków komunalnych, odbiorców indywidualnych z lokali mieszkalnych i użytkowych. Zmiany w wielkościach sprzedaży ciepła przez największych dostawców z tego terenu (zmniejszenie średnio o 6,5% w porównaniu z 2003 r.) wynikały przede wszystkim z warunków atmosferycznych. W 2004 r. umowy na największą moc cieplną z głównymi dostawcami ciepła na terenie woj. mazowieckiego zawarły: Siedlecka Spółdzielnia Mieszkaniowa, Spółdzielnia Mieszkaniowa „Górczewska” w Warszawie, Spółdzielnia Mieszkaniowa „Ustronie” w Radomiu, Spółdzielnia Mieszkaniowa „Wyżyny” w Warszawie. Łącznie odbiorcy ci zamawiali na koniec 2004 r. 190 MW, zakupiwszy w 2004 r. 1 352 tys. GJ ciepła.

b) odbiorcy paliw gazowych

Sprzedaż gazu z sieci dystrybucyjnej przez największego dostawcę tego paliwa w woj. mazowieckim kształtowała się na poziomie 1 570 mln m³ i była większa o 1,1% niż w 2003 r.

Wśród największych finalnych odbiorców gazu ziemnego w 2004 r., podobnie jak i w roku poprzedzającym,

znalazły się: Zakłady Przemysłu Tłuszczowego w Warszawie SA, Kasztelan Browar Sierpc SA oraz Huta Szkła Wołomin Sp. z o.o. W 2004 r. łączna sprzedaż gazu do tych odbiorców z Mazowieckiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. wyniosła 25 629,7 tys. m³.

c) odbiorcy energii elektrycznej

W 2004 r. sprzedaż energii elektrycznej ze spółek dystrybucyjnych prowadzących działalność na terenie woj. mazowieckiego wyniosła 20 271,932 MWh i była o 1,5% większa niż w 2003 r. Wpływ na zwiększoną sprzedaż tej energii miał m.in. fakt przyłączenia do sieci elektroenergetycznej nowych odbiorców.

Do największych konsumentów energii elektrycznej w woj. mazowieckim należeli w 2004 r.: Huta „L.W.” Sp. z o.o. w Warszawie, Intercell SA w Ostrołęce, Thomson Multimedia Sp. z o.o. w Piasecznie, PKP Energetyka Sp. z o.o., Tramwaje Warszawskie Sp. z o.o. W 2004 r. łączna sprzedaż energii elektrycznej ze spółek dystrybucyjnych do tych odbiorców wyniosła 1 200,7 tys. MWh.

1.3. Działalność regulacyjna**1.3.1. Koncesjonowanie**

W roku sprawozdawczym rozpatrywano sprawy dotyczące 94 koncesji z zakresu ciepłownictwa, elektroenergetyki lub gazownictwa, dotyczących 51 przedsiębiorstw. W sprawach zakończonych w 2004 r. wydano łącznie 71 rozstrzygnięć, na które złożyło się:

- 50 decyzji zmieniających koncesje udzielone 33 przedsiębiorstwom,
- 3 decyzje udzielające koncesji 2 przedsiębiorstwom dopiero wchodzącym na rynek koncesjonowany,
- 1 decyzja udzielająca koncesji na nowy zakres działalności 1 przedsiębiorstwu, posiadającemu już inne koncesje na działalność energetyczną,
- 9 decyzji cofających koncesje 5 przedsiębiorstwom,
- 2 decyzje o umorzeniu postępowania w sprawie zmiany koncesji 2 przedsiębiorstw,
- 2 decyzje o uchyleniu wcześniejszych decyzji o cofnięciu koncesji udzielonych 1 przedsiębiorcy,
- pozostawienie bez rozpoznania 3 postępowań w sprawie zmian koncesji dotyczących 3 przedsiębiorstw,
- wydanie 1 postanowienia o sprostowaniu oczywistej omyłki w 1 koncesji.

Rozstrzygnięcie pozostałych 23 spraw (dotyczących 10 przedsiębiorstw) przypadnie na 2005 r.

Zmiany koncesji najczęściej były spowodowane zmianą zakresu prowadzonej przez przedsiębiorstwa działalności wskutek wyłączenia lub włączenia do eksploatacji urządzeń i instalacji energetycznych. Najbardziej istotna zmiana takiego zakresu nastąpiła u największego dystrybutora ciepła do odbiorców z Radomia, który poszerzył swoją działalność o wytwarzanie ciepła i jego przesyłanie dotychczas realizowane przez syndyka masy upadłości innego przedsiębiorstwa energetycznego. W ten sposób na radomskim rynku ciepła scen-

tralizowanego zaczął funkcjonować tylko jeden dostawca ciepła, realizujący zaopatrzenie w ciepło od wytwarzania poprzez jego przesyłanie i dystrybucję do odbiorców końcowych.

Przypadki cofnięcia koncesji dotyczyły podmiotów, które trwale zaprzestały działalności gospodarczej polegającej na zaopatrywaniu odbiorców w energię.

Jeden przypadek uchylenia wcześniejszej decyzji cofającej koncesję przedsiębiorcy, uzasadniony był tak interesem odbiorców, jak i słusznym interesem tego przedsiębiorcy. Zaprzestał on bowiem z początkiem 2001 r. wykonywania koncesjonowanej działalności z zakresu zaopatrzenia w ciepło, w związku z czym z urzędu cofnięto udzielone mu na taką działalność koncesję, a z końcem 2003 r. podjął działalność koncesjonowaną poprzez przejęcie spółki zaopatrującej w ciepło odbiorców z terenu woj. opolskiego.

W 2004 r. Oddział Centralny został włączony do realizacji zadań Prezesa URE z zakresu koncesjonowania obrotu paliwami ciekłymi. Wobec poszerzenia rodzajów działalności gospodarczej wymagających posiadania koncesji o obrót paliwami ciekłymi, którego roczna wartość przekracza 10 000 euro (co nastąpiło w związku z wejściem w życie nowej ustawy paliwowej), do rozpatrzenia w oddziale przekazano 260 wniosków o udzielenie koncesji na obrót paliwami ciekłymi. I tak:

- 191 postępowań wszczętych na podstawie tych wniosków zakończono udzieleniem koncesji,
- 17 wniosków pozostawiono bez rozpatrzenia (pomiędzy wielu wezwań, przedsiębiorcy nie przedstawili dokumentów i informacji umożliwiających stwierdzenie, czy spełniają oni warunki do udzielenia koncesji),
- 5 wniosków zwrócono przedsiębiorcom (ze względu na art. 261 ustawy Kpa – przedsiębiorcy ci nie uiszcili wymaganej opłaty skarbowej),
- 15 postępowań umorzono (w toku postępowania ustalono, że przedsiębiorcy prowadzą działalność w zakresie nie wymagającym posiadania koncesji na obrót paliwami ciekłymi lub w ogóle nie prowadzą bądź zrezygnowali z takiej działalności),
- zakończenie 32 postępowań wszczętych na podstawie tych wniosków przypadnie na 2005 r.

Wśród tych wniosków, większość stanowiły wnioski złożone przez osoby fizyczne prowadzące działalność gospodarczą samodzielnie (77,7%) i w ramach umowy spółki cywilnej (18,4%). Resztę stanowiły wnioski złożone przez spółki jawne (1,5%), spółki z o.o. (1,2%) oraz przedsiębiorstwo państwowe, spółdzielnię i gminę działającą poprzez komunalny zakład budżetowy (1,2%).

Doświadczenia z postępowań administracyjnych w sprawach dotyczących koncesji na obrót paliwami ciekłymi wskazują, że dla wielu przedsiębiorców – szczególnie tych, których roczna wartość obrotu gazem płynym nieznacznie przekraczała wielkość zwolnioną z obowiązku uzyskania koncesji (tj. 10 000 euro) – złożenie kompletnego wniosku o udzielenie koncesji stanowiło znaczną przeszkodę. Wnioskodawcy w toku postępo-

wania byli zobowiązani do udokumentowania, że spełniają wynikające z art. 33 ust. 1 pkt 1 – 3 ustawy – Prawo energetyczne warunki wymagane do uzyskania koncesji – w szczególności, że posiadają możliwości techniczne gwarantujące prawidłowe jej prowadzenie oraz, że dysponują środkami finansowymi w wielkości gwarantującej prawidłowe wykonywanie działalności. W każdym przypadku istniała konieczność kierowania do wnioskodawcy kolejnych wezwań, gdyż udzielane odpowiedzi były bądź niekompletne, bądź wnioskodawcy w ogóle nie odpowiadali na kierowaną do nich korespondencję. Wydłużało to czas prowadzenia postępowań. Do końca 2004 r. nie udało się zakończyć co ósmego z nich. Niektórzy z przedsiębiorców wycofali swoje wnioski, rezygnując z działalności koncesjonowanej lub ograniczając działalność gospodarczą do zakresu nie wymagającego uzyskania koncesji.

1.3.2. Zatwierdzanie taryf dla ciepła

a) wnioski taryfowe

W 2004 r. rozpatrywano w sumie 117 wniosków w sprawach dotyczących taryf (tj. o 50% więcej niż w 2003 r.) Spośród nich, 68 dotyczyło zatwierdzenia nowych taryf dla ciepła, a 49 – zmian decyzji zatwierdzających taryfę lub, rzadziej, zmiany samej taryfy.

Postępowania dotyczące wniosków o zatwierdzenie nowych taryf zakończono:

- zatwierdzeniem 37 taryf dla 36 przedsiębiorców, przy czym 1 z tych taryf dotyczyła tylko części działalności koncesjonowanej 1 przedsiębiorstwa,
- odmową zatwierdzenia 13 taryf 13 przedsiębiorstw (2 z tych taryf dotyczyły tylko części działalności 2 przedsiębiorstw),
- umorzeniem – w przypadku 9 postępowań taryfowych dot. 8 przedsiębiorców, przy czym 2 z tych postępowań dotyczyły taryf odzwierciedlających działalność 1 przedsiębiorstwa w różnych miejscowościach.

Dziewięciu spośród wszczętych postępowań o zatwierdzenie nowych taryf nie udało się zakończyć w 2004 r. Zostaną one rozstrzygnięte w 2005 r.

Wśród rozpatrywanych taryf odnotowano przypadek, w którym przedsiębiorstwo prowadzące koncesjonowaną działalność ciepłowniczą na terenie różnych miejscowości i dotychczas opracowujące i przedkładające do zatwierdzenia taryfę w odrębnych częściach dotyczących każdego z tych rynków ciepła, wniosło o zatwierdzenie taryfy opracowanej dla całej swojej działalności ciepłowniczej. Taryfę tę zatwierdzono. Było to o tyle istotne, że dotychczas – mimo że funkcjonuje na rynku koncesjonowanym od 1999 r. – przedsiębiorstwo to dla części miejscowości, w których realizuje dostawy ciepła do odbiorców, nie posiadało zatwierdzonej taryfy dla ciepła.

Z 49 postępowań w sprawie zmiany decyzji zatwierdzającej taryfę (lub zmiany taryfy):

- 33 zakończono decyzjami zatwierdzającymi takie zmiany; dotyczyły one w sumie 22 przedsiębiorstw

i polegały na przedłużeniu okresu obowiązywania zatwierdzonej taryfy,

- 13 zakończono odmową dokonania zmiany decyzji zatwierdzającej taryfę w zakresie terminu obowiązywania tej taryfy,
- 2 postępowania pozostawiono bez rozpatrzenia (przedsiębiorcy nie dopełnili wymogów formalnych, obowiązujących dla wniosku taryfowego),
- 1 postępowania nie udało się zakończyć w 2004 r.

Wyraźne nasilenie spraw dotyczących zmian taryf wiązało się ze zmianą przepisów regulujących szczegółowe zasady kształtowania i kalkulacji taryf, jaka nastąpiła we wrześniu 2004 r. Przedsiębiorcy wnosili o przedłużenie okresu obowiązywania ostatnio zatwierdzonych im taryf, chcąc zyskać więcej czasu na opracowanie kolejnych, nowych taryf, zgodnych z nowymi zasadami.

b) efekty regulacji

Zatwierdzone w 2004 r. taryfy dla ciepła zawierały wielkości cenowe na poziomie wyższym, średnio o 0,4% od tych, jakie były ustalone w ostatnio stosowanych przez te przedsiębiorstwa. Zważywszy na wymiar inflacji w 2004 r. i jej prognozy na 2005 r., taryfy te powinny oznaczać realny spadek cen i stawek opłat za ciepło dla odbiorców. Pierwotne żądania podwyżek, o których zatwierdzenie występowały te przedsiębiorstwa, wynosiły niespełna 1,0%, przy czym maksymalny wzrost przychodów, o jaki wystąpiło jedno z tych przedsiębiorstw, to aż 95,3%! Żądania największych podwyżek zgłaszały koncesjonariusze wytwarzający ciepło z oleju opałowego. Było to spowodowane sytuacją na rynku paliw ciekłych, gdzie ceny produktów ropopochodnych znacznie wzrosły w połowie 2004 r. W tych przypadkach zatwierdzane taryfy były o kilkanaście-, a nawet kilkadziesiąt procent wyższe w stosunku do taryf ostatnio stosowanych przez tych przedsiębiorców. Niemniej, na tle lat poprzednich różnica między żadaną przez przedsiębiorstwa a ostatecznie zatwierdzoną w ich taryfach zmianą poziomu cen i stawek opłat była w 2004 r. wyraźnie mniejsza. Można wnosić, iż przedsiębiorstwa w wyniku kolejnych przeglądów regulacyjnych zracjonalizowały swoje projekcje co do kosztów działalności oraz cen ciepła i usług przesyłowych oferowanych odbiorcom. Przeprowadzona weryfikacja kosztów przyjmowanych przez przedsiębiorstwa do kalkulacji taryf, które zatwierdzono w 2004 r., pozwoliła na zredukowanie symulowanych obciążeń odbiorców ciepła o łączną kwotę ponad 10,9 mln zł, co odpowiada rocznym wydatkom na ciepło scentralizowane, ponoszonym przez odbiorców w mieście średniej wielkości.

W 2004 r. przeprowadzono kontrolę stosowania taryf, które w poprzednich latach zatwierdzono na okresy wieloletnie. Oczekiwano, że tego rodzaju regulacja bodźcowa powinna zachęcić przedsiębiorstwa do redukcji kosztów prowadzenia działalności koncesjonowanej, w nadziei na osiągnięcie zysku. Mimo iż przedsiębior-

stwa te miały możliwość dokonania samodzielnej nominalnej podwyżki bazowych cen i stawek opłat zawartych w zatwierdzonych im taryfach, odpowiednio do wyznaczonych im w decyzjach zatwierdzających te taryfy współczynników korekcyjnych, to większość z nich nie skorzystała z tej możliwości i utrzymała ceny i stawki opłat na niezmiennym poziomie.

Dominującą przyczyną odmowy zatwierdzenia taryf w 2004 r., podobnie jak w roku poprzednim, było naruszenie przy ich opracowywaniu zasad określonych w art. 44 ustawy – Prawo energetyczne. Najczęściej stwierdzano, że przedsiębiorstwo nie prowadzi w ramach zakładowych planów kont ewidencji księgowej w sposób umożliwiający odrębne obliczanie kosztów i przychodów dla działalności związanej z dostarczaniem energii oraz innej działalności. Ponadto, do najpoważniejszych błędów popełnianych przy opracowywaniu taryf należały:

- niezgodny z przepisami podział odbiorców na grupy taryfowe, niespójny z faktycznym zakresem świadczonych usług,
- zawyżanie przyjmowanych do kalkulacji cen i stawek opłat kosztów – głównie kosztów paliw i kosztów remontów,
- dokonywanie kalkulacji cen i stawek opłat na podstawie wielkości fizycznych (głównie mocy cieplnej) ustalonych niezgodnie z obowiązującymi przepisami,
- ustalenie kosztów wytwarzania ciepła w elektrociepłowni w sposób niezgodny z obowiązującymi w tym zakresie przepisami.

c) taryfy źródeł odnawialnych

W 2004 r. zatwierdzono nową, kolejną taryfę dla ciepła koncesjonariuszowi wytwarzającemu w celach gospodarczych ciepło w elektrociepłowni, w której jeden z kotłów energetycznych jest opalany biomasą (korą drzewną). Ponadto, w produkcji skojarzonej jest wykorzystywane w tej jednostce ciepło zakupywane w obcym źródle, pochodzące z przemysłowego procesu technologicznego produkcji celulozy. Ceny ciepła z tej jednostki są na poziomie podobnym jak w innych elektrociepłowniach w kraju.

1.3.3. Zatwierdzanie taryf dla energii elektrycznej

W 2004 r. w Oddziale Centralnym rozpatrywano 5 wniosków o zatwierdzenie nowych, kolejnych taryf dla energii elektrycznej; wnioskodawcami były 4 przedsiębiorstwa z woj. mazowieckiego wytwarzające energię elektryczną w skojarzeniu z ciepłem. Dwóm z nich zatwierdzono nowe taryfy, dwóm zaś odmówiono zatwierdzenia takich taryf, przy czym jeden ponownie wystąpił o zatwierdzenie taryfy, korygując swój poprzedni wniosek – postępowania w tym zakresie nie udało się zakończyć w 2004 r.

Rozpatrywano także pochodzące od 3 przedsiębiorców 4 wnioski o zmianę zatwierdzonych taryf – głównie w zakresie przedłużenia okresu ich obowiązywania.

W 1 przypadku uwzględniono wniosek przedsiębiorstwa, w pozostałych 3 odmówiono zmian decyzji zatwierdzających taryfy.

1.3.4. Zatwierdzanie taryf dla paliw gazowych

W roku sprawozdawczym rozpatrywano 4 wnioski dotyczące taryfy dla gazu ziemnego 1 koncesjonariusza (2 z nich dotyczyły zmiany okresu obowiązywania ostatnio zatwierdzonej taryfy tego przedsiębiorstwa dla gazu ziemnego, zaś 2 pozostałe – zatwierdzenia nowej taryfy; jeden z wniosków nie został rozpatrzony w 2004 r.). Koncesjonariusz ten funkcjonuje w segmencie tzw. energetyki przemysłowej jako przedsiębiorstwo multienergetyczne – prowadzi równocześnie działalność gospodarczą w zakresie ciepłownictwa, elektroenergetyki i gazownictwa. Z uwagi na powiązania między tymi działalnościami, regulacja każdej z nich jest realizowana przez oddział.

1.3.5. Rozstrzygnięcie spraw spornych

W sprawach spornych, o których mowa w art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, wydano w 2004 r. 29 decyzji administracyjnych, w tym:

- 8 decyzji rozstrzygających spór w sprawie odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej,
- 1 decyzję rozstrzygającą spór w sprawie odmowy zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej,
- 3 decyzje rozstrzygające spory w sprawie odmowy zawarcia umowy sprzedaży ciepła,
- 2 decyzje rozstrzygające spory w sprawie odmowy zawarcia umowy sprzedaży paliwa gazowego,
- 5 decyzji rozstrzygających spory w sprawie nieuzasadnionego wstrzymania dostaw energii elektrycznej,
- 1 decyzję rozstrzygającą spór w sprawie nieuzasadnionego wstrzymania dostaw paliw gazowych,
- 9 decyzji umarzających postępowania administracyjne (3 decyzje w sprawie odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, 1 decyzja w sprawie odmowy przyłączenia do sieci ciepłowniczej, 1 decyzja w sprawie odmowy zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej, 1 decyzja w sprawie odmowy zawarcia umowy sprzedaży ciepła, 3 decyzje w sprawie nieuzasadnionego wstrzymania dostaw energii elektrycznej).

Jedenaście wniosków (1 w sprawie odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, 3 w sprawie odmowy przyłączenia do sieci gazowej, 1 w sprawie odmowy zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej, 3 w sprawie odmowy zawarcia umowy sprzedaży ciepła, 1 w sprawie nieuzasadnionego wstrzymania dostaw energii elektrycznej oraz 2 zawierające żądanie, aby przedsiębiorstwo energetyczne wstrzymało dostawę energii elektrycznej) zostały pozostawione bez rozpoznania, gdyż wnioskodawcy nie uzupełnili w terminie braków formalnych.

Od wydanych decyzji zostało wniesionych 8 odwołań do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, które nie zostały jeszcze rozpatrzone.

W 2004 r. Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów oddalił 6 odwołań od decyzji Prezesa URE, zmienił 1 decyzję oraz uchylił 1 decyzję, jednocześnie umarzając postępowanie administracyjne.

Na koniec 2004 r. w toku pozostawało 14 postępowań administracyjnych (6 w sprawie odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, 2 w sprawie odmowy przyłączenia do sieci gazowej, 1 w sprawie odmowy zawarcia umowy sprzedaży ciepła, 5 w sprawie nieuzasadnionego wstrzymania dostaw energii elektrycznej).

Na mocy art. 8 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, nie zostało w 2004 r. wydane żadne postanowienie.

Charakter rozstrzyganych w 2004 r. spraw najbardziej zdają się oddawać spory dotyczące odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność polegającą na przesyłaniu i dystrybucji energii elektrycznej, odmawiając przyłączenia do sieci nowych odbiorców podnosiło, że w związku z nieuchwaleniem przez daną gminę projektu założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, o którym mowa w art. 19 ustawy – Prawo energetyczne, przeprowadziło analizę, z której wynikało, że nie istnieją ekonomiczne warunki przyłączenia odbiorców do sieci. W zakończonych w 2004 r. sprawach, po przeprowadzeniu postępowania wyjaśniającego ustalono, że brak jest ekonomicznych warunków do przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, gdyż okres zwrotu inwestycji niezbędnej do zasilania w energię elektryczną nieruchomości podmiotów, które miały być przyłączone do sieci, wyniesie ok. 20 lat.

1.3.6. Skargi i wnioski dotyczące działalności przedsiębiorstw energetycznych

W roku sprawozdawczym do oddziału wpłynęło 111 skarg, w tym:

- 84 skargi dotyczące energii elektrycznej,
- 19 skarg dotyczących ciepła,
- 8 skarg dotyczących paliw gazowych.

Skargi dotyczące ciepła odnosiły się głównie do systemu rozliczeń za jego dostarczanie oraz propozycji zapisów projektów umów sprzedaży i zmiany postanowień umów już zawartych.

Przedmiotem skarg w zakresie energii elektrycznej były przede wszystkim kwestie związane z wykonywaniem zawartych umów o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, rozliczeniami wynikającymi z umów sprzedaży oraz nielegalnym poborem energii elektrycznej.

Natomiast w odniesieniu do paliw gazowych odbiorcy kwestionowali prawidłowość prowadzenia rozliczeń przez przedsiębiorstwo energetyczne działające na terenie województwa mazowieckiego.

Nową kwestią, która w szerszym niż dotychczas zakresie uwidoczniła się w sprawach załatwianych w 2004 r., była ocena prawidłowości stosowania przez przedsiębiorstwa elektroenergetyczne i gazownicze procedur przewidzianych w art. 6 ust. 3a ustawy – Prawo energetyczne, w tym sporządzania i doręczania odbiorcom wezwań do uiszczenia zaległych i bieżą-

cych należności za dostarczone paliwa gazowe lub energię elektryczną, co miało miejsce tak w przypadku skarg, jak i sporów z art. 8 ust. 1 tej ustawy.

Skarżący zwracali się również z prośbami o wyjaśnienie obowiązujących przepisów.

W sprawach, w których stwierdzono naruszenie przez przedsiębiorstwa energetyczne przepisów prawa, po wezwaniu przedsiębiorstwa usuwały te naruszenia. Skargi, do załatwienia których Prezes URE nie posiadał uprawnień (łącznie 11), zostały zwrócone skarżącym z odpowiednim pouczeniem, zgodnie z art. 66 § 3 Kpa.

W rozpatrywanych w 2004 r. sprawach spornych i skargach przedsiębiorstwa energetyczne starały się nie powielać nieprawidłowych działań. Było to wynikiem, jak należy przypuszczać, wykorzystania dotychczasowej wiedzy o sposobie rozstrzygania sporów i załatwiania skarg przez Prezesa URE.

1.3.7. Działalność kontrolna

a) parametry jakościowe dostaw

Przeprowadzono 1 kontrolę dotyczącą parametrów jakościowych dostaw energii elektrycznej, nie stwierdzając nieprawidłowości.

b) parametry jakościowe obsługi odbiorców

Wykonano 3 kontrole parametrów jakościowych obsługi odbiorców. W jednym przypadku stwierdzono nieprawidłowości polegające na wystawieniu odbiorcy faktur za energię elektryczną przed dniem zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej, tj. za energię elektryczną zużytą przez poprzedniego odbiorcę. Przedsiębiorstwo energetyczne usunęło te nieprawidłowości.

c) prawidłowość stosowania taryf

Przeprowadzono 10 kontroli dotyczących prawidłowości stosowania taryfy (3 w sprawie taryf dla energii elektrycznej, 5 w sprawie taryf dla ciepła, 2 w sprawie taryf dla paliw gazowych). Stwierdzono nieprawidłowości w działalności 6 przedsiębiorstw energetycznych. Polegały one na stosowaniu nie zatwierdzonej taryfy, na nieprawidłowym wystawianiu faktur za paliwa gazowe i energię elektryczną. Na dwa przedsiębiorstwa zostały nałożone kary pieniężne.

d) utrzymywanie zapasów paliw

W ramach postępowań administracyjnych w sprawie zatwierdzania taryf dla ciepła wzywano przedsiębiorstwa energetyczne do przedstawiania informacji o realizacji obowiązku utrzymywania zapasów paliw. Nadesłane przez 1 z przedsiębiorstw wyjaśnienia w tym zakresie wskazywały, że przedsiębiorstwo to nie utrzymuje wymaganych prawem zapasów paliwa. O przypadku tym poinformowano odpowiednią komórkę organizacyjną URE, do kompetencji której należy kontrola obowiązku utrzymywania przez przedsiębiorstwa energetyczne zapasów paliw.

e) prowadzenie ewidencji księgowej niezgodnie z art. 44 ustawy – Prawo energetyczne

W ramach postępowań administracyjnych w sprawie zatwierdzania taryf dla ciepła, wzywano przedsiębiorstwa energetyczne do przedstawiania dokumentów potwierdzających prawidłowość prowadzenia tej ewidencji. Na 2 przedsiębiorstwa, które – jak ustalono – prowadziły ewidencję księgową niezgodnie z art. 44 ustawy – Prawo energetyczne, nałożono kary pieniężne.

f) obowiązek informowania o efektywności energetycznej urządzeń

Kontrola problemowa przeprowadzona w 2004 r., dotycząca przestrzegania przez producentów i importatorów obowiązków, o którym mowa w art. 52 ustawy – Prawo energetyczne, tj. informacji o efektywności energetycznej urządzeń i charakterystyce technicznej, została przeprowadzona w odniesieniu do 12 podmiotów. W czterech z pięciu zakończonych w roku 2004 spraw stwierdzono nieprawidłowości, które zostały usunięte.

1.3.8. Nakładanie kar pieniężnych

W 2004 r. wydano 4 decyzje w sprawach wymierzenia kar pieniężnych i nałożono kary w łącznej wysokości:

- 65 227 zł za stosowanie cen i taryf bez dopełnienia obowiązku ich przedstawienia Prezesowi URE do zatwierdzenia, o którym mowa w art. 47 ustawy – Prawo energetyczne (art. 56 ust. 1 pkt 5 tej ustawy),
- 6 959 zł za nieprzestrzeganie obowiązku prowadzenia ewidencji księgowej zgodnie z postanowieniami art. 44 ustawy – Prawo energetyczne (art. 56 ust. 1 pkt 8 ustawy – Prawo energetyczne).

Od 2 decyzji o nałożeniu kary przedsiębiorstwa wniosły odwołania. W jednym przypadku w wyniku cofnięcia odwołania postępowanie sądowe zostało umorzone, w drugim sprawa nie została jeszcze rozstrzygnięta.

1.4. Pozostała działalność oddziału

a) współpraca z Urzędem Ochrony Konkurencji i Konsumentów

Współpraca z Urzędem Ochrony Konkurencji i Konsumentów (UOKiK) polegała na współdziałaniu z Delegaturą UOKiK w Warszawie. W toku prowadzonych przez nią postępowań pracownicy Delegatury zwracali się telefonicznie o wyjaśnienie kwestii związanych ze stosowaniem przepisów ustawy – Prawo energetyczne i aktów wykonawczych do tej ustawy, w szczególności związanych z oceną prawidłowości stosowania taryf dla ciepła przez przedsiębiorstwa energetyczne nie posiadające koncesji na wytwarzanie, przesyłanie i dystrybucję ciepła lub obrót ciepłem.

b) współpraca z rzecznikami konsumentów

W 2004 r. prowadzono postępowania wyjaśniające w wyniku nadesłania pism przez powiatowych rzeczników konsumentów, jak również udzielano pisemnych wyjaśnień na kierowane do oddziału pisma w sprawach

konsumenckich, dotyczących dostarczania paliw i energii, a także wyjaśnień telefonicznych (głównie w sprawach dotyczących prawidłowości prowadzonych rozliczeń za ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, w tym kwestii związanych z wystawianiem faktur). Na bieżąco kontakty były utrzymywane zwłaszcza z Rzecznikami Konsumentów z Ciechanowa, Grójca, Mławy, Przasnysza i Radomia.

c) współpraca z samorządami lokalnymi

W 2004 r. na bieżąco kontaktowano się z samorządami lokalnymi w trakcie postępowań administracyjnych w sprawie zatwierdzenia taryf i rozstrzygania spraw spornych z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

2. Północno-Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Szczecinie

Zasięg terytorialny Północno-Zachodniego Oddziału Terenowego z siedzibą w Szczecinie obejmuje obszar województw: zachodniopomorskiego i lubuskiego, łącznie 28 powiatów i 197 gmin, w tym 5 gmin o statusie miasta na prawach powiatu.

Na koniec grudnia 2004 r. w oddziale było zatrudnionych 14 osób, wszystkie z wykształceniem wyższym, w tym: 3 z wykształceniem prawniczym, 5 – ekonomicznym, 5 – technicznym i 1 – humanistycznym.

Funkcję dyrektora oddziału od 3 stycznia 2000 r. pełni Witold Kępa.

2.1. Charakterystyka lokalnego sektora energetycznego

Od początku procesu koncesjonowania do 31 grudnia 2004 r. w obrębie właściwości terytorialnej oddziału zostało udzielonych łącznie 636 koncesji 523 przedsiębiorstwom energetycznym.

W 79 koncesjonowanych przedsiębiorstwach ciepłowniczych łączna zainstalowana moc cieplna wynosi 4 575 MW, w tym w woj. zachodniopomorskim 3 199 MW, a w woj. lubuskim 1 376 MW.

Do największych producentów energii elektrycznej, ciepła oraz dystrybutorów ciepła należą: Zespół Elektrowni „Dolna Odra” SA w Nowym Czarnowie (sprzedaż ciepła: 4 656 193 GJ i sprzedaż energii elektrycznej 5 141,50 GWh), Elektrociepłownia „Gorzów” SA w Gorzowie Wielkopolskim (sprzedaż ciepła: 1 903 983 GJ i sprzedaż energii elektrycznej 661,60 GWh), Elektrociep-

łownia „Zielona Góra” SA w Zielonej Górze (sprzedaż ciepła: 1 705 221 GJ i sprzedaż energii elektrycznej 596,80 GWh), Szczecińska Energetyka Ciepła Sp. z o.o. w Szczecinie (sprzedaż ciepła: 4 515 528 GJ), Miejska Energetyka Ciepła Sp. z o.o. w Koszalinie (sprzedaż ciepła: 1 098 083 GJ).

Na terenie obu województw działały głównie dwie spółki dystrybuujące energię elektryczną: Zakład Energetyczny Koszalin SA w Koszalinie (sprzedaż energii: 1 294 GWh) oraz oddziały wchodzące w skład Grupy Energetycznej ENEA SA z siedzibą w Poznaniu: Oddział w Gorzowie Wielkopolskim (sprzedaż energii: 1 253 GWh), Oddział w Szczecinie (sprzedaż energii: 2 625 GWh) i Oddział w Zielonej Górze (sprzedaż energii: 1 819 GWh).

Przesyłaniem i dystrybucją gazu oraz jego obrotem na terenie województw zachodniopomorskiego i lubuskiego zajmują się głównie dwa podmioty: Zakład Gazowniczy Koszalin i Zakład Gazowniczy Szczecin, wchodzące w skład Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

Aktualnie w zasięgu terytorialnym oddziału funkcjonuje 127 odnawialnych źródeł energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej 178,16 MW. Jest to 8 elektrowni wiatrowych o łącznej mocy zainstalowanej 58,66 MW, 7 elektrowni zasilanych biogazem, o mocy 2,40 MW, oraz 112 elektrowni wodnych o mocy 117,10 MW, z największą w tym rejonie elektrownią wodną Dychów SA o mocy zainstalowanej 79,50 MW.

W pasie nadmorskim, w rejonie Wolina i Darłowa, działają 4 największe w Polsce farmy elektrowni wiatrowych o łącznej mocy zainstalowanej 58,16 MW. Największa z tych elektrowni o mocy zainstalowanej 30 MW, położona na południowy wschód od wyspy Wolin, w 2004 r. wprowadziła do sieci należącej do spółki dystrybucyjnej ENEA SA Oddział w Szczecinie energię w ilości 66 817 MWh.

Na terenie woj. zachodniopomorskiego, w miejscowości Pyrzyce, działa przedsiębiorstwo GEOTERMIA PYRZYCE Sp. z o.o., wykorzystujące do produkcji ciepła energię wód termalnych oraz gazu ziemnego, które sprzedało w 2004 r. 110 000 GJ ciepła. Ponadto, w miejscowości Stargard Szczeciński 30 grudnia 2004 r. przekazano do eksploatacji źródło geotermalne o mocy 14 MW. Przedsiębiorstwo Usług Ciepłowniczych GEOTERMIA STARGARD Sp. z o.o., eksploatujące to źródło ciepła, zakłada produkcję ciepła w granicach 300 000 GJ rocznie.

Tabela 3. Struktura sektora energetycznego w zakresie koncesjonowanym na obszarze województw zachodniopomorskiego i lubuskiego

Podsektor	Liczba koncesjonariuszy			Liczba koncesji		
	woj. zachodniopomorskie	woj. lubuskie	Ogółem oddział	woj. zachodniopomorskie	woj. lubuskie	Ogółem oddział
Ciepłownictwo	51	28	79	101	55	156
Elektroenergetyka	53	23	76	62	25	87
Gazownictwo	5	1	6	10	3	13
Paliwa ciekłe	217	145	362	233	147	380
Razem	326	197	523	406	230	636

Źródło: Północno-Zachodni OT URE.

Istotnym pozostaje fakt utrzymującego się nadal zainteresowania inwestorów uruchamianiem i przyłączeniem do sieci zarówno dużych farm wiatrowych, jak i małych elektrowni wodnych. Oprócz dotychczasowego pasa nadmorskiego, obszar potencjalnego inwestowania poszerza się o tereny woj. lubuskiego.

2.2. Odbiorcy paliw i energii

Do największych odbiorców przemysłowych regionu, zużywających rocznie od 100 do 300 GWh energii elektrycznej, należą: Zakłady Chemiczne „Police” SA, Kronopol Żary, Arctic Paper Kostrzyn SA, ICT Poland Sp. z o.o. Kostrzyn, „Kronospan PL” Sp. z o.o. w Szczecinku oraz PKP ENERGETYKA Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie.

Zakłady Chemiczne „Police” SA są jednocześnie największym odbiorcą gazu ziemnego w rejonie, zużywającym aktualnie ponad 560 mln m³ rocznie.

Dominującymi odbiorcami ciepła są odbiorcy komunalni, czyli spółdzielnie i wspólnoty mieszkaniowe oraz towarzystwa budownictwa mieszkaniowego. W największych aglomeracjach miejskich, tj. w Szczecinie, Gorzowie Wielkopolskim, Koszalinie i Zielonej Górze, odbiorcy komunalni zakupili 69,4% łącznej ilości ciepła sprzedanego przez przedsiębiorstwa ciepłownicze działające w tych miejscowościach.

2.3. Działalność regulacyjna

2.3.1. Koncesjonowanie

W 2003 r. oddział wydał łącznie 134 decyzje koncesyjne, z czego 68 dotyczyło koncesji na obrót paliwami ciekłymi, 64 – wytwarzania, przesyłania i dystrybucji oraz obrotu ciepłem, 2 – wytwarzania energii elektrycznej w skojarzeniu z ciepłem.

W zakresie obrotu paliwami ciekłymi wydano 67 decyzji udzielających koncesji oraz 1 decyzję odmawiającą udzielenia koncesji.

W zakresie wytwarzania, przesyłania i dystrybucji oraz obrotu ciepłem i wytwarzania energii elektrycznej w skojarzeniu z ciepłem decyzje dotyczyły najczęściej rozszerzenia lub ograniczenia zakresu prowadzonej przez koncesjonariuszy działalności energetycznej w zakresie przede wszystkim zmiany liczby eksploatowanych źródeł ciepła i mocy w nich zainstalowanych, jak też zmiany ilości sieci ciepłowniczych oraz konieczności dostosowania zapisów koncesji do aktualnego stanu organizacyjno-prawnego przedsiębiorstwa (54 decyzje). Ponadto,

4 decyzje dotyczyły udzielenia przedsiębiorcom nowych koncesji, a 1 decyzja dotyczyła udzielenia promesy na rozszerzenie koncesji. Wydano 2 decyzje stwierdzające wygaśnięcie koncesji, 1 – cofającą koncesję oraz 4 – przedłużające okresy ważności promes koncesji.

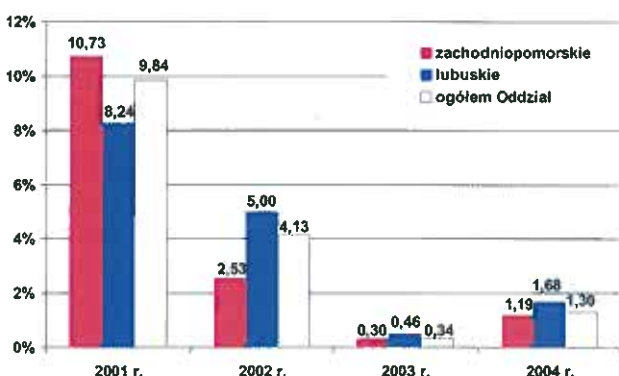
2.3.2. Zatwierdzanie taryf dla ciepła

Na 31 grudnia 2004 r. spośród 79 koncesjonowanych przedsiębiorstw energetycznych zatwierdzoną taryfę dla ciepła posiadało 78 przedsiębiorstw; moc zainstalowana w tych firmach wynosi 4 572 MW, co stanowi 99,9% mocy wszystkich 79 przedsiębiorstw prowadzących działalność koncesjonowaną na terenie oddziału (4 575 MW).

W 2004 r. w oddziale zostało zatwierdzonych 36 taryf dla ciepła (25 w woj. zachodniopomorskim, 10 w woj. lubuskim i 1 z terenu woj. lubelskiego).

Średni wskaźnik wzrostu cen i stawek opłat w 2004 r. wyniósł 1,30%, w tym: w woj. zachodniopomorskim 1,19%, w woj. lubuskim 1,68%. Porównując wskaźniki wzrostu cen i stawek opłat na przestrzeni czterech ostatnich lat (2001 – 2004), można stwierdzić, iż z roku na rok następuje obniżenie przyrostów cen i stawek opłat w odniesieniu do ostatnio stosowanych, z wartości ponad 9% w 2001 r. do 0,3% w 2003 r. i niewielkiego wzrostu w 2004 r. (rysunek 3).

Rysunek 3. Wzrosty cen i stawek opłat w latach 2001 – 2004



Dominującym paliwem podstawowym w sprzedaży ciepła jest miał węgla kamiennego (92,1% ogólnej sprzedaży), znaczenie ma również gaz ziemny (6,9% sprze-

Tabela 4. Struktura sprzedaży ciepła w zależności od paliwa podstawowego w taryfach dla ciepła zatwierdzonych w 2004 r.

Województwo	Udział paliwa podstawowego w sprzedaży ciepła w %						ogółem
	miał węgla kamiennego	węgiel brunatny	inne stałe	gaz ziemny	olej opałowy lekki	pozostałe paliwa	
Zachodniopomorskie	90,0	–	0,1	9,4	0,3	0,2	100
Lubuskie	95,4	0,2	1,2	2,6	0,1	0,5	100
Inne	100,0	–	–	–	–	–	100
Ogółem oddział	92,1	0,1	0,4	6,9	0,2	0,3	100

Źródło: Północno-Zachodni OT URE.

daży), a sprzedaż ciepła z innych paliw jest marginalna (poniżej 1%).

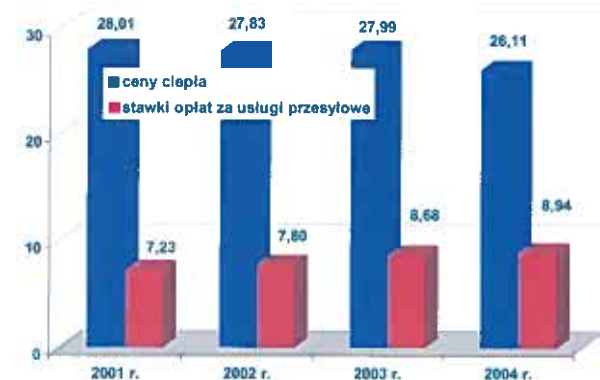
W 2004 r. odnotowano po raz kolejny spadek mocy zamawianej przez odbiorców ciepła, wynikający m.in. z prowadzonych działań termomodernizacyjnych. Ogólna wartość mocy zamówionej przez odbiorców w przedsiębiorstwach, którym zatwierdzono taryfę dla ciepła w omawianym okresie, została obniżona z 1 932,18 MW w roku poprzedzającym do 1 822,67 MW w 2004 r., czyli o 109,51 MW, co stanowi 5,7%.

Średnioważona cena wytwarzania ciepła, wynikająca z zatwierdzonych w 2004 r. taryf dla ciepła, wynosi 26,11 zł/GJ, w tym: dla woj. zachodniopomorskiego 26,58 zł/GJ, dla woj. lubuskiego 25,44 zł/GJ.

Średni spadek cen wytwarzania ciepła w odniesieniu do cen ostatnio stosowanych wynosi 0,40% (w tym w woj. zachodniopomorskim spadek o 0,32%, w woj. lubuskim spadek o 0,71%). Uwzględniając rodzaj stosowanego przez przedsiębiorstwa energetyczne paliwa, w źródłach opalanych paliwami pozostałymi został odnotowany spadek cen o 2,85%, natomiast najwyższy wzrost cen wystąpił w źródłach opalanych olejem opalowym lekkim (wzrost o 13,66%). W źródłach opalanych węglem kamiennym, przy sprzedaży 12 872 025 GJ (92,10% całkowitej sprzedaży ciepła), nastąpił spadek cen o 0,67%.

Średnioważona stawka opłaty za usługi przesyłowe wynikająca z zatwierdzonych w roku 2004 taryf wynosi 8,94 zł/GJ, w tym: w woj. zachodniopomorskim 9,51 zł/GJ, a w woj. lubuskim 7,87 zł/GJ. Średni wzrost stawek opłat za usługi przesyłowe w odniesieniu do stawek opłat ostatnio stosowanych wyniósł 7,19% (6,09% w woj. zachodniopomorskim i 9,67% w woj. lubuskim).

Rysunek 4. Średnioważone ceny i stawki opłat wynikające z taryf zatwierdzonych w latach 2001 – 2004 (w zł/GJ)



Należy podkreślić, że ostateczne wzrosty opłat za ciepło w przypadku niemal wszystkich przedsiębiorstw energetycznych są niższe od proponowanych przez nie w pierwszych wersjach składanych wniosków o zatwierdzenie taryfy dla ciepła. Weryfikacja kosztów przyjmowanych przez te podmioty do ustalenia cen

i stawek opłat doprowadziła do obniżenia kosztów uznanych jako uzasadnione, a w konsekwencji do ograniczenia wzrostu cen i stawek opłat dla odbiorców końcowych do poziomu 1,30%. W wyniku tych działań weryfikacja 36 wniosków taryfowych spowodowała zmniejszenie opłat za ciepło, jakie musieliby ponosić jego odbiorcy, o kwotę 7,2 mln zł (obniżka cen i stawek opłat o 0,52 zł/GJ).

W omawianym okresie dokonano 34 zmian w obowiązujących taryfach dla ciepła, z czego 31 dotyczyło przedłużenia okresu obowiązywania taryfy, a 3 – zmiany stosowanego paliwa bądź zmian związanych z rozszerzeniem działalności o nowe źródła ciepła. Wydano ponadto 4 decyzje odmawiające zmiany taryfy dla ciepła (poprzez jej przedłużenie) oraz 4 decyzje umarzające postępowania.

2.3.3. Struktura własnościowa przedsiębiorstw ciepłowniczych i jej wpływ na ceny i stawki opłat

Dla 79 koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych, według stanu na 31 grudnia 2004 r., przeważającymi formami prawnymi-organizacyjnymi były: spółki z o.o. (51 firm) i spółki akcyjne (13). Wśród innych form występowały jednostki samorządu terytorialnego miast i gmin (7), spółdzielnie mieszkaniowe (2), przedsiębiorstwa państwowe (1) oraz pozostałe przedsiębiorstwa (spółki jawne, osoby prywatne, szpital – 5).

Z tabeli 5 (str. 72) wynika, iż najniższa średnia wskaźnikowa cena wytwarzania ciepła (25,07 zł/GJ) oraz najniższa średnia wskaźnikowa stawka opłaty za usługi przesyłowe (2,10 zł/GJ) w taryfach zatwierdzonych w 2004 r. występują w spółkach akcyjnych, których udział w przychodach stanowi 47,1%.

2.3.4. Zatwierdzanie taryf dla energii elektrycznej produkowanej w skojarzeniu z ciepłem

W 2004 r. oddział rozpatrywał wnioski 3 przedsiębiorstw energetycznych o zatwierdzenie taryf dla energii elektrycznej wytwarzanej w pełnym skojarzeniu z ciepłem, tj. Elektrociepłowni Zielona Góra SA (Elektrociepłownia Zielona Góra), Zespołu Elektrowni Dolna Odra SA (Elektrownia Szczecin) oraz Elektrociepłowni GIGA Sp. z o.o. w Świdniku. Weryfikacja przedstawionych taryf dla układów skojarzonych przyczyniła się do obniżenia obciążenia dla odbiorców energii elektrycznej o kwotę 11,8 mln zł w stosunku do pierwotnych propozycji przedsiębiorstw. Ponadto, została wydana 1 decyzja odmawiająca zmiany taryfy dla energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z ciepłem.

2.3.5. Zatwierdzanie taryf dla paliw gazowych

W 2004 r. oddział rozpatrywał wniosek przedsiębiorstwa energetycznego prowadzącego działalność gospodarczą w zakresie przesyłania i dystrybucji oraz obrotu paliwami gazowymi. Zatwierdzona pierwsza taryfa zawierała średnie ceny dostarczanego gazu niższe

Tabela 5. Struktura przedsiębiorstw oraz analiza przychodów, cen i stawek opłat w zatwierdzonych w 2004 r. taryfach dla ciepła z uwzględnieniem formy prawnej przedsiębiorstw

Grupa przedsiębiorstw	Liczba przedsiębiorstw	Struktura [%]	Przychody ogółem [w tys. zł]	Struktura przychodów [%]	Średnia wskaźnikowa cena wytwarzania ciepła [zł/GJ]	Średnia wskaźnikowa stawka opłaty za usługi przesyłowe [zł/GJ]
Jednostki samorządu terytorialnego miast i gmin	2	5,6	1 403,90	0,3	43,60	9,87
Spółki akcyjne	6	16,7	224 638,29	47,1	25,07	2,10
Spółki z o.o.	25	69,4	249 844,41	52,3	27,70	10,32
Spółdzielnie mieszkaniowe	1	2,7	521,64	0,1	–	12,45
Pozostałe przedsiębiorstwa (spółki jawne i cywilne, osoby prywatne, szpital)	2	5,6	1 166,69	0,2	43,68	6,85
Razem	36	100,0	477 574,95	100,0	26,22	8,94

Źródło: Północno-Zachodni OT URE.

od ostatnio stosowanych o 9,1% (dla poszczególnych grup taryfowych zmiany cen kształtowały się w przedziale od wzrostu 5,3% do spadku 17,6%).

2.3.6. Rozstrzygnięcie spraw spornych

W okresie sprawozdawczym prowadzono 29 postępowań administracyjnych, z których 14 zostało zakończonych decyzjami administracyjnymi (w tym 8 decyzji orzekających o umorzeniu postępowania); 11 sporów wszczętych w roku 2004 jest w toku postępowania dowodowego. W dwóch sprawach postępowania sporne zostały zawieszono.

Składane wnioski o rozpatrzenie postępowań administracyjnych w trybie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne dotyczyły energii elektrycznej – 15 postępowań, ciepła – 10, gazu – 4.

W 17 przypadkach odbiorcy składali wnioski o ustalenie treści lub zmiany warunków zawartych umów z przedsiębiorstwami energetycznymi. W większości spraw sporne były zapisy dotyczące wysokości opłat przyłączeniowych oraz mocy zamówionej (i trybu jej zmiany) w umowach sprzedaży i umowach o przyłączenie energii elektrycznej i ciepła.

W 2004 r. również pojawiła się (w 2003 r. była to nowość) kategoria spraw spornych rozpatrywanych przez oddział, związanych z wysokością opłat za przyłączenie do sieci elektroenergetycznej. W przedmiotowych sprawach zastrzeżenia podmiotów przyłączanych dotyczyły wielkości mocy przyłączeniowej budynków wielolokalowych. Podmioty przyłączane określały we wnioskach moc przyłączeniową jako sumę mocy zapotrzebowanej dla wszystkich lokali w budynku, z uwzględnieniem tzw. współczynników jednoczesności poboru mocy zależnych od liczby lokali w budynku. Przedsiębiorstwo sieciowe nakazywało natomiast określenie w tych przypadkach mocy przyłączeniowej jako sumy mocy zapotrzebowanej dla wszystkich lokali. Powodowało to znaczne zawyżanie mocy przyłączeniowej i tym samym opłaty

za przyłączenie. W okresie sprawozdawczym prowadzono w oddziale trzy takie postępowania, zakończone dwiema decyzjami ustalającymi treść umów przyłączeniowych (z uwzględnieniem współczynników jednoczesności poboru), jedno postępowanie umorzono na wniosek strony, w wyniku zawartego porozumienia między stronami odnośnie kwestionowanych przez odbiorcę zapisów projektu umowy przyłączeniowej. Do dziś nie zostało rozpatrzone przez Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów odwołanie przedsiębiorstwa energetycznego w podobnej sprawie od decyzji wydanej w 2003 r.

Zaznaczyć należy, że w taryfach dla energii elektrycznej, obowiązujących spółki dystrybucyjne od 1 stycznia 2005 r., został wprowadzony zapis o wyznaczaniu mocy przyłączeniowej dla budynków wielolokalowych z uwzględnieniem współczynników jednoczesności.

W roku sprawozdawczym zostało również zakończono (wszczęte w roku 2003) postępowanie sporne w sprawie ustalenia istnienia obowiązku oraz określenia treści umowy o świadczenie usług przesyłowych odbiorcy z przedsiębiorstwem sieciowym, w związku z zawarciem przez odbiorcę umowy sprzedaży ciepła bezpośrednio z wytwórcą. Dla ustalenia, czy po stronie przedsiębiorstwa sieciowego istnieje obowiązek zawarcia przedmiotowej umowy (a więc skorzystania z zasady TPA), zgodnie z ukształtowanym orzecznictwem, został powołany biegły w celu sporządzenia opinii dotyczącej stanu faktycznego sprawy. Po przeprowadzeniu postępowania dowodowego została wydana decyzja orzekająca, iż na przedsiębiorstwo sieciowym (wobec braku technicznych warunków dostarczenia ciepła ze wskazanej przez wytwórcę źródła do obiektu odbiorcy oraz stwierdzonej niekorzystnej zmiany cen innych podmiotów przyłączonych do sieci) nie ciąży obowiązek zawarcia umowy przesyłowej do budynku odbiorcy. Od decyzji powyższej odwołanie złożył zarówno odbiorca, jak i wytwórca ciepła. Sprawa oczekuje na rozpatrzenie przez Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

W 6 przypadkach odbiorcy zwracali się z wnioskami o stwierdzenie nieuzasadnionego wstrzymania dostaw energii elektrycznej lub paliwa gazowego. W 4 przypadkach po przeprowadzeniu postępowania administracyjnego uznano, że wstrzymania dostaw do lokali mieszkaniowych odbiorców nie były uzasadnione. W większości z nich, pomimo ustania przyczyn uzasadniających wstrzymanie dostarczania energii elektrycznej i paliwa gazowego, przedsiębiorstwa energetyczne nie spełniły obowiązku bezzwłocznego wznowienia ich dostarczania.

Nową kategorię sporów w roku 2004 stanowiły postępowania administracyjne, w których występowały dwa przedsiębiorstwa energetyczne. Jeden ze złożonych wniosków o rozstrzygnięcie postępowania spornego dotyczył ustalenia treści umowy na dostawę ciepła pomiędzy wytwórcą a przedsiębiorstwem sieciowym, drugie postępowanie zostało wszczęte w sprawie ustalenia treści umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej farm wiatrowych. Oba postępowania są w toku.

W okresie sprawozdawczym w 3 sprawach odmówiono wydania postanowień o nakazaniu dostaw do czasu ostatecznego rozstrzygnięcia sporu (z powodu braku technicznych warunków kontynuowania dostaw), w 2 postanowieniach nakazano na podstawie art. 8 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne podjęcie i określono warunki kontynuowania dostaw energii elektrycznej.

2.3.7. Skargi i wnioski dotyczące działalności przedsiębiorstw energetycznych

W roku 2004 do oddziału wpłynęło 90 skarg i zażaleń związanych z działalnością przedsiębiorstw energetycznych, z których 46 dotyczyło energii elektrycznej, 33 – ciepła i 11 – paliw gazowych.

Odbiorcy energii elektrycznej wnosili skargi na działania przedsiębiorstw energetycznych, wstrzymanie dostaw energii, sposób przeprowadzenia kontroli instalacji elektrycznej przez pracowników przedsiębiorstw energetycznych, poruszali zagadnienia związane z przyłączaniem nowych odbiorców do sieci (m.in. opodatkowania opłat przyłączeniowych podatkiem VAT), odpowiedzialności za instalacje elektryczną (granica stron) oraz odpłatności za usytuowanie na prywatnych terenach urządzeń i elementów sieci.

W odniesieniu do ciepła, skargi odbiorców dotyczyły głównie zagadnień związanych z warunkami dostarczania ciepła, przyłączenia do sieci ciepłowniczej oraz rozliczeń za ciepło.

Wnoszone skargi z zakresu paliw gazowych dotyczyły wstrzymania dostaw paliwa i stwierdzenia nielegalnego jego poboru, zagadnień związanych z przyłączeniem do sieci, rozliczeń za pobrane paliwo, standardów jakościowych dostaw.

Skarżący zwracali się również z prośbami o wyjaśnienie obowiązujących przepisów z zakresu prawa energetycznego.

Spośród spraw nie wymagających wszczęcia postępowania administracyjnego, w przypadku 85 złożonych skarg sprawy zostały zakończone poprzez udzielenie zainteresowanym, po ustaleniu okoliczności faktycznych i prawnych, odpowiedzi w oparciu o przepisy ustawy – Prawo energetyczne oraz zebrane materiały dowodowe i wyjaśniające przedsięwzięcia energetycznych. W 2 przypadkach podania zwrócono na mocy art. 66 § 3 kpa. W jednym przypadku, po przeprowadzeniu postępowania w trybie wyjaśniającym, odbiorca złożył wniosek o rozstrzygnięcie sporu dotyczącego wstrzymania dostaw gazu do lokalu mieszkalnego. Jedną skargę pozostawiono bez rozpoznania wobec nie podpisania pisma przez zainteresowanego.

Spośród powyższych 90 skarg, 3 postępowania wyjaśniające zostały zainicjowane przez Powiatowych i Miejskich Rzeczników Konsumentów. Dwa postępowania dotyczyły wniosków o pomoc prawną w ramach analizy przedstawionych odbiorcom rozliczeń za dostarczone ciepło, jedno postępowanie dotyczyło wstrzymania dostaw energii elektrycznej przez administratora SM do lokali spółdzielców.

Jedno postępowanie wyjaśniające zostało zainicjowane przez Wojewódzki Inspektorat Inspekcji Handlowej. Dotyczyło ono skarg mieszkańców Gorzowa Wlkp. na jakość gazu. W wyniku postępowania wyjaśniającego ustalono, iż wartości parametrów gazu wysokometanowego GZ-50 były zgodne zarówno z wymogami Polskiej Normy, jak i wartościami określonymi w taryfie dostawcy.

2.3.8. Działalność kontrolna

a) w zakresie prowadzenia działalności koncesjonowanej

Z inicjatywy oddziału, jak również w wyniku wpływających do urzędu skarg odbiorców na działalność przedsiębiorstw koncesjonowanych, monitorowanie warunków koncesji jest prowadzone na bieżąco w toku postępowań koncesyjnych i taryfowych. Ponadto, warunki prowadzenia działalności były sprawdzane na podstawie nadsyłanych przez przedsiębiorstwa sprawozdań z działalności koncesjonowanej w roku 2003. Przeprowadzone kontrole wykazały w szczególności brak posiadania koncesji przez przedsiębiorstwa objęte obowiązkiem koncesyjnym, niepoinformowanie oddziału o dokonanych zmianach w zakresie lub przedmiocie prowadzonej przez koncesjonowane przedsiębiorstwa energetyczne działalności, jak również zaniedbanie obowiązku informowania urzędu o zakończeniu prowadzonej działalności koncesjonowanej. Nieprawidłowości polegały również na niewypełnieniu warunków koncesyjnych, polegających na dostosowaniu umów z odbiorcami do obowiązujących przepisów ustawy – Prawo energetyczne oraz niezłożeniu w wymaganym terminie sprawozdań koncesyjnych.

Na podstawie kontroli warunków wykonywania koncesji przeprowadzonych przy okazji postępowań taryfowych, ujawniono 13 przypadków nieprawidłowości w zakresie prowadzenia działalności koncesjonowanej,

które następnie na skutek podjętych przez oddział działań zostały skorygowane przez przedsiębiorstwa energetyczne. W 1 przypadku cofnięto koncesję przedsiębiorcy, po bezspornym stwierdzeniu przez oddział, iż dane przedsiębiorstwo zaprzestało i nie zamierza podejmować wykonywania działalności koncesjonowanej.

b) w zakresie prawidłowości stosowania taryf

W okresie sprawozdawczym prawidłowość stosowania taryf dla energii elektrycznej, ciepła i gazu była analizowana w ramach kontroli bieżących i interwencyjnych, na skutek skarg złożonych przez odbiorców, pism i wyjaśnień przedsiębiorstw energetycznych dotyczących taryf oraz składanych wniosków o rozstrzygnięcie sporów w trybie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Kontroli poddawano m.in. prawidłowość naliczenia opłaty przyłączeniowej, opłat z tytułu nielegalnego poboru energii elektrycznej, obciążania odbiorców opłatami dodatkowymi (nie wynikającymi z zatwierdzonych taryf) oraz zapisów umownych dotyczących zmiany mocy zamówionej. W wyniku działań kontrolnych jedno z przedsiębiorstw energetycznych zaprzestało interpretować rozszerzająco zapis taryfowy dotyczący ponownego zawarcia umowy o przyłączenie w przypadku przyłączenia do sieci sprzedawcy instalacji lub sieci odbiorcy, która została odłączona od sieci sprzedawcy w związku z wypowiedzeniem przez odbiorcę umowy o świadczenie usług przesyłowych lub umowy sprzedaży energii elektrycznej. W takich przypadkach odbiorca był obciążany ponowną opłatą za przyłączenie, z upustami pozatarfowymi ustalonymi przez przedsiębiorstwo. W kolejnej przedstawionej do zatwierdzenia Prezesowi URE taryfie przedsiębiorstwo nie zawarło powyższego zapisu.

Na skutek skargi odbiorcy indywidualnego, informującej o zmianie przez dostawcę ciepła rodzaju stosowanego paliwa, po podjęciu działań kontrolnych ustalono, iż przedsiębiorstwo energetyczne nie zaplanowało dla przedmiotowej kotłowni kosztów zmienionego paliwa. Przedsiębiorstwo wniosło o zmianę taryfy dla ciepła, a ceny i stawki opłat skalkulowane na podstawie zweryfikowanych kosztów dla odbiorców z dwóch grup taryfowych zostały obniżone o ok. 17,0%.

W dwóch sprawach, po ustaleniu, iż odbiorcom było dostarczane paliwo gazowe o obniżonym cieple spalania, przedsiębiorstwo energetyczne dokonało wyliczeń bonifikat, zgodnie z zatwierdzoną taryfą dla paliwa gazowego.

W jednym przypadku, po ustaleniu, że przedsiębiorstwo energetyczne stosowało w rozliczeniach z odbiorcami ceny i taryfy, nie przestrzegając obowiązku przedstawienia ich do zatwierdzenia Prezesowi URE, została wymierzona kara pieniężna w wysokości 10 000 zł; przedsiębiorstwo zapłaciło wymierzoną karę pieniężną.

2.4. Pozostała działalność oddziału

a) współpraca z organami ścigania i sądem powszechnym

W minionym roku zaobserwowano dwa nowe, nieotwane dotychczas problemy związane z bezpieczeń-

stwem dostaw paliw gazowych przesyłanych sieciami. Jedno z przedsiębiorstw, działające w regionie, dostarczało paliwa gazowe ze złóż lokalnych, nie nawaniając ich. Działanie takie mogło przyczynić się do zagrożenia życia lub mienia w przypadku ulatniania się gazu. Natomiast w drugim przypadku to samo przedsiębiorstwo wprowadziło do obrotu gaz GZ-30, w miejsce gazu GZ-50, bez jednoczesnego uzyskania dla urządzeń spalających gaz oznakowania „CE” – potwierdzającego zgodność danego wyrobu z zasadniczymi wymaganiami. W obu przypadkach zakres zagrożenia jest wyjaśniany w postępowaniu prokuratorskim, w toku którego oddział udzielił pisemnych wyjaśnień organom ścigania.

Trzykrotnie na wezwanie sądu powszechnego udzielono pisemnych wyjaśnień dotyczących zagadnień związanych z rozliczeniami za dostarczone odbiorcom ciepło (w okresie, gdy koncesjonariusz nie posiadał zatwierdzonej taryfy dla ciepła) oraz w związku z zawieszonym z urzędu postępowaniem spornym w sprawie wstrzymania dostaw energii elektrycznej do obiektu handlowego wnioskodawcy.

b) działalność informacyjna

W 2004 r. kontynuowano działania informacyjne i kontrolne związane z interwencjami, skargami i wnioskami zgłaszanymi telefonicznie i pocztą elektroniczną przez różne podmioty. W ponad 80 przypadkach udzielono wyjaśnień i porad związanych z dostarczaniem paliw i energii.

Taką formą poradnictwa byli głównie zainteresowani indywidualni odbiorcy paliw i energii, którym wyjaśniono zarówno przepisy ustawy – Prawo energetyczne, zakres kompetencji Prezesa URE, jak i zagadnienia szczegółowe związane z przyłączaniem do sieci oraz sposobem stosowania obowiązujących taryf.

Ponadto, w 15 przypadkach niezbędnych informacji udzielono w trakcie bezpośrednich spotkań w siedzibie oddziału. Udzielano wyjaśnień dotyczących obowiązków koncesyjnych w przypadku prowadzenia działalności gospodarczej polegającej na obrocie paliwami ciekłymi, zagrożeń wstrzymania dostaw energii elektrycznej i gazu oraz realizacji umów przyłączeniowych.

c) współpraca z przedsiębiorstwami energetycznymi

W lipcu 2004 r. pracownicy oddziału we współpracy z przedsiębiorstwami energetycznymi przygotowali VI Sympozjum Ciepłownicze w Pырzycach. Uczestniczyli w nim przedstawiciele kilkudziesięciu przedsiębiorstw energetycznych z północno-zachodniej Polski. Pracownicy oddziału przedstawili tematykę związaną z poziomem cen i stawek opłat oraz ich dynamiką w taryfach dla ciepła zatwierdzonych w pierwszym półroczu 2004 r. Omówiono najczęściej pojawiające się problemy przedstawiane przez przedsiębiorstwa (np. zmniejszanie mocy zamówionej przez odbiorców).

W roku 2004 odbyło się również szereg spotkań z przedsiębiorstwami energetycznymi, związanych z postępowaniami spornymi, taryfowymi, koncesyjnymi

oraz wyjaśniającymi w ramach zgłaszanych przez odbiorców skarg. Większość spotkań w odniesieniu do postępowań taryfowych wiązała się z wprowadzeniem nowych regulacji prawnych dotyczących kalkulacji taryf dla ciepła.

Kontynuowano działania negocjacyjne w ramach powyższych postępowań. Jednak chociażby niemalejąca liczba wniosków o rozstrzygnięcie postępowań w trybie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne (toczących się również pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi, stanowiących o zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw dla odbiorców na terenie regionu) wskazuje, iż wciąż zachodzi konieczność podejmowania aktywnych działań mediacyjnych w celu zabezpieczenia powyższych dostaw, ochrony interesów odbiorców oraz zbliżenia stanowisk stron. W 6 sprawach na skutek przeprowadzonych w oddziale mediacji pomiędzy stronami sporu, po uzgodnieniu konsensusu w przedmiocie sporu, wnioskodawcy wystąpili o umorzenie postępowań spornych na skutek zawartych porozumień.

Analizując problematykę poruszoną w skargach odbiorców, podejmowaną w ramach interwencji oraz zawartą w wydanych ogółem 228 decyzjach administracyjnych w roku 2004, należy stwierdzić, iż rosnąca z roku na rok świadomość prawna odbiorców dotycząca regulacji zawartej w ustawie – Prawo energetyczne i obowiązków przedsiębiorstw energetycznych skutkuje wzrostem liczby zarówno składanych do oddziału wniosków, jak i wydanych orzeczeń.

3. Północny Oddział Terenowy z siedzibą w Gdańsku

Zasięg terytorialny Północnego Oddziału Terenowego z siedzibą w Gdańsku obejmuje teren województw: pomorskiego i warmińsko-mazurskiego (łącznie 239 gmin).

Liczba zatrudnionych w oddziale na koniec 2004 r. wyniosła 15 osób (2 prawników, 5 inżynierów o różnych specjalnościach, 7 ekonomistów i 1 osoba z wykształceniem średnim). Pracownicy świadomi konieczności poszerzania wiedzy i podnoszenia kwalifikacji zawodowych, często na własny koszt kończą studia podyplomowe oraz uczestniczą w różnego typu kursach i szkoleniach (60% pracowników ukończyło studia podyplomowe).

Od 19 lutego 2003 r. dyrektorem oddziału jest Mirosława Szatybelko-Polom.

3.1. Charakterystyka lokalnego sektora energetycznego

W 2004 r. nie nastąpiły istotne zmiany w liczbie oraz zdolności produkcyjnej przedsiębiorstw energetycznych, prowadzących działalność gospodarczą w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną, ciepło i gaz. Niezmienną lokalnego sektora energetycznego wynika ze stabilnego popytu na energię oraz z zakresu inwestycji prowadzonych przez podmioty sektora energetycznego, które miały głównie charakter odtworzeniowy lub

modernizacyjny. W rezultacie zmiany przepisów ustawy – Prawo energetyczne, znacznie wzrosła liczba przedsiębiorstw energetycznych zaopatrujących odbiorców w energię i paliwa, które zostały objęte obowiązkiem uzyskania koncesji na prowadzenie działalności gospodarczej, zwłaszcza w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w źródłach odnawialnych oraz w zakresie obrotu paliwami ciekłymi. Należy podkreślić, że systematycznie zwiększa się liczba przedsiębiorstw energetycznych z kapitałem zagranicznym.

Tabela 6. Koncesjonowane przedsiębiorstwa energetyczne na 31 grudnia 2004 r.

Podsektor	Liczba koncesjonariuszy*	Liczba koncesji*
Elektroenergetyka	152	160
Gazownictwo	4	9
Paliwa ciekłe	564	585
Ciepłownictwo	100	200

Niektóre przedsiębiorstwa posiadały koncesje na prowadzenie działalności gospodarczej w różnych podsektorach.

Źródło: Północny OT URE.

a) elektroenergetyka

Energia elektryczna w skojarzeniu z ciepłem jest wytwarzana w 3 elektrociepłowniach zawodowych, o łącznej mocy powyżej 400 MW. Produkcja energii elektrycznej z przeznaczeniem na potrzeby własne była prowadzona w 1 elektrociepłowni zawodowej oraz w 2 elektrociepłowniach przemysłowych, o łącznej mocy 61,2 MW.

W 2004 r. nie nastąpiły istotne zmiany w strukturze podmiotowej lokalnego rynku energii elektrycznej oraz w wielkościach produkcji energii elektrycznej, wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii. Kontynuowano proces przekazywania tych źródeł podmiotom zależnym od spółek dystrybucyjnych. Powyższe działania pozwoliły na zewnętrzny zakup energii elektrycznej w celu wypełnienia ustawowego limitu zakupu tzw. energii zielonej. W 2004 r. energię elektryczną wytwarzano w 162 odnawialnych źródłach energii (w 2003 r. – w 166), będących własnością przedsiębiorstw koncesjonowanych, w tym w 151 elektrowniach wodnych, należących do spółek dystrybucyjnych, podmiotów od nich zależnych lub niezależnych producentów, 5 elektrowniach na biogaz, 5 elektrowniach wiatrowych i w 1 elektrowni na biomasę.

Jednocześnie przedsiębiorstwa wytwarzające energię elektryczną w odnawialnych źródłach energii, w konsekwencji zmiany przepisów ustawy – Prawo energetyczne, zostały zobowiązane do uzyskania koncesji na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w źródłach odnawialnych. W 2004 r. taką koncesję uzyskało 125 przedsiębiorstw.

b) gazownictwo

W 2004 r. działalność gospodarczą w zakresie dostawy gazu ziemnego prowadziły 4 przedsiębiorstwa.

W woj. pomorskim była to Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. z siedzibą w Gdańsku, która posiada oddziały w Gdańsku, Bydgoszczy i Olsztynie oraz Pomorska Strefa Ekonomiczna Sp. z o.o. z siedzibą w Sopocie. Natomiast w woj. warmińsko-mazurskim były to Legiz SA z siedzibą w Olsztynie oraz Ekoenergiz SA z siedzibą w Olsztynku, które w 2004 r. uzyskały koncesję na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie dostaw gazu ziemnego.

c) paliwa ciekłe

W podsektorze paliw ciekłych zwiększyła się liczba przedsiębiorstw koncesjonowanych, co jest konsekwencją wejścia w życie nowej ustawy paliwowej. W stosunku do 2003 r. ogólna liczba koncesjonariuszy w 2004 r. zwiększyła się o 361, w większości przypadków o podmioty zajmujące się obrotem gazem płynnym propanbutan.

d) ciepłownictwo

Na koniec grudnia 2004 r. koncesjonowaną działalność gospodarczą związaną z zaopatrzeniem w ciepło prowadziło 100 przedsiębiorstw energetycznych. W stosunku do 2003 r. liczba koncesjonariuszy zmniejszyła się o 3%. Spadek ten jest głównie rezultatem zaprzestania lub ograniczenia działalności gospodarczej w zakresie zaopatrzenia w ciepło.

Cechą charakterystyczną sektora ciepłowniczego jest wysoka koncentracja zdolności wytwórczych. W obu województwach suma zainstalowanej mocy cieplnej 10 przedsiębiorstw energetycznych stanowi 67% całości mocy cieplnej, zainstalowanej w koncesjonowanych przedsiębiorstwach energetycznych tych województw.

Istotną zmianą dla lokalnego sektora ciepłowniczego był wzrost zainstalowanej mocy cieplnej w niekolekcyjnych źródłach ciepła z 35,39 MW w 2003 r. do 59,56 MW w 2004 r., tj. o 68%, w wyniku wybudowania dwóch nowych źródeł ciepła na zrębki drewna. W woj. pomorskim 3 przedsiębiorstwa wytwarzały ciepło wyłącznie ze słomy, w woj. warmińsko-mazurskim 1 przedsiębiorstwo produkowało ciepło pochodzące ze spalania trocin, inne natomiast eksploatowało źródła ciepła opalane słomą oraz zrębkami i drewnem. Natomiast w 9 przedsiębiorstwach wytwarzano ciepło, spalając biomasę razem z innymi paliwami stałymi. Obserwowany jest sukcesywny wzrost udziału produkcji ciepła w źródłach odnawialnych, w ogólnej ilości ciepła wytwarzanego przez koncesjonowane przedsiębiorstwa energetyczne z terenu działania oddziału.

W 2004 r. kontynuowany był proces prywatyzacji sektora ciepłowniczego. Na terenie obu województw 3 gminy dokonały sprzedaży posiadanych udziałów w spółkach komunalnych, a w 1 rozpoczęto procedurę prywatyzacyjną. Trzy kolejne gminy rozważają możliwość prywatyzacji w następnych latach mienia komunalnego, związanego z ciepłownictwem. Wyraźnie zauważalna jest tendencja konsolidacji sektora ciepłowniczego w rękach dużych grup kapitałowych. Dominującymi inwestorami

kapitałowymi pod względem liczby posiadanych spółek ciepłowniczych są: Stadtwerke Leipzig GmbH, posiadająca większościowe udziały w 3 koncesjonowanych przedsiębiorstwach energetycznych, oraz grupa kapitałowa Praterm SA, która obecnie jest dominującym udziałowcem 3 spółek ciepłowniczych i właścicielem jednego systemu ciepłowniczego.

Proces prywatyzacji sektora ciepłowniczego nie wpłynął zasadniczo na strukturę własności przedsiębiorstw koncesjonowanych. Wśród 100 koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych nadal dominującą formą jest własność komunalna (52% przedsiębiorstw), następnie własność prywatna (14%), mieszane formy własności z przewagą krajowych przedsiębiorców (12%) oraz własność kapitału zagranicznego (11%). Najmniej liczną formą własności jest własność spółdzielcza (2%). Powyższa struktura, w związku z powolnym procesem prywatyzacyjnym, nie zmieniła się istotnie w ciągu ostatnich dwóch okresów sprawozdawczych.

3.2. Odbiorcy paliw i energii

W 2004 r., w stosunku do roku poprzedniego, odnotowano względną stabilizację zużycia energii elektrycznej i ciepła oraz wzrost zużycia gazu ziemnego. Stabilizacja popytu na energię elektryczną wynika z zahamowania spadku produkcji w przemyśle stoczniowym i w gospodarce morskiej. Najliczniejszą grupę odbiorców energii elektrycznej stanowią odbiorcy komunalni, natomiast w odniesieniu do wartości zakupionej energii dominują odbiorcy przemysłowi. Z kolei stabilizacja popytu na ciepło wynika z przeprowadzenia w ubiegłych latach szeroko zakrojonych prac termomodernizacyjnych w budownictwie mieszkaniowym wielorodzinnym. Natomiast wzrost zużycia gazu ziemnego jest efektem rozbudowy sieci gazu ziemnego i rosnącej konkurencyjności tego paliwa w stosunku do węgla kamiennego, koksu, a przede wszystkim oleju opałowego. Powyższe odzwierciedla struktura sprzedaży gazu w Pomorskiej Spółce Gazownictwa Sp. z o.o., w której zrównał się udział sprzedaży gazu odbiorcom komunalnym i przemysłowym.

3.3. Działalność regulacyjna

3.3.1. Koncesjonowanie

W roku sprawozdawczym zostało wydanych łącznie 68 decyzji koncesyjnych w zakresie zaopatrzenia w ciepło 43 przedsiębiorstwom. Ponadto, prowadzone były 143 postępowania w zakresie udzielenia koncesji na obrót paliwami ciekłymi (OPC).

Wydano 9 decyzji udzielających koncesji na wytwarzanie oraz na przesyłanie i dystrybucję ciepła 6 przedsiębiorstwom energetycznym, w tym 4 przedsiębiorstwom energetycznym rozpoczynających działalność gospodarczą w zakresie zaopatrzenia w ciepło. Ponadto, 2 podmiotom koncesjonowanym zostały dodatkowo wydane koncesje na prowadzenie nowo podjętej przez nich działalności gospodarczej w zakresie przesyłania

i dystrybucji ciepła. Ponadto, jedno przedsiębiorstwo uzyskało promesę koncesji na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania ciepła oraz w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła.

W związku z zaprzestaniem prowadzenia działalności koncesjonowanej przez 7 przedsiębiorstw energetycznych, stwierdzono wygaśnięcie 4 oraz cofnięto 9 koncesji.

W minionym roku wydano 3 decyzje umarzające postępowanie administracyjne w sprawie udzielenia koncesji na wytwarzanie oraz na przesyłanie i dystrybucję ciepła. Podobnie jak w roku ubiegłym, największa liczba wydanych decyzji (36) dotyczyła zmian wcześniej udzielonych koncesji, wynikających z przejęcia bądź modernizacji źródeł ciepła i sieci ciepłowniczych, bądź też ograniczenia zakresu prowadzonej działalności koncesjonowanej.

W 2004 r. wydano 1 decyzję umarzającą postępowanie w sprawie zmiany koncesji na wytwarzanie ciepła oraz 1 decyzję umarzającą, na wniosek strony, postępowanie w sprawie udzielenia promesy koncesji na wytwarzanie ciepła.

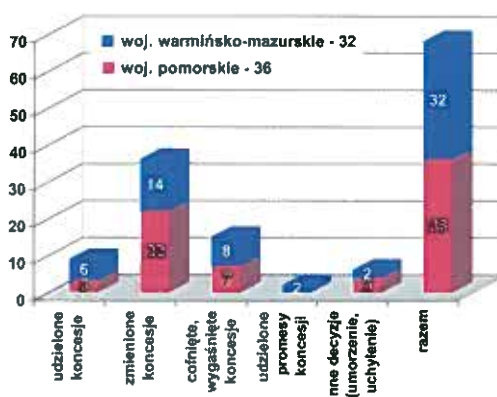
W ubiegłym roku, w związku z wejściem w życie nowej ustawy paliwowej, obniżającej próg uzyskania koncesji na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie obrotu paliwami ciekłymi, pracownicy oddziału wszczęli 143 postępowania w zakresie udzielenia tych koncesji (było to zadanie nowe, wykraczające poza dotychczasowy zakres zadań oddziału). Analiza tych postępowań pozwala na sformułowanie wniosku, iż przedsiębiorcy nie byli przygotowani pod względem formalno-merytorycznym do realizacji wymogu nałożonego na nich ww. ustawą. Składane wnioski były niekompletne i wymagały poprawek. Zdarzały się przypadki, iż przedsiębiorca składając tylko wniosek o udzielenie koncesji (bez załączników) wyrażał zdziwienie, że został wezwany do jego uzupełnienia. Przedsiębiorcy często występowali z wnioskami o przedłużenie terminu udzielenia odpowiedzi na wezwanie, uzasadniając to koniecznością kompletowania wymaganych dokumentów. Do zakończenia w 2005 r. pozostało 8 postępowań administracyjnych.

Podczas prowadzonych postępowań dano się zauważyć, iż niektórzy przedsiębiorcy dopiero po kolejnych wezwaniach do uzupełnienia wniosku rozpoczynali procedury uzyskiwania dokumentów niezbędnych do udzielenia koncesji. Ostatecznie dostarczane dokumenty były niejednokrotnie wydane w listopadzie i grudniu 2004 r. Wskazuje to, że wymóg posiadania koncesji zmusił większość wnioskodawców do „uporządkowania” spraw związanych z prowadzoną (czasem wieloletnią) działalnością gospodarczą w zakresie OPC.

3.3.2. Zatwierdzanie taryf dla ciepła

W 2004 r. rozpatrzono łącznie 130 wniosków (złożonych przez przedsiębiorstwa mające swoje siedziby na terenie działania oddziału) w zakresie dotyczącym taryf dla ciepła, z czego 69 dotyczyło zatwierdzenia taryfy,

Rysunek 5. Zestawienie udzielonych w 2004 r. koncesji i promes oraz zmiany i cofnięcia koncesji w zakresie zaopatrzenia w ciepło



a 61 – zmiany terminów ich obowiązywania. Wydano 58 decyzji zatwierdzających taryfę dla ciepła oraz 8 decyzji umarzających postępowanie. Do zakończenia w 2005 r. pozostały 3 postępowania. Postępowania administracyjne w sprawie zmiany taryfy zostały w 46 przypadkach zakończone wydaniem decyzji o przedłużeniu okresu ich obowiązywania, w 11 przypadkach postępowanie na wniosek strony umorzono, a w pozostałych 4 wydano decyzje odmawiające zatwierdzenia zmiany.

Wśród zatwierdzonych w 2004 r. taryf, 20 zostało opracowanych na podstawie nowego rozporządzenia taryfowego dla ciepła, które zaczęło obowiązywać od 9 września 2004 r.

Na koniec 2004 r. z łącznej liczby 100 koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych, 95 posiadało aktualne taryfy dla ciepła zatwierdzone przez Prezesa URE, w przypadku 4 okres obowiązywania wygasł, a jedno przedsiębiorstwo nie posiadało zatwierdzonej taryfy – wszczęto postępowanie w sprawie cofnięcia koncesji temu podmiotowi.

Rysunek 6. Taryfy dla ciepła zatwierdzone w 2004 r. dla przedsiębiorstw mających siedzibę na terenie woj. pomorskiego i warmińsko-mazurskiego



Spśród wydanych 58 decyzji zatwierdzających taryfy, 35 dotyczyło przedsiębiorstw mających swoją siedzibę na terenie woj. pomorskiego, a 23 – województwa warmińsko-mazurskiego. Najwięcej wydano decyzji zatwierdzających czwartą taryfę dla ciepła (16).

W omawianym okresie wydano 2 decyzje zatwierdzające taryfę, w których zostały określone współczynniki korekcyjne X_c . Należy jednocześnie wskazać, iż w 2004 r. na terenie działania oddziału 11 przedsiębiorstw ciepłowniczych stosowało w rozliczeniach z odbiorcami ceny i stawki opłat zawarte w taryfach zatwierdzonych w 2002 lub w 2003 r. Termin obowiązywania tych taryf upływie w 2005 i w 2006 r. Tylko 5 przedsiębiorstw posiadających długoletnie taryfy skorzystało w 2004 r. z możliwości zmiany (podwyżki) cen ciepła, w oparciu o wyznaczony X_c i wskaźnik RPI.

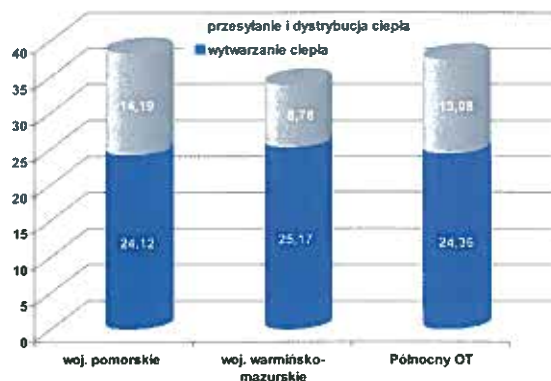
W okresie sprawozdawczym średni wskaźnik wzrostu cen i stawek opłat ukształtował się na poziomie 1,60%¹⁾ w stosunku do ostatnio stosowanych i był zbliżony do średniego wskaźnika wzrostu w skali kraju (1,58%). W woj. pomorskim wzrost ten wyniósł 1,30% (przy wzroście ceny ciepła o 1,6% oraz wzroście o 0,78% stawki opłaty za usługi przesyłowe), natomiast w woj. warmińsko-mazurskim ukształtował się na poziomie 2,76% (przy wzroście o 3,50% średnioważonej ceny ciepła i spadku o 0,05% średnioważonej stawki opłaty za usługi przesyłowe). Stosunkowo wysoki wzrost w woj. warmińsko-mazurskim jest konsekwencją odłączenia się znacznego odbiorcy od jednego z największych producentów ciepła z tego terenu, co spowodowało istotne obniżenie wielkości zamówionej mocy cieplnej i ilości ciepła sprzedanego. Nie bez wpływu było również pojawienie się na rynku ciepłowniczym nowych koncesjonariuszy, którzy do czasu zatwierdzenia przez Prezesa URE pierwszej taryfy stosowali bardzo niskie ceny ciepła. Pomimo upływu 6 lat regulacji, nadal zauważalna jest u przedsiębiorców skłonność do ustalania cen i stawek opłat na zawyżonym poziomie. Ze składanych pierwszych wersji wniosków taryfowych wynikało, iż przedsiębiorstwa oczekiwały nawet kilkudziesięcioprocentowego wzrostu przedkładanych do zatwierdzenia cen i stawek opłat (najwyższy proponowany wzrost wyniósł 85% – ostatecznie zatwierdzono 9%). Szczegółowa analiza prezentowanych przez przedsiębiorstwa kosztów, stanowiących podstawę do opracowania taryfy, doprowadziła do ich znacznej korekty. W konsekwencji działań regulacyjnych odbiorcy ponoszą opłaty za ciepło dostarczane im w pierwszym roku stosowania taryfy niższe o łączną kwotę 25,7 mln zł w odniesieniu do opłat, jakie ponosiliby przy cenach i stawkach opłat pierwotnie proponowanych przez przedsiębiorstwa.

W 2004 r. średnioważona cena ciepła, wynikająca z zatwierdzonych w oddziale taryf, wyniosła 24,36 zł/GJ

1) Wykazywane średnie wzrosty oraz poziom cen i stawek opłat wynikają z taryf opracowanych przez przedsiębiorstwa mające siedziby na terenie działania oddziału Gdańsk. Nie uwzględniono również taryfy cząstkowej.

(średnia krajowa 23,43 zł/GJ) i wykazuje wzrost w stosunku do ostatnio stosowanej o 2,01%. W woj. pomorskim cena ta osiągnęła 24,12 zł/GJ, a w woj. warmińsko-mazurskim 25,17 zł/GJ. Z kolei średnioważona stawka opłaty za usługi przesyłowe ukształtowała się na poziomie 13,08 zł/GJ (średnia krajowa 10,25 zł/GJ) i wykazuje wzrost o 0,62% w stosunku do stawki ostatnio stosowanej. Dla woj. pomorskiego średnioważona stawka opłaty wyniosła 14,19 zł/GJ, a dla woj. warmińsko-mazurskiego 8,76 zł/GJ. Wysoki poziom stawki opłaty za usługi przesyłowe, zatwierdzony dla woj. pomorskiego, jest związany m.in. z kosztami modernizacji systemów ciepłowniczych, a szczególnie z nadal wysokimi kosztami finansowymi wynikającymi z obsługi zaciągniętych wcześniej kredytów z Banku Światowego. Ponadto, wpływ na poziom ww. stawek opłat miały wysokie koszty energii elektrycznej, związane z faktem dużego zużycia energii elektrycznej przy eksploatacji rozległych sieci ciepłowniczych, położonych na zróżnicowanym pod względem wysokości terenie Trójmiasta.

Rysunek 7. Średnioważone ceny i stawki opłat wynikające z taryf zatwierdzonych w 2004 r. (w zł/GJ)



Z zatwierdzonych taryf wynika, iż spółki z kapitałem zagranicznym oferowały najniższe średnioważone ceny ciepła ogółem (22,99 zł/GJ). Drożej ciepło sprzedawały spółki skarbu państwa (23,53 zł/GJ), spółki z kapitałem krajowym (27,34 zł/GJ), spółki komunalne (28,20 zł/GJ), a najdroższe ciepło wynikało z taryf opracowanych przez przedsiębiorstwa prywatne (32,28 zł/GJ). Z kolei najniższe stawki opłat za usługi przesyłowe opracowali przedsiębiorcy prywatni (6,84 zł/GJ) oraz spółki z kapitałem krajowym (7,01 zł/GJ). Najwyższe stawki opłat oferowały przedsiębiorstwa komunalne (11,60 zł/GJ), spółki skarbu państwa (14,78 zł/GJ) i spółki z kapitałem zagranicznym (15,52 zł/GJ). Zróżnicowanie poziomu cen i stawek opłat, proponowanych przez przedsiębiorstwa o różnej formie własności, było związane m.in. z rodzajem stosowanego paliwa w eksploatowanych przez te przedsiębiorstwa źródłach ciepła, ilością sprzedanego ciepła

oraz długością i stanem technicznym eksploatowanych sieci ciepłowniczych. Spółki z kapitałem zagranicznym eksploatowały z reguły źródła o dużej mocy cieplnej, opalane miały węgiel kamienny, w których wytwarzały znaczące ilości ciepła, a jednocześnie eksploatowały najdłuższe i najbardziej kosztochłonne sieci ciepłownicze, modernizowane w dużej części ze środków obcych.

Należy wspomnieć, iż w 2004 r. zatwierdzono 5 taryf opracowanych przez przedsiębiorstwa wytwarzające ciepło z biomasy. Wśród nich 4 z terenu woj. warmińsko-mazurskiego produkowały ciepło pochodzące ze spalania zrębków drewna, trocin i innych drewnopochodnych surowców, uzyskując średnioważoną cenę na poziomie 28,96 zł/GJ (30,76 zł/GJ w 2003 r.). Natomiast 1 przedsiębiorstwo (zakład budżetowy gminy z woj. pomorskiego), określiło cenę ciepła pochodzącego ze spalania słomy na poziomie 32,16 zł/GJ (26,47 zł/GJ w 2003 r.). W porównaniu do cen ciepła pochodzącego ze spalania innych paliw stałych, a w szczególności miały węgla kamiennego, są to ceny relatywnie wysokie. Na ich poziom wpływały wysokie koszty przygotowania surowca do produkcji ciepła.

3.3.3. Zatwierdzanie taryf dla energii elektrycznej

W 2004 r. w oddziale prowadzone były 3 postępowania administracyjne w sprawie zatwierdzenia taryfy dla energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, w tym jedno postępowanie dotyczyło również przesyłania i dystrybucji oraz obrotu energią elektryczną. Zakończyły się one wydaniem decyzji zatwierdzających taryfy. Wzrost cen energii elektrycznej zawierał się w przedziale od 0,8 do 2,4%, pomimo oczekiwanego przez przedsiębiorstwa energetyczne wzrostu cen energii w wysokości od 3,33 do 5,11%.

3.3.4. Rozstrzygnięcie spraw spornych

W 2004 r. w sprawach spornych z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne prowadzono 21 postępowań administracyjnych, z czego 15 zakończono wydaniem decyzji. W 6 przypadkach strony wniosły odwołania, przy czym w 3 sprawach Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów odrzucił odwołania stron. Z kolei 3 sprawy nie zostały jeszcze przez Sąd rozpatrzone, 5 postępowań jest w toku, a 1 postępowanie zostało zawieszono.

W trakcie prowadzonych postępowań wydano 5 postanowień na podstawie art. 8 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, w tym 3 nakazujące wznowienie dostaw paliw lub energii oraz 2 postanowienia negatywne.

Rozpatrywane spory dotyczyły nieuzasadnionego wstrzymania dostaw energii elektrycznej (6), odmowy zawarcia lub zmiany umowy sprzedaży energii elektrycznej lub ciepła (8), odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej (5) oraz nieuzasadnionego wstrzymania dostaw ciepła i dostaw paliwa gazowego (2).

Z inicjatywy oddziału odbywały się spotkania stron sporu, których celem było osiągnięcie porozumienia. W 3 przypadkach osiągnięto zamierzony cel. W wyniku spotkania w siedzibie oddziału przedstawicieli przedsiębiorstwa i kilku wspólnot mieszkaniowych, udało się zażegnać powstały spór, dotyczący odmowy zawarcia umów sprzedaży ciepła. Strony osiągnęły porozumienie i zawarły umowy.

Zakres prowadzonych w 2004 r. spraw spornych zasadniczo nie różnił się od spraw prowadzonych w latach poprzednich, przy czym w jednym przypadku orzeczono umowę o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, a jej wykonanie uwarunkowano uzyskaniem pozwolenia na przeprowadzenie robót przez grunt sąsiedniej nieruchomości. Wykonanie orzeczonej umowy uwarunkowano zgodą właściciela sąsiedniej działki na przeprowadzenie linii elektroenergetycznej przez jego nieruchomość lub ustanowieniem służebności.

Innym rozstrzygnięciem sporu rozpatrywanego w oddziale była decyzja orzekająca zawarcie umowy pomiędzy wspólnotą mieszkaniową a przedsiębiorstwem energetycznym. Wspólnota żądała, aby przedsiębiorstwo zawarło odrębne umowy sprzedaży ciepła z każdym z jej członków i odrębną umowę obejmującą części obiektu pozostające we współwłasności przymusowej członków wspólnoty. Z uwagi na to, iż brak było możliwości technicznych dostarczenia ciepła do poszczególnych lokali w budynku, a w szczególności brak możliwości jego pomiaru oraz niemożność egzekwowania obowiązków wynikających z umów z poszczególnymi członkami wspólnoty mieszkaniowej, Prezes URE nie uwzględnił wniosku odbiorcy.

3.3.5. Skargi i wnioski dotyczące działalności przedsiębiorstw energetycznych

W 2004 r. do oddziału wpłynęło 171 skarg i wniosków dotyczących działalności przedsiębiorstw energetycznych, w tym: 87 w zakresie energii elektrycznej, 67 dotyczących ciepła, 15 w zakresie gazu i 2 w innym zakresie. Najczęściej poruszały one problemy dotyczące:

- stwierdzenia przez przedsiębiorstwa energetyczne nielegalnego poboru energii elektrycznej i żądania opłaty z tego tytułu, często połączone także z groźbą wstrzymania dostaw,
- stosowania zatwierdzonych taryf, w większości przypadków taryf dla ciepła,
- umów sprzedaży energii elektrycznej i ciepła oraz umów o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej,
- zapłaty należności pieniężnych przez odbiorców za dostarczone paliwa i energie,
- podwyżek opłat za ciepło wprowadzonych przez właścicieli i zarządców budynków,
- poziomu cen i stawek opłat za paliwa gazowe.

Sprawy zakwalifikowane jako „inne” dotyczyły kwestii rynku energii w Polsce oraz zawiadomienia o posługiwaniu się sfałszowanym dokumentem.

3.3.6. Działalność kontrolna

a) *prowadzenie działalności gospodarczej objętej obowiązkiem posiadania koncesji*

W wyniku przeprowadzonych w 2004 r. trzech kontroli dotyczących realizowania przez przedsiębiorców, prowadzących działalność w zakresie wytwarzania, przesyłania i dystrybucji ciepła, obowiązku wynikającego z art. 32 ust. 1 pkt 1 i 3 oraz ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne, pracownicy oddziału nie stwierdzili naruszenia tego przepisu. We wszystkich przypadkach prowadzona działalność nie wymagała uzyskania koncesji.

b) *standardy jakościowe obsługi odbiorców*

W oddziale przeprowadzono 43 kontrole dotyczące dotrzymywania przez przedsiębiorstwa standardów jakościowych obsługi odbiorców w zakresie dostarczania ciepła, energii elektrycznej i gazu. Ujawniono nieprawidłowości w działalności 3 kontrolowanych jednostek. Polegały one na niedotrzymywaniu przez przedsiębiorstwa terminów udzielenia odpowiedzi na interwencje odbiorców. Do 2 przedsiębiorstw skierowano wystąpienia pokontrolne. W jednym przypadku uznano, iż stwierdzone opóźnienia w udzieleniu odpowiedzi nie miało wpływu na istotę załatwienia sprawy i nie podjęto działań pokontrolnych. W pozostałych przypadkach przedsiębiorstwa energetyczne same usunęły nieprawidłowości.

c) *kwalifikacje osób zatrudnionych przy eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci energetycznych*

Przeprowadzono 53 kontrole kwalifikacji osób zajmujących się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci energetycznych. Dodatkowo skontrolowano 2 przedsiębiorców w związku z ubieganiem się o udzielenie koncesji na prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie OPC oraz 3 kontrole będące konsekwencją pisemnych interwencji. W 1 przypadku stwierdzono nieprawidłowości, o których powiadomiono organy ścigania. W trakcie kontroli świadectw kwalifikacyjnych osób zajmujących się w przedsiębiorstwach energetycznych eksploatacją sieci oraz urządzeń i instalacji energetycznych, nieprawidłowości stwierdzono w 24 przypadkach. Do przedsiębiorstw, w których powstały uchybienia, skierowano wystąpienia pokontrolne.

d) *prawidłowość stosowania taryf*

W okresie sprawozdawczym przeprowadzono 37 kontroli, z których 12 dotyczyło stosowania taryf dla ciepła, 22 – taryf dla energii elektrycznej i 3 – taryf dla gazu. Stwierdzone w trakcie kontroli nieprawidłowości dotyczyły m.in. niezasadnego żądania opłaty za przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, a także dokonania przez przedsiębiorstwo zmiany ceny ciepła, która nie została zatwierdzona przez Prezesa URE. Do przedsiębiorstw zostały skierowane wystąpienia pokontrolne.

3.3.7. Nakładanie kar pieniężnych

W analizowanym okresie prowadzono 2 postępowania administracyjne w sprawie nałożenia kar pieniężnych, które zostały zakończone wydaniem decyzji nakładających kary na przedsiębiorstwa. W obu przypadkach postępowania dotyczyły stosowania przez koncesjonariuszy cen i stawek opłat bez zachowania procedur przewidzianych w ustawie – Prawo energetyczne.

3.4. Pozostała działalność oddziału

a) *współpraca z Urzędem Ochrony Konkurencji i Konsumentów oraz z powiatowymi (miejskimi) rzecznikami konsumentów*

W 2004 r. w ramach współpracy z Urzędem Ochrony Konkurencji i Konsumentów udzielano wyjaśnień i informacji na przedstawione przez Urząd problemy, dotyczące m.in. uznania prowadzonych przez spółkę gazowniczą działań za praktykę naruszającą zbiorowe interesy konsumentów, w związku ze zmianą rodzaju dostarczanego paliwa gazowego i jednoczesnym wprowadzeniem nowej taryfy gazowej, oraz wymogu posiadania koncesji przez gminę prowadzącą działalność gospodarczą w zakresie zaopatrzenia w ciepło. Do stałej praktyki stosowanej w oddziale należy organizacja corocznych spotkań z rzecznikami konsumentów, w trakcie których są oni informowani m.in. o tematyce skarg wnoszonych przez odbiorców na działania przedsiębiorstw energetycznych oraz o ich rozstrzygnięciach, jak również o przedmiocie skarg i sporów rozstrzyganych w oddziale. Podczas spotkań przybliżane są zmiany pojawiające się w ustawie – Prawo energetyczne i w wydanych na jej podstawie przepisach wykonawczych, a także interpretacje niektórych przepisów w kontekście orzecznictwa Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

W oddziale kontynuowana jest praktyka pisemnego informowania rzeczników o składanych przez przedsiębiorstwa energetyczne wnioskach w sprawie zatwierdzenia taryf dla ciepła. Ponadto, co kwartał rzecznicy otrzymują pisemną informację o zatwierdzonych w oddziale taryfach dla ciepła oraz o rozstrzygniętych skargach i sporach dotyczących podmiotów z terenu ich działania.

Dodać należy, że współpraca ta obejmuje również pomoc udzielaną telefonicznie w ramach prowadzonego w oddziale punktu konsultacyjnego.

b) *współpraca z odbiorcami i przedsiębiorstwami energetycznymi oraz działania interwencyjne oddziału na lokalnym rynku energetycznym*

W analizowanym okresie, w odróżnieniu od 2003 r. nie miało, co prawda, miejsca realne zagrożenie wstrzymania dostaw ciepła dla całego miasta, ale wystąpiły znaczące ograniczenia przez przedsiębiorstwo energetyczne dostaw energii elektrycznej do jednej z trójmiejskich stoczni. Niezwłocznie podjęto czynności w sprawie. Trwało bieżące monitorowanie i podejmowano czynności przeciwdziałające negatywnym skutkom, jakie mogłyby wystąpić zarówno po stronie odbiorcy, jak i dostawcy.

Kolejna interwencja miała miejsce w związku ze sporem dotyczącym uregulowania kwestii własnościowych infrastruktury gazowniczej oraz kontynuacji dostaw gazu do gminy z terenu woj. pomorskiego. W celu rozwiązania powstałego problemu, w siedzibie oddziału zorganizowano spotkanie zainteresowanych stron, tj. władz gminy i przedsiębiorstwa energetycznego, w wyniku którego zostało osiągnięte porozumienie. Po burzliwej dyskusji strony zadeklarowały wolę podpisania stosownej ugody i przygotowania projektu umowy. Wskutek podjętych działań dostawy gazu nie zostały wstrzymane.

Pod koniec 2004 r. do oddziału wpłynęły wnioski emerytów i rencistów – byłych pracowników nieistniejących firm branży energetycznej, dotyczące zaprzestania finansowania tzw. taryfy pracowniczej. Żądali oni szczegółowego wyjaśnienia powodów odebrania im uprawnień oraz podania sposobu uzyskania „ekwiwalentu” utraconego przywileju. Na bieżąco udzielano zainteresowanym odpowiedzi. Omówione zjawisko było konsekwencją pism, jakie emeryci otrzymali od przedsiębiorstw energetycznych, w których wskazywano, iż szczegółowych informacji na temat utraconych ulg będzie udzielał Północny Oddział Terenowy URE z siedzibą w Gdańsku.

W 2004 r. kontynuowano opracowywanie przez oddział odpowiedzi na pytania odbiorców w ramach „Poradnika dla odbiorców energii elektrycznej”, w którym wyjaśniano kwestie związane z dostawą energii elektrycznej. Poradnik był publikowany w prasie lokalnej.

4. Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Poznaniu

Zasięg terytorialny Zachodniego Oddziału Terenowego z siedzibą w Poznaniu obejmuje województwa: wielkopolskie i kujawsko-pomorskie, w skład których wchodzi łącznie 370 gmin.

W 2004 r. zatrudnienie w oddziale nie zmieniło się. Pracuje w nim 15 osób, z tego: 7 posiada wykształcenie ekonomiczne, 5 – techniczne i 3 – prawnicze.

Od 6 kwietnia 1998 r. funkcję dyrektora oddziału pełni Henryk Kanoniczak.

4.1. Charakterystyka lokalnego sektora energetycznego

Na koniec 2004 r. co najmniej jedną koncesję posiadało 1 155 przedsiębiorstw energetycznych, w tym: dla ciepła – 222, energii elektrycznej – 141, paliw ciekłych – 962 i paliw gazowych – 10.

Największym producentem energii elektrycznej jest Zespół Elektrowni „Pątnów-Adamów-Konin” SA (2 338 MW) oraz elektrociepłownie w Poznaniu (275,5 MW) i Bydgoszczy (262,4 MW), wytwarzające energię elektryczną i ciepło w skojarzeniu, o łącznej mocy cieplnej osiągalnej 2 432,7 MW.

Przesyłaniem i dystrybucją oraz obrotem energią elektryczną zajmowały się trzy spółki dystrybucyjne:

- ENEA SA dla następujących obszarów działania: Obszar nr I – bydgoski, Obszar nr II – gorzowski, Obszar nr III – poznański, Obszar nr V – zielonogórski,

- Energetyka Kaliska SA,
- Zakład Energetyczny Toruń SA.

Usługi przesyłania i dystrybucji oraz obrotu energią elektryczną świadczyły również spółki dystrybucyjne: Zakład Energetyczny Plock SA i Zakład Energetyczny Łódź-Teren SA.

W zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła największe przedsiębiorstwa to Dalkia Poznań SA (wcześniej występowało pod nazwą Poznańska Energetyka Ciepła SA) i Komunalne Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Bydgoszczy świadczące usługi przesyłowe na poziomie odpowiednio 1 018 MW i 745 MW.

Głównym dostawcą i dystrybutorem paliw gazowych na terenie woj. wielkopolskiego i kujawsko-pomorskiego są dwie spółki: Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. z siedzibą w Poznaniu i Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. z siedzibą w Gdańsku.

Gaz ziemny zaazotowany GZ-35, stosowany dotychczas w rejonie obsługiwanym przez Wielkopolską Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o. w Poznaniu (WSG Sp. z o.o.), jest zastępowany gazem wysokometanowym GZ-50. Zmiana gazu objęła 22 500 odbiorców w Poznaniu i jego bezpośrednich okolicach. Udział sprzedaży gazu zaazotowanego w ogólnej sprzedaży gazu przez WSG Sp. z o.o. w 2004 r. wyniósł ok. 35%.

Wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła odbywa się również odnawialnych źródłach energii. Elektrownia wodna na Wiśle we Włocławku, o mocy zainstalowanej 160,2 MW, w 2004 r. sprzedała 576,0 GWh energii elektrycznej, natomiast elektrownie wodne w gminie Koronowo, o łącznej zainstalowanej mocy 45,2 MW, sprzedały 92,3 GWh energii elektrycznej.

Koncesjonowane źródła opalane słomą i zrębkami drewna, o łącznej mocy 8,1 MW, wytwarzają rocznie ok. 54 tys. GJ ciepła. Kotłownie takie pracują w: Sępólnie Krajeńskim, Nowych Skalmierzycach, Chełmnie koło Pniew, Gostycynie i Pawłównu.

Jeden koncesjonariusz wytwarza ciepło powstające w wyniku regeneracji ługów związanych z produkcją masy celulozowej w kotle sodowym o mocy 169 MW.

Jedno przedsiębiorstwo energetyczne realizuje obowiązek zakupu ciepła (24,05 tys. GJ/rok) ze źródła niekonwencjonalnego eksploatowanego w Toruniu, opalanego biogazem uzyskiwanym ze składowiska odpadów komunalnych.

4.2. Odbiorcy paliw i energii

W roku 2004 liczba odbiorców uprawnionych do korzystania z usług przesyłowych zakupionej energii elektrycznej od wybranych dostawców (TPA) wzrosła z 91 do 766. Jednak z prawa tego korzystało nadal tylko dwóch odbiorców:

- Aluminium Konin – Impexmetal SA, jako największy odbiorca energii elektrycznej (983,7 GWh) korzystała z usług przesyłowych świadczonych przez Energetykę Kaliską SA,
- Słodownia SOUFFLET POLSKA Sp. z o.o. w Poznaniu – zakupiła 11,8 GWh energii elektrycznej, korzy-

stając z usług przesyłowych świadczonych przez Grupę Energetyczną ENEA SA w Poznaniu.

Drugim pod względem wielkości zakupu odbiorcą energii elektrycznej po Aluminium Konin – Impexmetal SA są Zakłady Azotowe Anwil SA we Włocławku, które w 2004 r. zakupiły 677,4 GWh energii elektrycznej.

Odbiorcami energii elektrycznej, dokonującymi rocznych zakupów powyżej 300 GWh, są: Kopalnia Węgla Brunatnego KONIN SA z siedzibą w Kleczewie (348,5 GWh), Zakłady Chemiczne ZACHEM w Bydgoszczy (318,3 GWh) oraz ELANA Spółka Akcyjna z siedzibą w Toruniu (311,7 GWh).

Największymi odbiorcami ciepła są spółdzielnie mieszkaniowe (SM), takie jak np.: SM Osiedle Młodych w Poznaniu, która w 2004 r. kupiła ponad 1 075 tys. GJ ciepła, oraz Poznańska SM, Poznańska SM Winogrady, SM Grunwald w Poznaniu, ADM Sp. z o.o. w Bydgoszczy, Bydgoska SM i Fordońska SM w Bydgoszczy (zakupiły one w 2004 r. od 500 do 620 tys. GJ ciepła).

Najwięcej gazu ziemnego zużywają Zakłady Azotowe Anwil SA we Włocławku – 385,5 mln m³ rocznie. Kronospan PL Sp. z o.o. w Szczecinku (który w 2004 r. zakupił 46,7 mln m³ gazu), huty szkła w Gostyniu, Ujściu, Antoninku i Sierakowie, zużywające rocznie od 18 do 33 mln m³, oraz Volkswagen Poznań Sp. z o.o. o rocznym zużyciu ponad 22 mln m³ to główni odbiorcy gazu ziemnego z Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa w Poznaniu. Najwięksi odbiorcy zaopatrywani w gaz przez Pomorską Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o. Oddział Zakład Gazowniczy w Bydgoszczy to Zakłady Tłuszczowe „Kruszwica” oraz Huta Szkła Gospodarczego „Irena” w Inowrocławiu, każdy kupujący rocznie ponad 10 mln m³.

4.3. Działalność regulacyjna

4.3.1. Koncesjonowanie

Zwiększenie w 2004 r. liczby podmiotów zobowiązanych do posiadania koncesji w związku z prowadzoną działalnością gospodarczą spowodowało, że w oddziale nastąpił ponad trzykrotny wzrost liczby rozpatrzonych spraw koncesyjnych w stosunku do 2003 r. Rozpatrzone bowiem ogółem 246 spraw koncesyjnych dotyczących 237 przedsiębiorstw, w tym 192 sprawy dotyczące uzyskania koncesji na obrót paliwami ciekłymi (gazem płynnym). Wydano łącznie 278 decyzji koncesyjnych, w tym 191 decyzji koncesyjnych na obrót paliwami ciekłymi. Dotyczyły one udzielania koncesji, promesy koncesji, zmian koncesji, stwierdzenia wygaśnięcia decyzji (którymi udzielono koncesji), cofnięcia koncesji oraz umorzenia postępowań koncesyjnych.

Z uwagi na brak odpowiedzi na wezwania, bez rozpoznania sprawy pozostawiono 1 wniosek o udzielenie promesy koncesji na wytwarzanie ciepła oraz 1 wniosek o udzielenie koncesji na obrót paliwami ciekłymi.

Ponadto, z mocy prawa wygasło 6 koncesji w związku z wykreśleniem 4 przedsiębiorstw z rejestru handlowego.

Znaczną część (65) stanowiły decyzje dotyczące zmian koncesji w zakresie zaopatrzenia w ciepło i energię elektryczną. Wynikają one z przejmowania przez przedsiębiorstwa źródeł ciepła i sieci ciepłowniczych od innych przedsiębiorców, podejmowania działań inwestycyjnych i modernizacyjnych związanych z wymianą kotłów na nowoczesne, bardziej sprawne technicznie, zmianą rodzaju paliwa z węglowego na paliwo gazowe, olejowe czy biomasę. Widoczne zmiany zachodzą również w procesie przesyłania i dystrybucji ciepła, budowane są nowe sieci ciepłownicze w technologii preizolowanej, jednocześnie ulegają likwidacji stare sieci ciepłownicze zasilane z małych, nieefektywnych i znacznie zanieczyszczających środowisko źródeł ciepła, a odbiorcy są podłączani do rozbudowywanych i modernizowanych miejskich sieci ciepłowniczych.

Liczba przedsiębiorstw ciepłowniczych, posiadających przynajmniej jedną koncesję na prowadzenie działalności w zakresie zaopatrzenia w ciepło, wg stanu na koniec 2004 r. wynosiła 110, przy czym w zakresie wytwarzania ciepła liczba koncesji wynosiła 99, w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła – 95, a obrotu ciepłem – 28.

W zakresie zaopatrzenia w paliwa ciekłe, wg stanu na koniec 2004 r., liczba przedsiębiorstw energetycznych posiadających przynajmniej jedną koncesję wynosiła 944, przy czym w zakresie wytwarzania paliw ciekłych liczba koncesji wynosiła 3, magazynowania – 15 i obrotu paliwami ciekłymi – 944.

W 2004 r. prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w źródłach odnawialnych, bez względu na ich moc, zostało objęte obowiązkiem uzyskania koncesji. Stąd duży w stosunku do 2003 r. wzrost zarówno liczby przedsiębiorstw energetycznych posiadających przynajmniej 1 koncesję na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną, jak i liczby koncesji na wytwarzanie energii. I tak, na koniec 2004 r. było 114 przedsiębiorstw energetycznych posiadających przynajmniej jedną koncesję, przy czym w zakresie wytwarzania energii elektrycznej liczba koncesji wynosiła 96, przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej – 19, a obrotu energią elektryczną – 26.

Na koniec 2004 r. 5 przedsiębiorstw energetycznych posiadało przynajmniej jedną koncesję na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie zaopatrzenia w paliwa gazowe, przy czym zarówno w zakresie przesyłania paliw gazowych, jak i obrotu paliwami gazowymi liczba koncesji wynosiła 5.

4.3.2. Zatwierdzanie taryf dla ciepła

W szóstym roku taryfowania w ciepłownictwie najczęściej zatwierdzono taryf piątych i szóstych. Zatwierdzono również trzy pierwsze taryfy dla nowych koncesjonowanych przedsiębiorstw energetycznych.

Ogółem w 2004 r. w oddziale zatwierdzono 60 taryf dla ciepła przedsiębiorstwom z obszaru działania oddziału (łącznie 460 od początku taryfowania). Symulowane

przychody ze sprzedaży ciepła przez przedsiębiorstwa wyniosły blisko 800 mln zł, co stanowi niemal 55% sumy przychodów wszystkich przedsiębiorstw, które podlegają taryfowaniu przez oddział. Pozostałą część stanowią przychody przedsiębiorstw, którym taryfy zatwierdzono w latach poprzednich na okres dłuższy niż rok. Ponadto, przeprowadzono 6 innych postępowań administracyjnych, dotyczących głównie zmian terminów obowiązywania decyzji taryfowych (bez konieczności pełnej analizy kosztów).

W zatwierdzonych w 2004 r. taryfach dla ciepła średni ważony wskaźnik wzrostu cen i stawek opłat wyniósł 1,9%, przy proponowanym przez przedsiębiorstwa do zatwierdzenia 3,4%. Od 2002 r. zarówno propozycje przedsiębiorstw co do oczekiwanego wzrostu cen i stawek opłat, jak i rzeczywiste ich wzrosty systematycznie maleją. Sytuacja w tym zakresie stabilizuje się.

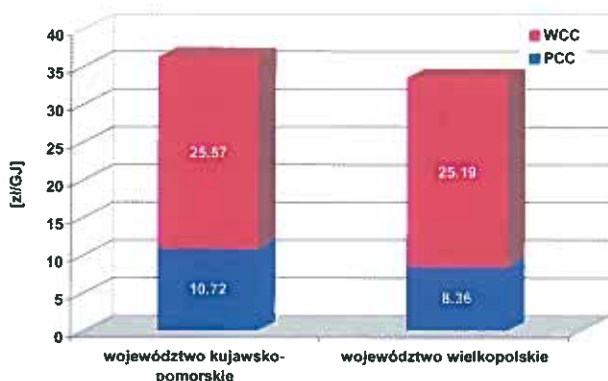
Średnie jednoczłonowe ceny i stawki opłat netto wyniosły: w zakresie wytwarzania ciepła 25,40 zł/GJ, a w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła 9,76 zł/GJ.

Wzrost cen paliw, w szczególności oleju opałowego i koksu, był przyczyną dużych wzrostów cen ciepła wytwarzanego z tych paliw – odpowiednio o prawie 10% i 8%.

Przy dominującym udziale w sprzedaży ogółem ciepła wytwarzanego z mialu węgla kamiennego (ok. 93% ogólnej sprzedaży), przy ustabilizowanych cenach zakupu tego paliwa oraz niewielkim udziale w sprzedaży pozostałych paliw, ceny w zakresie wytwarzania ciepła wzrosły średnio o 1,8%. W zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła średni wzrost stawek opłat wyniósł 2,95%.

Prywatyzacja przedsiębiorstw ciepłowniczych, a zwłaszcza z udziałem kapitału zagranicznego, nie spowodowała znaczących podwyżek cen.

Rysunek 8. Średnioważone ceny i stawki opłat w podziale na województwa w taryfach zatwierdzonych w 2004 r.



We wrześniu 2004 r. weszło w życie trzecie już od początku regulacji w ciepłownictwie rozporządzenie taryfowe dla ciepła. W warunkach obowiązywania nowego rozporządzenia rozpatrzono ok. 1/3 wniosków

taryfowych zatwierdzonych w minionym roku. Nowe regulacje wychodziły z reguły naprzeciw oczekiwaniom przedsiębiorstw ciepłowniczych, pozwalając na konstruowanie taryf w sposób bardziej elastyczny, na podstawie planowanych danych technicznych, uwzględniających warunki atmosferyczne z ostatnich pięciu lat. Pozwoli to w przyszłości uniknąć znaczniejszych zmian cen i stawek opłat, spowodowanych zmianami pogodowymi w danym roku. Zapisy rozporządzenia dają możliwość uproszczenia rozliczeń dla źródeł, w których moc zainstalowana nie przekracza 5 MW.

Rozporządzenie pozwala na utrzymywanie rezerwy mocy ze względu na bezpieczeństwo energetyczne w zakresie zaopatrzenia w ciepło, bez konieczności zmniejszania kosztów z tym związanych. W trakcie przeglądów taryfowych wyeliminowano kilka przypadków, w których przedsiębiorstwa próbowały nadużyć tego zapisu.

Taryfy dla ciepła 49 przedsiębiorstw zatwierdzonych w poprzednich latach (2002 i 2003) miały ustalony okres obowiązywania dłuższy niż dwa lata. Tym samym przedsiębiorstwa te miały szansę samodzielnego określenia w 2004 r. nowych cen i stawek opłat bez obowiązku przedstawiania taryf do zatwierdzenia Prezesowi URE. Tylko 1/3 przedsiębiorstw skorzystała z możliwości podwyżki cen i stawek opłat, a 3 przedsiębiorstwa z 13, które mogłyby obniżyć ceny bądź stawki opłat, dokonało takiej obniżki. Ceny i stawki opłat w przedsiębiorstwach mogących dokonać ich indeksacji wzrosły średnio o 0,15% (przy możliwości wzrostu średnio o 0,44%). Podobnie jak w przypadku taryf zatwierdzonych, również w przypadku taryf indeksowanych samodzielnie zmniejszają się systematycznie wskaźniki wzrostów cen i stawek opłat. Wskaźniki te stabilizują się także dzięki niskiej inflacji.

W roku sprawozdawczym na okres ponad dwóch lat zatwierdzono 25 taryf, co stanowiło 42% wszystkich zatwierdzonych taryf. Rozwiązanie takie zastosowano przede wszystkim w przypadku czwartych i piątych taryf. W zatwierdzonych decyzjach X, ustalono na poziomie od 0 do 2,5 punktu procentowego. Dotyczyło to przedsiębiorstw energetycznych o ustabilizowanej sytuacji finansowej, których taryfy zawierały stosunkowo niewysokie ceny i stawki opłat oraz tych, które przedstawiły do zatwierdzenia kolejne taryfy skutkujące niewielkim wskaźnikiem wzrostu cen i stawek opłat. Większość przedsiębiorstw (20 spośród 25), którym w omawianym okresie sprawozdawczym zatwierdzono taryfy na okres dłuższy niż dwa lata, to przedsiębiorstwa prowadzące koncesjonowaną działalność ciepłowniczą w zakresie wytwarzania ciepła oraz przesyłania i dystrybucji ciepła. W przypadku takich przedsiębiorstw zminimalizowane jest ryzyko wzrostu kosztów ich funkcjonowania, przede wszystkim kosztów dotyczących przesyłania i dystrybucji ciepła, bezpośrednio zależnych od cen wytwarzania ciepła. W przypadku większości przedsiębiorstw energetycznych możliwość uzyskania taryfy na wieloletni okres nadal działa motywująco. Zapewne istotnym czynnikiem jest mniejsza pracochłon-

ność procedury indeksacji niż przygotowania wniosku taryfowego. Bardziej stymulująco działała jednak perspektywa uzyskania pewnej swobody decyzji gospodarczych w pierwszym roku obowiązywania taryfy, gdyż stwarza to możliwość wypracowania zysku dzięki zmniejszeniu kosztów czy zwiększaniu sprzedaży ciepła. Później mogą skorzystać z tego również odbiorcy ciepła. Jednak, z uwagi na dużą niepewność kształtowania się cen paliw, nie wszystkie przedsiębiorstwa są zainteresowane taryfami wieloletnimi, wnioskując o zatwierdzenie taryf jednorocznych (np. posiadające źródła opalane olejem opałowym).

Regulacji polega m.in. na równoważeniu interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców ciepła, czego wyrazem jest uznawanie przez regulatora w procesie taryfowania tylko tych pozycji kosztowych, które mają racjonalny charakter i umiarkowaną dynamikę wzrostu. Nie uznając poziomu cen i stawek opłat proponowanych na początku przez przedsiębiorstwa, „pozostawiono w kieszeniach” odbiorców ciepła 11,3 mln zł. Malejąca z roku na rok kwota oszczędności może świadczyć o coraz mniejszych oczekiwaniach co do wysokości cen i stawek opłat we wnioskowanych taryfach, jednak nadal za te pieniądze można by opłacić ciepło potrzebne do ogrzania średniej wielkości miasta powiatowego.

Mimo że przedsiębiorstwa często narzekają na brak środków i możliwości uwzględnienia zysku w cenach i stawkach opłat, dokonują one inwestycji modernizacyjnych. Z powyższego wynika, iż to właśnie zatwierdzone przez regulatora taryfy dla ciepła zabezpieczają przedsiębiorstwom środki pieniężne na ich rozwój, a wydłużony termin obowiązywania taryf pozwala im samodzielnie, poprzez minimalizowanie kosztów, wypracować zysk, a tym samym dodatkowe środki na modernizację infrastruktury. Oprócz uwarunkowań ekonomicznych funkcjonowania przedsiębiorstw, poziom bezpieczeństwa energetycznego jest uzależniony od stanu technicznego oraz sprawności urządzeń i instalacji, w których następuje przemiana energetyczna nośników energii, a także od systemów transportu, przesyłania i dystrybucji energii. Z jednej strony należy mieć na uwadze niezawodność dostaw, a więc posiadanie m.in. odpowiedniej infrastruktury, z drugiej zaś ekonomiczne uzasadnienie prowadzonych inwestycji. Na terenie funkcjonowania oddziału występuje blisko 40% nadwyżki zainstalowanej mocy cieplnej w źródłach ciepła nad mocą wykorzystaną. Modernizacje w zakresie koncesjonowanej działalności ciepłowniczej dotyczą najczęściej inwestycji polegających na zmianie rodzaju paliwa, którym opalane są źródła ciepła, oraz pozyskiwaniu nowych odbiorców ciepła. W 2004 r. przedsiębiorstwa finansowały inwestycje w blisko 90% z własnych środków, wykorzystując w większości amortyzację eksploatowanych przez siebie środków trwałych. W zatwierdzonych taryfach uwzględnione dodatkowe koszty modernizacji i rozwoju stanowiły tylko ok. 0,7 punktu procentowego łącznej podwyżki cen i stawek opłat. Jest to niewiele, zważywszy że majątek tych przedsiębiorstw jest w połowie

zdekaptalizowany. Następowala dywersyfikacja źródeł dostaw paliw z powodu konieczności obniżenia kosztów zaopatrzenia w ciepło poprzez zmianę drogiego źródła ciepła opalanych olejem opałowym lub koksem na gazowe, przyłączanie do istniejących sieci ciepłowniczych zasilanych ze źródeł opalanych miałem węgla kamiennego oraz likwidacja dużych nieekonomicznych kotłów ciepłowniczych i zastępowanie ich mniejszymi, gazowymi.

W 2004 r., podobnie jak w poprzednich latach, nie występowały przypadki niedoboru paliw w sezonie grzewczym u koncesjonowanych wytwórców.

4.3.3. Zatwierdzanie taryf dla energii elektrycznej

W 2004 r., będącym w związku z Komunikatem Prezesa URE z 29 września 2004 r. ostatnim rokiem zatwierdzania taryf dla energii elektrycznej przedsiębiorstw wytwarzającym energię elektryczną w skojarzeniu z ciepłem – w odniesieniu do energii elektrycznej objętej obowiązkiem zakupu – zatwierdzono taryfy 8 przedsiębiorstw. Dla dwóch taryf, które obejmowały swoim zakresem przesyłanie i dystrybucję oraz obrót energią elektryczną, na wnioski przedsiębiorstw złożone przed upływem ważności tych taryf, przedłużono terminy ich obowiązywania na pierwsze miesiące nowego roku. Uzasadnieniem były nowe, od stycznia 2005 r., taryfy dla spółek dystrybucyjnych, które są podstawą do określenia kosztów uzasadnionych przedsiębiorstw obrotu energią elektryczną.

Średni wzrost cen energii elektrycznej w odniesieniu do cen ostatnio stosowanych wyniósł w zatwierdzonych taryfach 1,63%. Podwyżka została uznana tylko w przypadku dwóch przedsiębiorstw. Trzem przedsiębiorstwom ustalono współczynnik korekcyjny X_n , wymuszający poprawę efektywności funkcjonowania w celu ochrony odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen. Podjęte działania pozwoliły zatwierdzić niższe ceny energii elektrycznej i zaoszczędzić 3,7 mln zł. Ustalona za 2004 r. średnia ważona cena netto sprzedaży energii elektrycznej wynosi 135 zł/MWh dla przeszło 1,5 TWh.

Reakcją na komunikat Prezesa URE o zwolnieniu z obowiązku zatwierdzania taryf dla energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z ciepłem były kierowane przez wytwórców i dystrybutorów pytania dotyczące wysokości cen energii elektrycznej od początku nowego roku.

4.3.4. Rozstrzyganie spraw spornych

Na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne w sprawach spornych wydano 8 decyzji w 12 postępowaniach. W 4 sprawach postępowanie administracyjne jest jeszcze w toku. Sprawy sporne dotyczyły ciepła, energii elektrycznej i paliw gazowych.

W zakresie ciepła wydano 4 decyzje, z tego 2 orzekały ukształtowanie treści umowy sprzedaży ciepła. Sporne zapisy umów dotyczyły: w jednej sprawie ustalenia okresu wypowiedzenia mocy zamówionej, w drugiej – sposobu rozliczenia ciepłej wody użytkowej

dostarczanej z grupowego węzła ciepłego. Żadna ze stron nie wniosła odwołania i obie decyzje są już prawomocne.

Jedna decyzja dotyczyła nieuzasadnionego wstrzymania dostaw ciepła. Wnioskodawca nie regulował bieżących i zaległych płatności za dostarczone ciepło. Przedsiębiorstwo energetyczne, wzywając wnioskodawcę do zapłaty, wyznaczyło mu zbyt krótki termin do uregulowania należności, a po jego upływie wstrzymało dostawę ciepła. Spór został rozstrzygnięty na korzyść odbiorcy. Przedsiębiorstwo energetyczne złożyło odwołanie do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów i decyzja nie jest prawomocna.

Kolejna sprawa dotyczyła odmowy zawarcia umowy sprzedaży ciepła dla przygotowania ciepłej wody użytkowej, dostarczanej do lokalu mieszkalnego w budynku wielolokalowym. Decyzją stwierdzono, że na przedsiębiorstwie energetycznym nie ciąży obowiązek zawarcia umowy sprzedaży ciepła z właścicielem lokalu mieszkalnego, gdyż wymagania ustawy – Prawo energetyczne, dotyczące umów sprzedaży ciepła, mogą być spełnione jedynie w przypadku umów zawieranych z właścicielami (zarządcami) budynków wielolokalowych. Niekorzystna dla wnioskodawcy decyzja spowodowała złożenie przez niego odwołania. Tym samym decyzja nie jest prawomocna.

W zakresie energii elektrycznej wydano 4 decyzje w 7 postępowaniach, z tego 2 decyzje dotyczyły odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, a 2 decyzje – nieuzasadnionego wstrzymania dostaw energii elektrycznej. W toku pozostają 3 postępowania dotyczące rozstrzygnięcia sporów w zakresie: odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, ukształtowania treści umowy przyłączeniowej oraz nieuzasadnionego wstrzymania dostaw energii elektrycznej.

W jednej sprawie, dotyczącej odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, przedmiotem sporu był brak zgody wnioskodawcy na usytuowanie złącza kablowego na granicy jego posesji od strony drogi dojazdowej. Wnioskodawca domagał się zlokalizowania złącza kablowego w okolicach mającego powstać budynku. Decyzją orzeczono zawarcie umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, uznając za prawidłową lokalizację złącza kablowego ustaloną przez przedsiębiorstwo energetyczne. W drugiej sprawie, dotyczącej odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, decyzją odmówiono wnioskodawcy ukształtowania treści umowy o przyłączenie. Pomimo uwzględnienia przez przedsiębiorstwo energetyczne wszystkich zastrzeżeń wnioskodawcy i wydania nowych warunków przyłączenia, wycofanie zgody przez właścicieli sąsiedniej działki na ustawienie złącza kablowego oraz poprowadzenie instalacji odbiorczej przez ich działkę uniemożliwiło realizację nowych warunków przyłączenia. W obu sprawach strony nie złożyły odwołań i decyzje są prawomocne.

Dwa postępowania administracyjne, prowadzone w sprawach spornych dotyczących nieuzasadnionego

wstrzymania dostaw energii elektrycznej, zakończyły się wydaniem decyzji na korzyść odbiorców. W jednej sprawie wstrzymanie dostaw energii elektrycznej było wynikiem kradzieży linii niskiego napięcia i brakiem podjęcia przez przedsiębiorstwo energetyczne działań związanych z odtworzeniem tej linii. W drugiej sprawie instalacja znajdująca się u odbiorcy stwarzała bezpośrednie zagrożenie dla życia ludzkiego. Jednakże przedsiębiorstwo energetyczne wstrzymało dostarczanie energii elektrycznej bez przeprowadzenia kontroli u odbiorcy i sporządzenia stosownego protokołu. W obu sprawach przedsiębiorstwa energetyczne złożyły odwołania i decyzje nie są prawomocne.

W zakresie paliw gazowych spór dotyczył odmowy przyłączenia do sieci gazowej. W związku z przedstawieniem przez przedsiębiorstwo energetyczne nowej propozycji podłączenia obiektu mieszkalnego do sieci gazowej, wnioskodawcy wystąpili o określenie nowych warunków przyłączenia. Postępowanie administracyjne w sprawie rozstrzygnięcia sporu zostało, na wniosek strony, zawieszono do czasu wydania nowych warunków przyłączenia.

Rodzaj i zakres rozpatrywanych spraw w zakresie sporów wskazuje na szeroką wiedzę odbiorców w zakresie przysługujących im uprawnień w przypadku nie wywiązywania się przez przedsiębiorstwa energetyczne ze swoich zobowiązań. Jednocześnie odbiorcy wnoszą do Prezesa URE o rozstrzygnięcie spraw podlegających jurysdykcji sądów powszechnych, jak chociażby sporów związanych z rozliczeniami między przedsiębiorstwami energetycznymi i odbiorcami z tytułu posadowienia urządzeń energetycznych należących do przedsiębiorstwa na nieruchomości gruntowej odbiorcy. W takich przypadkach oczekiwania odbiorców przekraczają kompetencje Prezesa URE wynikające z przyznanych ustawą – Prawo energetyczne, które nie obejmują rozstrzygnięcia tego typu spraw.

W okresie sprawozdawczym rozpatrywano również sprawy, które nie wymagały przeprowadzenia postępowania administracyjnego i wydania decyzji administracyjnej.

Sprawy z zakresu energii elektrycznej dotyczyły: zasad naliczania i wysokości opłat za przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, sposobu rozliczania za dostarczoną energię elektryczną i świadczone usługi przesyłowe, możliwości korygowania wystawionej faktury, nielegalnego poboru energii elektrycznej oraz zasadności zastosowania i wysokości opłat za nielegalny pobór, sposobu przeprowadzania kontroli przez przedsiębiorstwa energetyczne, standardów jakościowych obsługi odbiorców, urządzeń elektroenergetycznych po sadowionych na działkach będących własnością prywatną, uszkodzonych układów pomiarowo-rozliczeniowych stosowanych przy dostarczaniu energii elektrycznej, instalowania układów przedpłatowych, zapisów zawartych w umowach sprzedaży, kwalifikacji odbiorców do poszczególnych grup taryfowych, działalności komisji kwalifikacyjnych i wydawanych przez nie świadectw oraz

zasadności pobierania opłat za dodatkowe usługi przeprowadzone na zlecenie odbiorcy.

W sprawach związanych ze sprzedażą ciepła odbiorcy w większości poruszali w swoich pismach kwestie rozliczeń za dostarczone ciepło pomiędzy indywidualnymi odbiorcami ciepła w lokalach a spółdzielniami mieszkaniowymi lub zarządzającymi budynkiem.

Sprawy poruszane przez odbiorców gazu dotyczyły: przyłączenia do sieci gazowej, standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz sposobów rozliczeń prowadzonych przez przedsiębiorstwa energetyczne.

We wszystkich przypadkach odbiorcom ciepła, energii elektrycznej i gazu oraz przedsiębiorstwom energetycznym udzielono ustnie lub pisemnie wyczerpujących wyjaśnień.

4.3.5. Działalność kontrolna

a) warunki prowadzenia działalności koncesjonowanej

Monitoring działalności przedsiębiorstw koncesjonowanych odbywa się na bieżąco. Wymagana jest terminowość nadsyłania sprawozdań z działalności koncesjonowanej. Wypełnione formularze sprawozdań zostają poddane kontroli poprawności statystycznej i archiwizacji, a dane przedstawiane przez przedsiębiorstwa służą do opracowania charakterystyki sektora ciepłowniczego w ramach systemu statystyki publicznej.

b) prawidłowość stosowania i wprowadzania w życie taryf

Rozpatrzone 79 skarg, z czego 28 dotyczyło ciepła, 47 energii elektrycznej, a 4 gazu. Spośród ww. spraw jedna skarga skutkowałą wszczęciem postępowania administracyjnego. W 38 sprawach zwrócono się do przedsiębiorstw energetycznych z prośbą o przedstawienie swojego stanowiska w sprawie. Bardzo często skutkowało to pozytywnym załatwieniem skargi. W pozostałych przypadkach wyczerpująco wyjaśniano sytuację prawną i jej wpływ na sytuację faktyczną odbiorców, co w większości przypadków było dla petenta wystarczające.

c) nakładanie kar pieniężnych

W 2004 r. wszczęto jedno postępowanie na skutek odmowy udzielenia informacji, o których mowa w art. 28 ustawy – Prawo energetyczne. Powyższe informacje dotyczyły sprawozdania z działalności ciepłowniczej przedsiębiorstwa za rok 2003. Wydano decyzję o ukaraniu i wymierzono karę pieniężną w kwocie 23 215 zł. Przedsiębiorstwo wniosło odwołanie i decyzja nie jest prawomocna.

4.4. Pozostała działalność oddziału

W 2004 r. kontynuowane było wydawanie poradnika – informatora dla odbiorców ciepła, który ukazywał się w dzienniku lokalnym – „Głosie Wielkopolskim”, średnio raz na kwartał. Jego zasadniczym zadaniem było wyjaśnienie odbiorcom ciepła podstawowych zagadnień z zakresu prawa energetycznego oraz poinformowanie

o uprawnieniach, jakie dają im przepisy prawne w tej dziedzinie.

Podobnie jak w latach poprzednich, pracownicy oddziału w godzinach pracy urzędu i w ramach uruchomionego punktu informacyjnego dla konsumentów i rzeczników konsumentów, udzielali odpowiedzi na pytania i wątpliwości kierowane do oddziału.

Pytania dotyczyły głównie standardów jakościowych obsługi odbiorców, nielegalnego poboru energii elektrycznej, sposobu przeprowadzania kontroli przez przedsiębiorstwa energetyczne, kwestii rozliczeń odbiorców energii elektrycznej z przedsiębiorstwami energetycznymi oraz rozliczeń indywidualnych odbiorców ciepła w lokalach ze spółdzielniami mieszkaniowymi bądź zarządzającymi budynkami wielolokalowymi.

5. Wschodni Oddział Terenowy z siedzibą w Lublinie

Właściwość terytorialna Wschodniego Oddziału Terenowego z siedzibą w Lublinie obejmuje obszar dwóch województw: lubelskiego i podlaskiego, a zasięg działania obejmuje łącznie 41 powiatów (w tym 7 miast na prawach powiatów) i 331 gmin.

W oddziale jest zatrudnionych 11 pracowników posiadających wyższe wykształcenie, w tym: 4 osoby z wykształceniem technicznym, 4 – ekonomicznym, 2 – prawniczym i 1 osoba z wykształceniem humanistycznym.

Dyrektorem oddziału do 16 kwietnia 2004 r. był dr inż. Ryszard Rabiega, a od 19 kwietnia 2004 r. obowiązki dyrektora pełni Paweł Bogusławski. Zmiana kierownictwa nastąpiła w wyniku rezygnacji dyrektora Rabiega z pełnionej funkcji, w związku z zawieszeniem w czynnościach służbowych 7 pracowników Wschodniego Oddziału Terenowego w toku prowadzonego postępowania prokuratorskiego przeciwko członkom zarządu jednego z przedsiębiorstw ciepłownicznych. Pracownicy ci zostali czasowo zwolnieni z obowiązku świadczenia pracy, co znacznie utrudniło właściwe i terminowe realizowanie zadań. W tym trudnym okresie pracę Wschodniego Oddziału Terenowego wspierali zarówno oddelegowani pracownicy z innych oddziałów terenowych, jak i oddziały terenowe – zatwierdzono w nich łącznie 8 taryf dla ciepła i 3 taryfy dla energii elektrycznej 8 przedsiębiorstwom energetycznym, mającym siedzibę na obszarze działania Wschodniego Oddziału Terenowego.

5.1. Charakterystyka lokalnego sektora energetycznego

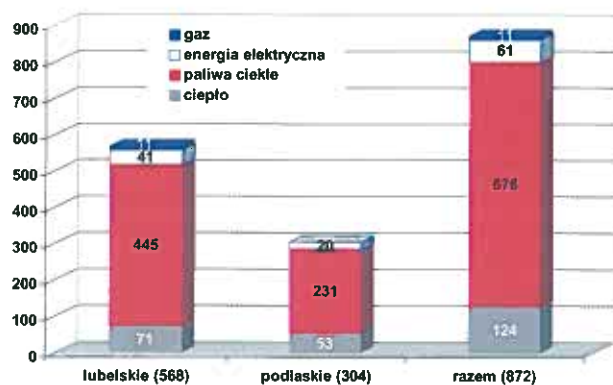
Działalność energetyczną prowadzi 765 przedsiębiorstw posiadających łącznie 872 koncesje na wytwarzanie, magazynowanie, przesyłanie, dystrybucję oraz obrót paliwami i energią.

W skład grupy przedsiębiorstw energetycznych wchodzi: 61 przedsiębiorstw ciepłownicznych, 46 – elektroenergetycznych, 4 – dystrybucji i obrotu gazem, 669 – zajmujących się obrotem paliwami ciekłymi.

Jedno przedsiębiorstwo – Zakłady Azotowe „Puławy” SA zajmuje się zarówno zaopatrzeniem w ciepło i energię elektryczną, jak i gaz.

Pośród wszystkich przedsiębiorstw ciepłowniczych, 45 do produkcji ciepła wykorzystuje paliwo węglowe. Wśród nich 13 firm obok węgla wykorzystuje dodatkowo inne paliwa. W pozostałych przedsiębiorstwach paliwem podstawowym jest gaz ziemny, olej opałowy oraz „pozostałe”. Łączna moc zainstalowana źródeł ciepła wynosi 4 340,67 MW, z czego 92,17% to źródła węglowe, 5,32% gazowe, 1,41% olejowe, a 1,09% to źródła opalane gazem propan – butan, odpadami drzewnymi lub biomasą.

Rysunek 9. Koncesje wg województw
(stan na 31 grudnia 2004 r.)



Największymi producentami energii elektrycznej i ciepła są następujące elektrociepłownie pracujące w pełnym skojarzeniu: Elektrociepłownia Lublin – Wrotków Sp. z o.o., Elektrociepłownia Białystok SA, Elektrociepłownia Zakładów Azotowych „Puławy” SA, Megatem EC – Lublin Sp. z o.o. Łączna osiągalna moc cieplna wymienionych elektrociepłowni wynosi 2 234 MW, a elektryczna – 550 MW.

W zakresie przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej działają 4 spółki: Lubelskie Zakłady Energetyczne Lubzel SA, Zakład Energetyczny Białystok SA, Zamojska Korporacja Energetyczna SA i Zakład Energetyczny Warszawa Teren SA z siedzibą w woj. mazowieckim.

Do głównych przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem i dystrybucją ciepła należą: Lubelskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Lublinie Sp. z o.o. i Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Białymstoku. Przedsiębiorstwa te sprzedają rocznie łącznie 8 556 TJ ciepła, a moc ciepła zamówiona przez odbiorców wynosi 1 258 MW.

Przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją oraz obrotem gazem ziemnym to: Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. w Tarnowie – Oddział Zakład Gazowniczy w Lublinie i Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. w Warszawie – Oddział Gazownia Białostocka, których roczna sprzedaż gazu wyniosła łącznie ok. 320 mln m³.

Odnawialne źródła energii elektrycznej stanowią 43 małe elektrownie wodne o mocy zainstalowanej 4,1 MW, 6 małych elektrowni wiatrowych o mocy 3,1 MW i elektrownia wykorzystująca energię biogazu, o mocy 0,64 MW. Zakup przez spółki dystrybucyjne energii elektrycznej z tych źródeł wynosi 22,5 GWh, co stanowi 0,3% sprzedaży energii przez te spółki. Niekonwencjonalne źródła ciepła to 4 kotłownie opalane biomasą (zrębki drzewne, słoma), o łącznej mocy 39,9 MW.

Ocena postępu urynkowienia energetyki na przykładzie rynku ciepła

Konkurencja na rynku ciepła ogranicza się przede wszystkim do wytwórców ciepła dostarczających ciepło do wspólnej sieci ciepłowniczej, której właścicielem jest przedsiębiorstwo ciepłownicze. Taka sytuacja ma miejsce w systemach ciepłowniczych, w których występują co najmniej dwa źródła ciepła będące własnością różnych przedsiębiorstw energetycznych.

Realizując obowiązki wynikające z przepisów prawa, przedsiębiorstwa ciepłownicze powinny dążyć do ustalenia programu pracy sieci ciepłowniczej w sposób zapewniający najniższe koszty dostarczania ciepła do odbiorców.

Przykładem tego może być system ciepłowniczy w Lublinie, obsługiwany przez 3 przedsiębiorstwa energetyczne: 2 wytwórców ciepła oraz 1 dystrybutora ciepła. Działania dystrybutora ciepła zmierzają do zakupu większych ilości ciepła z „tańszego” źródła. Na skutek takiego działania można zaobserwować stabilność, a nawet spadek cen ciepła wytwórców, co jest korzystne dla odbiorców. Ograniczeniem pracy systemu ciepłowniczego w warunkach pełnej konkurencji jest przepustowość sieci ciepłowniczej, wymuszająca pracę dwóch źródeł ciepła przy określonej maksymalnej wydajności.

Innym przykładem może być system ciepłowniczy w Zamościu. W systemie tym przedsiębiorstwo ciepłownicze jest właścicielem sieci oraz jednego źródła ciepła, a właścicielem drugiego źródła ciepła jest inny wytwórca. Oba źródła dostarczają ciepło do wspólnej sieci ciepłowniczej. Przedsiębiorstwo ciepłownicze, zgodnie z obowiązującym przepisem prawa, opracowuje program pracy sieci ciepłowniczej, w którym powinno określić warunki doboru obciążeń dla obu źródeł ciepła – własnego i obcego, pod względem minimalizacji kosztów dostarczania ciepła do odbiorców. W programie tym przedsiębiorstwo ciepłownicze wykazuje tendencję do zwiększania obciążenia własnego źródła ciepła, ograniczając zakup ciepła z obcego, „tańszego” źródła. Prowadzi to do sporów między przedsiębiorstwami energetycznymi w zakresie ustalenia wielkości mocy cieplnej zamówionej w obcym źródle.

Przedstawione przykłady rynku ciepła wskazują, że w jednostkowych przypadkach możliwa jest praca systemów ciepłowniczych w warunkach zbliżonych do konkurencji, lecz zawsze na rynku ciepła, który jest rynkiem lokalnym, będą występować bariery ograniczające konkurencję, m.in. związane z parametrami tech-

nicznymi sieci ciepłowniczych oraz z własnością źródeł ciepła i sieci ciepłowniczych.

5.2. Odbiorcy paliw i energii

Największym odbiorcą energii elektrycznej są Zakłady Azotowe „Puławy” SA, które zakupują rocznie 911 GWh energii. Ponad 100 GWh energii elektrycznej rocznie zakupują: Lubelski Węgiel „Bogdanka” SA i Cementownia „Chełm”. Odbiorcami ponad 40 GWh energii elektrycznej rocznie są: Zakłady Płyt Wiórowych SA w Grajewie, Przedsiębiorstwo Eksploatacji Rurociągów Naftowych – Przepompownia Adamowo, Fabryka Łożysk Tocznych „Kraśnik” SA oraz PKP „ENERGETYKA” Sp. z o.o. Ponadto, 31 odbiorców dokonuje zakupów energii powyżej 10 GWh rocznie.

W grupie największych odbiorców ciepła jest 5 spółdzielni mieszkaniowych w Lublinie oraz 4 spółdzielnie mieszkaniowe w Białymstoku, o zużyciu od 198 do 500 TJ.

Głównymi odbiorcami gazu ziemnego z sieci przesyłowej są: Zakłady Azotowe „Puławy” SA, które rocznie zakupują do produkcji wyrobów chemicznych 837 mln m³ gazu, oraz Elektrociepłownia Lublin – Wrotków Sp. z o.o. (343 mln m³ gazu do produkcji energii elektrycznej i ciepła w bloku parowo-gazowym). Zużycie gazu przez pozostałych odbiorców nie przekracza 5 mln m³/rok.

5.3. Działalność regulacyjna

Na terenie działania oddziału koncesjonowaną działalność ciepłowniczą prowadzi 61 przedsiębiorstw. Ponadto, 1 przedsiębiorstwo (Zakłady Przemysłu Welnianego im. E. Piater Sp. z o.o. w Wasilkowie) posiada promesy koncesji na wytwarzanie oraz na przesyłanie i dystrybucję ciepła.

5.3.1. Koncesjonowanie

a) przedsiębiorstwa ciepłownicze

W 2004 r. do oddziału wpłynęły wnioski od 3 przedsiębiorstw o udzielenie koncesji: od 1 przedsiębiorstwa

– na wytwarzanie ciepła, od 2 przedsiębiorstw – na wytwarzanie ciepła oraz przesyłanie i dystrybucję ciepła.

W roku sprawozdawczym udzielono 3 koncesje 2 przedsiębiorstwom, z czego 2 na wytwarzanie ciepła oraz 1 na przesyłanie i dystrybucję ciepła.

W 2004 r. wydano 30 decyzji zmieniających udzielone koncesje dotyczące działalności związanej z zaopatrzeniem w ciepło bądź w energię elektryczną w skojarzeniu z ciepłem. Wszystkie te decyzje dotyczyły wniosków stron składanych na podstawie art. 41 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Zmiany warunków udzielonych koncesji były dokonywane na wniosek strony w związku z: rozszerzeniem działalności z powodu przejęcia bądź modernizacji źródła ciepła i sieci ciepłowniczych, ograniczeniem zakresu udzielonych koncesji spowodowanego wyłączeniem z eksploatacji kotłów lub likwidacją eksploatowanych źródeł ciepła, przekazaniem kotłowni lub sieci ciepłowniczych, zmianą parametrów czynnika grzewczego z powodu modernizacji sieci ciepłowniczych oraz związanych ze zmianami organizacyjnymi lub formalnymi.

W 2004 r. na wniosek strony jednemu przedsiębiorcy zostały cofnięte 2 koncesje (na wytwarzanie ciepła oraz przesyłanie i dystrybucję ciepła) w związku z zaprzestaniem prowadzenia działalności związanej z zaopatrzeniem w ciepło. Ponadto, wydano 2 decyzje jednemu przedsiębiorstwu, stwierdzające wygaśnięcie koncesji na podstawie art. 162 § 1 pkt 1 Kpa. Decyzje te były związane z zaprzestaniem przez przedsiębiorcę prowadzenia działalności koncesjonowanej. Na wniosek przedsiębiorcy wydano 3 postanowienia o sprostowaniu: 2 decyzji na wytwarzanie ciepła oraz 1 decyzji na przesyłanie i dystrybucję ciepła z powodu oczywistej omyłki.

b) przedsiębiorstwa obrotu paliwami ciekłymi

Wraz z wejściem w życie nowej ustawy paliwowej, uzyskania koncesji wymaga prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie m.in. obrotu paliwami ciekłymi (OPC), bez względu na wielkość przychodu osiąganego z tego tytułu, z wyłączeniem obrotu gazem płynnym, jeżeli roczna wartość obrotu nie przekracza 10 000 euro.

Tabela 7. Decyzje koncesyjne wydane w 2004 r.

Wydane decyzje i postanowienia	Ciepło	Energia elektryczna w skojarzeniu z ciepłem	Paliwa ciekłe	Razem
Decyzje koncesyjne	3		147	150
Decyzje zmieniające koncesje	29	1		30
Decyzje cofające koncesje	2			2
Decyzje stwierdzające wygaśnięcie koncesji	2			2
Postanowienia o sprostowaniu	3			3
Decyzje umarzające postępowanie			6	6
Razem	39	1	153	193
Wnioski pozostawione bez rozpoznania			4	4
Wnioski pozostawione bez rozpatrzenia			5	5

Źródło: Wschodni OT URE.

W związku z dużą liczbą wniosków, które wpłynęły do URE w Warszawie, do Wschodniego Oddziału Terenowego przekazano 172 wnioski w sprawie udzielenia koncesji OPC. Wszystkie rozpatrywane we Wschodnim Oddziale Terenowym wnioski o udzielenie koncesji na obrót paliwami ciekłymi dotyczyły obrotu gazem płynnym na stacjach auto-gazu, obrotu konfekcjonowanym gazem płynnym w butlach oraz obrotu koncesjonowanymi paliwami w pojemnikach, takich jak: olej opałowy i olej napędowy.

5.3.2. Zatwierdzanie taryf dla ciepła

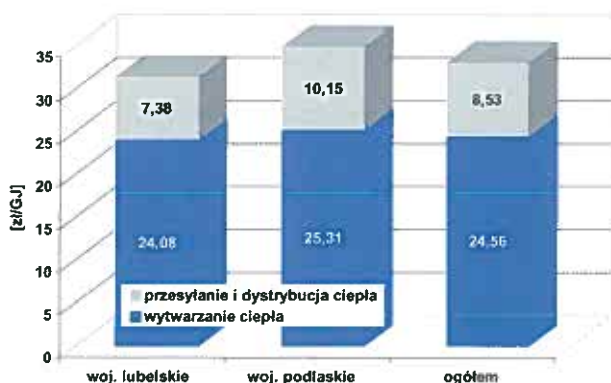
a) wnioski taryfowe

W 2004 r. do oddziału wpłynęło 75 wniosków dotyczących taryf dla ciepła. Wydano 28 decyzji zatwierdzających taryfy dla ciepła (13 w woj. lubelskim i 15 w woj. podlaskim), 1 decyzję odmawiającą zatwierdzenia taryfy dla ciepła oraz 1 decyzję umarzającą postępowanie w sprawie zatwierdzenia taryfy dla ciepła. Zatwierdzono 2 pierwsze, 3 drugie, 2 trzecie, 10 czwartych, 8 piątych oraz 3 szóste taryfy dla ciepła. Ponadto, dokonano 16 zmian w obowiązujących taryfach dla ciepła. We wszystkich przypadkach zmiany dotyczyły przedłużenia okresu obowiązywania taryfy. Wydano 5 decyzji odmawiających zmiany taryfy dla ciepła, 1 decyzję umarzającą postępowanie oraz pozostawiono bez rozpoznania 5 wniosków przedsiębiorstw.

b) efekty regulacji

W 2004 r. średni wzrost cen i stawek opłat w stosunku do poprzednio stosowanych, wynikający z wszystkich zatwierdzonych w oddziale taryf dla ciepła, wyniósł 2,20%, w tym 3,48% w woj. lubelskim i 0,51% w woj. podlaskim. Dla pierwszych taryf wzrost wyniósł 0,90%, dla drugich 7,38%, dla trzecich – 4,75%, dla czwartych 1,13%, dla piątych 2,00%, dla szóstych 3,77%. Weryfikacja kosztów przedsiębiorstw z województw lubelskiego i podlaskiego, którym zatwierdzono taryfę dla ciepła, spowodowała zmniejszenie kosztów stanowiących podstawę kalkulacji cen i stawek opłat o kwotę 22,89 mln zł.

Rysunek 10. Średnie ceny i stawki opłat w podziale na województwa w taryfach zatwierdzonych w 2004 r.



Średnia cena ciepła dla wytwarzania, wynikająca ze wszystkich taryf zatwierdzonych w 2004 r., wyniosła 24,56 zł/GJ, natomiast dla przesyłania 8,53 zł/GJ.

Najniższa cena ciepła w źródłach, w których paliwem jest miał węgla kamiennego, wyniosła 17,31 zł/GJ, natomiast najwyższa 33,48 zł/GJ. W przedsiębiorstwach, w których paliwem wykorzystanym do produkcji ciepła jest węgiel gruby, orzech, kostka lub groszek, ceny ciepła zawierały się w przedziale od 29,82 do 31,36 zł/GJ, natomiast w źródłach gazowych lub olejowych – od 36,84 do 49,38 zł/GJ. W źródle na paliwo propan-butan cena wyniosła 47,37 zł/GJ, natomiast w źródle na zrębki i trociny 34,45 zł/GJ. W zależności od rodzaju paliwa wykorzystywanego do produkcji, średnie ceny ciepła i ich wzrost w stosunku do ostatnio stosowanych przedstawia się następująco: w źródłach ciepła, gdzie paliwem jest miał węgla kamiennego 24,02 zł/GJ (wzrost w porównaniu z ostatnio stosowaną o 2,98%), w źródłach opalanych węglem grubym 30,17 zł/GJ (spadek o 1,79%), w źródłach gazowych 39,68 zł/GJ (wzrost o 2,88%), w źródłach opalanych olejem opałowym lekkim 39,62 zł/GJ (spadek o 3,38%), w źródle na zrębki leśne średnia cena wyniosła 34,45 zł/GJ i wzrosła o 9,19%, natomiast w lokalnym źródle ciepła, opalonym gazem propan-butan, cena wyniosła 47,37 zł/GJ i obniżyła się o 15,03% w porównaniu z ostatnio stosowaną.

Bardzo duże znaczenie przy analizie wysokości cen wytwarzania ciepła, obok rodzaju stosowanego paliwa i technologii wytwarzania, odgrywa także wielkość sprzedaży ciepła. W przedsiębiorstwach o dużej sprzedaży ciepła możemy zaobserwować efekt skali. Z analizy przeprowadzonej wśród 26 przedsiębiorstw, którym w 2004 r. zatwierdzono taryfy dla ciepła wynika, że w przedsiębiorstwach o dużej sprzedaży ciepła (elektrociepłownie, duże PEC-e), średnie ceny są znacznie niższe niż w przedsiębiorstwach o niskiej sprzedaży ciepła (poniżej 500 tys. GJ rocznie). Wynika to z faktu, że w tej grupie znajdują się zarówno źródła wytwarzające ciepło w skojarzeniu z energią elektryczną (1 przedsiębiorstwo), jak i ciepłownie realizujące zadania modernizacyjne przyczyniające się do obniżki kosztów paliwa.

Tabela 8. Zestawienie średnich cen (dotyczących wytwarzania ciepła) w zależności od wielkości sprzedaży ciepła

Wielkość sprzedaży ciepła [GJ]	Liczba przedsiębiorstw wytwarzających ciepło	Średnia cena ciepła [zł/GJ]
do 50 000	5	30,04
50 000 – 100 000	5	33,04
100 000 – 500 000	12	26,23
500 000 – 1 000 000	3	24,57
powyżej 1 000 000	1	17,31
	26	24,56

Źródło: Wschodni OT URE.

Analiza stawek opłat za usługi przesyłowe wskazuje, że najwyższe stawki występują w przedsiębiorstwach o zaangażowaniu w działalność ciepłowniczą powyżej 90% – typowe PEC-e. Najniższa stawka za usługi przesyłowe została zatwierdzona dla przedsiębiorstwa przemysłowego, dla którego zaangażowanie w działalność ciepłowniczą wynosi zaledwie 1%, a odbiorcą ciepła jest inne przedsiębiorstwo energetyczne.

Tabela 9. Zestawienie średnich stawek opłat za usługi przesyłowe w zależności od wielkości sprzedaży ciepła

Wielkość sprzedaży ciepła [GJ]	Liczba przedsiębiorstw przesyłających ciepło	Średnia stawka przesyłowa [zł/GJ]
do 50 000	4	6,04
50 000 – 100 000	4	6,96
100 000 – 500 000	15	8,72
500 000 – 1 000 000	3	12,37
powyżej 1 000 000	1	0,64
	27	8,53

Źródło: Wschodni OT URE.

c) wpływ nowego rozporządzenia taryfowego na regulację

Dla 15 przedsiębiorstw zatwierdzono taryfy dla ciepła sporządzone na podstawie starego rozporządzenia taryfowego dla ciepła. Pozostałym 13 przedsiębiorstwom zatwierdzono taryfy opracowane zgodnie z przepisami nowego rozporządzenia taryfowego dla ciepła.

Na uwagę zasługuje zapis § 18 ust. 3 pkt 2 nowego rozporządzenia taryfowego, dotyczący zagrożenia bezpieczeństwa energetycznego w zakresie zaopatrzenia w ciepło. W przeprowadzonych postępowaniach administracyjnych, które zakończyły się wydaniem decyzji zatwierdzającej taryfę dla ciepła, w jednym przypadku przedsiębiorstwo skorzystało z tego właśnie przepisu. W źródle ciepła zainstalowane są 2 kotły WR-10 i 1 kotłowi WR-5. Moc zainstalowana źródła wynosi 29,07 MW, natomiast moc wykorzystana 21,017 MW. Wyłączenie z eksploatacji kotła WR-10 oznaczałoby niewystarczającą moc na pokrycie potrzeb odbiorców. W przypadku wyłączenia kotła WR-5 występowałoby zagrożenie bezpieczeństwa energetycznego w okresie letnim. Wynikałoby to z konieczności eksploatacji w tym okresie kotła WR-10 przy obciążeniu mocą cieplną w wysokości 1,8 MW (takie jest zapotrzebowanie ciepła na podgrzanie wody w okresie letnim). W porównaniu do eksploatacji kotła WR-5, praca kotła WR-10 poniżej 30% mocy znamionowej jest niestabilna (lub wręcz niemożliwa) i, z uwagi na spadek sprawności wytwarzania ciepła poniżej 50%, powoduje podwyższenie kosztów i dwukrotny wzrost zużycia energii elektrycznej. W związku z tym, przedsiębiorstwo w kalkulacji kosztów jednostkowych wytwarzania ciepła nie zastosowało współczynnika redukcyjnego kosztów stałych, zgodnie z dyspozycją § 18 ust. 3 pkt 2.

5.3.3. Rozstrzyganie spraw spornych

W 2004 r. w sprawach spornych prowadzonych w trybie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne wydano 7 decyzji administracyjnych, rozstrzygających spór w następujących sprawach:

- odmowy zawarcia umowy sprzedaży ciepła (2 decyzje),
- odmowy zawarcia umowy o świadczenie usług przesyłowych ciepła (1 decyzja),
- odmowy zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej (2 decyzje),
- nieuzasadnionego wstrzymania dostaw energii elektrycznej (1 decyzja),
- nieuzasadnionego wstrzymania dostaw ciepła (1 decyzja).

W przypadku 5 decyzji, w związku z wniesionym odwołaniem, sprawy zostały przekazane do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Jedno postępowanie w sprawie rozstrzygnięcia sporu dotyczącego odmowy zawarcia umowy sprzedaży ciepła zostało zawieszona na wniosek strony.

W okresie sprawozdawczym zostały wszczęte 2 postępowania o rozstrzygnięcie sporu w sprawie nieuzasadnionego wstrzymania dostaw energii elektrycznej, które są w toku. Wydano 1 postanowienie (w trybie art. 8 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne) nakazujące podjęcie i kontynuowanie dostaw ciepła do czasu ostatecznego rozstrzygnięcia sporu oraz 1 postanowienie (w trybie art. 8 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne) o odmowie uwzględnienia wniosku o wydanie postanowienia o kontynuacji dostaw ciepła do czasu ostatecznego rozstrzygnięcia sporu. Ponadto, rozstrzygnięto 1 spór dotyczący odmowy zawarcia umowy o świadczenie usług przesyłowych ciepła. Po dokonaniu szczegółowej analizy warunków technicznych i ekonomicznych w zakresie możliwości świadczenia usług przesyłowych ciepła, Prezes URE orzekł, iż na przedsiębiorstwie energetycznym zajmującym się jego wytwarzaniem, przesyłaniem i dystrybucją nie ciąży obowiązek zawarcia umowy o świadczenie usług przesyłowych ciepła. Od tej decyzji wniesiono odwołanie do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

W 2004 r. przedmiotem rozprawy przed Sądem Ochrony Konkurencji i Konsumentów było 1 odwołanie od decyzji wydanej w 2003 r., rozstrzygającej spór w sprawie nieuzasadnionego wstrzymania dostaw energii elektrycznej. W wyniku rozprawy Sąd oddalił odwołanie.

5.3.4. Skargi i wnioski dotyczące działalności przedsiębiorstw energetycznych

W 2004 r. do oddziału wpłynęły 44 skargi na działalność przedsiębiorstw energetycznych, w tym 33 skargi odbiorców energii elektrycznej i 11 skarg odbiorców ciepła.

W zakresie energii elektrycznej skargi dotyczyły: standardów jakościowych obsługi odbiorców, opóźnień w udzieleniu przez przedsiębiorstwo energetyczne odpowiedzi na zgłoszone reklamacje, zasadności stosowania

wania współczynnika wzrostu opłaty stałej z tytułu zwiększonej pewności zasilania, wstrzymywania dostaw energii elektrycznej, sposobu przeprowadzania przez przedsiębiorstwa energetyczne kontroli dotrzymywania zawartych umów i prawidłowości rozliczeń, sposobu rozliczeń za dostarczoną energię elektryczną, zasadności zastosowania oraz wysokości opłaty za nielegalny pobór energii elektrycznej, zasad naliczania oraz wysokości opłat za przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, terminów realizacji obowiązków wynikających z umów o przyłączenie, kosztów przebudowy przyłącza, kosztów i zasadności zmian w wewnętrznych instalacjach zasilających (obowiązku i kosztów wynoszenia urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych na zewnątrz budynków), sposobu kwalifikacji do grup taryfowych, usunięcia urządzeń elektroenergetycznych stanowiących własność zakładów energetycznych posadowionych na nieruchomościach należących do odbiorców, obciążania odbiorców kosztami powstałymi w związku z uszkodzeniem urządzeń elektroenergetycznych należących do zakładów energetycznych.

W zakresie ciepła skargi dotyczyły: zasad rozliczeń za dostarczone ciepło, sposobu ustalania zamówionej mocy cieplnej, wzrostu opłat za dostarczone ciepło, obowiązku oraz kosztów montażu liczników ciepła w budynkach należących do odbiorców.

Z ogólnej liczby 44 skarg, które wpłynęły do oddziału, 5 zostało zwróconych skarżącym lub przekazanych do organu właściwego do rozstrzygnięcia danej sprawy (po wydaniu postanowienia zgodnie z art. 65 § 1 i art. 66 Kpa).

W wyniku analizy przedmiotowych skarg, w 6 przypadkach stwierdzono nieprawidłowości w działalności przedsiębiorstw energetycznych. W 2 sprawach nieprawidłowości zostały usunięte przez przedsiębiorstwa. W 1 przypadku, po przeprowadzeniu kontroli interwencyjnej, wydano zalecenia pokontrolne, które zostały przez to przedsiębiorstwo zrealizowane w wyznaczonym terminie. W 3 przypadkach wezwano przedsiębiorstwa do usunięcia nieprawidłowości, co zostało przez nie uczynione. W pozostałych 33 sprawach nie podzielono argumentów skarżących i udzielono im stosownych wyjaśnień.

5.3.5. Działalność kontrolna

a) warunki prowadzenia działalności koncesjonowanej

W 2004 r. kontrola warunków prowadzenia działalności objętej obowiązkiem uzyskania koncesji była przeprowadzana w ramach rozpatrywania wniosków taryfowych. W wyniku tej kontroli w 2 przypadkach stwierdzono nieprzebranie przez przedsiębiorstwa energetyczne warunków koncesyjnych. W przypadku 1 przedsiębiorstwa wszczęto postępowanie w sprawie wymierzenia kary pieniężnej na podstawie art. 56 ustawy – Prawo energetyczne, które zakończyło się wydaniem decyzji o wymierzeniu kary pieniężnej. W 1 przypadku przedsiębiorstwo przedstawiło wyczerpujące wyjaśnienia, co spowodowało odstąpienie od wymierzenia kary pieniężnej.

b) parametry jakościowe obsługi odbiorców

W związku z rozpatrywaniem skarg składanych przez odbiorców, przeprowadzono bieżące kontrole w zakresie dotrzymywania przez przedsiębiorstwa energetyczne standardów jakościowych obsługi odbiorców, w tym dotrzymywania parametrów dostarczanej energii elektrycznej, paliw gazowych i ciepła. W wyniku tej kontroli, w przypadku 2 przedsiębiorstw energetycznych stwierdzono naruszenie standardów jakościowych obsługi odbiorców. Przedsiębiorstwa, w działalności których stwierdzono wyżej wymienione uchybienia, zostały wezwane do ich usunięcia, co zostało uczynione.

c) prawidłowość stosowania taryf

W okresie sprawozdawczym przeprowadzono 8 kontroli stosowania taryf przez przedsiębiorstwa energetyczne. W przypadku 1 przedsiębiorstwa po przeprowadzeniu postępowania wyjaśniającego wydano zalecenia pokontrolne, wzywając przedsiębiorstwo do usunięcia stwierdzonych nieprawidłowości. Zalecenia powyższe zostały przez przedsiębiorstwo wykonane w wyznaczonym terminie. W przypadku 2 przedsiębiorstw w wyniku kontroli stosowania taryf stwierdzono nieprawidłowości w ich działalności, które były podstawą do wszczęcia postępowań administracyjnych w sprawie wymierzenia kary pieniężnej. Nieprawidłowości te dotyczyły stosowania cen i taryf wyższych od zatwierdzonych.

d) kwalifikacje pracowników przedsiębiorstw energetycznych

Przeprowadzono 15 kontroli przestrzegania przepisów art. 54 ustawy – Prawo energetyczne, w zakresie spełniania wymagań kwalifikacyjnych przy eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci. W tym zakresie nie stwierdzono nieprawidłowości.

5.3.6. Nakładanie kar pieniężnych

W okresie sprawozdawczym przeprowadzono 5 postępowań administracyjnych w sprawie wymierzenia kar pieniężnych na podstawie art. 56 ustawy – Prawo energetyczne. Wydano 5 decyzji w sprawie wymierzenia kar pieniężnych. Łączna wysokość nałożonych kar to 8 500 zł. Wszystkie kary pieniężne wymierzone na podstawie wydanych przez Prezesa URE decyzji zostały przez ukarane przedsiębiorstwa energetyczne uiszczone w terminie. Nieprawidłowości, za które wymierzono ww. kary dotyczyły: stosowania cen i taryf wyższych od zatwierdzonych (2 decyzje), nieuzasadnionego wstrzymywania dostaw ciepła (1 decyzja), nieprzebranie warunków koncesji (1 decyzja), stosowania cen i taryf nie przedłożonych – zgodnie z obowiązkiem – do zatwierdzenia (1 decyzja).

5.4. Pozostała działalność oddziału

a) współpraca z Urzędem Ochrony Konkurencji i Konsumentów

Oddział współpracował z Urzędem Ochrony Konkurencji i Konsumentów w ramach art. 23 ust. 1 pkt 7 usta-

wy – Prawo energetyczne w zakresie udzielania specjalistycznych opinii dotyczących energetyki oraz wszelkich informacji nt. prowadzonych przez UOKiK postępowań w sprawach ochrony konkurencji i konsumentów, dotyczących działalności koncesjonowanych przedsiębiorstw energetycznych.

b) współpraca z rzecznikami konsumentów

W związku ze skargami odbiorców na działalność przedsiębiorstw energetycznych, wpływającymi bezpośrednio do rzeczników konsumentów, na ich pisemną prośbę udzielano odpowiedzi na pytania dotyczące prawidłowości kalkulacji cen za dostarczane ciepło, stosowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne nie posiadające koncesji, prawidłowości stosowania przez przedsiębiorstwo energetyczne opłat za ponowną legalizację licznika energii elektrycznej. Ponadto, w związku ze skargami, które wpływały do rzeczników konsumentów, ale dotyczyły braku realizacji przez przedsiębiorstwa energetyczne ich obowiązków wynikających z ustawy – Prawo energetyczne, prowadzono postępowania wyjaśniające, wzywając przedsiębiorstwa do udzielenia stosownych informacji. O wynikach tych postępowań informowano rzeczników konsumentów. Udzielano także odpowiedzi i wyjaśnień na pytania zgłoszone telefonicznie w ramach prowadzonego punktu konsultacyjnego. Rzecznicy konsumentów zostali poinformowani o działalności punktu konsultacyjnego, powołanego do realizowania jednego z zasadniczych zadań Prezesa URE, a dotyczącego ochrony interesów odbiorców paliw i energii.

c) współpraca z odbiorcami, samorządami lokalnymi i innymi organami administracji publicznej

W 2004 r. w zakresie współpracy z jednostkami samorządu terytorialnego różnych szczebli wyjaśniano problemy związane z prowadzeniem przez te jednostki koncesjonowanej działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłania i dystrybucji ciepła oraz w zakresie obrotu paliwami ciekłymi. Ponadto, na wniosek jednostek samorządu terytorialnego, udzielano wyjaśnień i opinii dotyczących obowiązku posiadania koncesji, zatwierdzania taryf dla ciepła oraz w innych sprawach, dotyczących indywidualnych skarg odbiorców ciepła.

W związku z prowadzeniem postępowań w sprawie udzielenia koncesji na obrót paliwami ciekłymi, współdziałano z innymi organami administracji publicznej, tj. z Powiatowymi i Wojewódzkimi Inspektoratami Nadzoru Budowlanego, Urzędem Dozoru Technicznego, Powiatowymi i Wojewódzkimi Komendami Straży Pożarnej.

d) działalność informacyjna

W okresie sprawozdawczym wpłynęło 10 zapytań z zakresu energii elektrycznej i 39 z zakresu ciepła. W ramach działalności informacyjnej oddziału udzielano wyjaśnień indywidualnym odbiorcom ciepła oraz ener-

gii elektrycznej i gazu. Ponadto, formułowano opinie i udzielano odpowiedzi na pytania pochodzące od przedsiębiorstw energetycznych oraz instytucji zajmujących się ochroną praw konsumentów, a także od redakcji lokalnych gazet.

Sytuacja we Wschodnim Oddziale Terenowym w związku z prowadzonym postępowaniem Prokuratury przeciwko władzom MPEC Sp. z o.o. w Łomży

Na przełomie 2003 i 2004 r. Prokuratura Okręgowa w Łomży prowadziła śledztwo przeciwko członkom zarządu Miejskiego Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Łomży (MPEC Sp. z o.o. w Łomży), zarzucając im działania na szkodę odbiorców ciepła. Postępowaniem tym, z racji zatwierdzenia taryfy MPEC Sp. z o.o. w Łomży, został także objęty Wschodni Oddział Terenowy i jego pracownicy.

W toku śledztwa zakwestionowano wielkość zainstalowanej mocy cieplnej oraz liczbę punktów pomiarowych uwzględnionych przy kalkulacji taryfy. Sformułowano także zarzuty o poświadczeniu nieprawdy w dwóch opiniach i protokołach sporządzonych na potrzeby prowadzonego postępowania administracyjnego w sprawie zatwierdzenia taryfy.

Prezes URE, stosownie do art. 145 §1 pkt 1 i 2 oraz art. 145 § 2 Kodeksu postępowania administracyjnego, 30 kwietnia 2004 r. wydał postanowienie w sprawie wznowienia postępowania zakończonego wydaniem decyzji zatwierdzającej taryfę opracowaną przez to przedsiębiorstwo.

Do wznowionego postępowania w sprawie zatwierdzenia taryfy na mocy art. 183 § 1 Kpa, wstąpił Prokurator Okręgowy na prawach strony.

W trakcie wznowionego postępowania administracyjnego, Prokurator sformułował dodatkowe zarzuty dotyczące wysokości kosztów handlowej obsługi odbiorców oraz wielkości zamówionej mocy cieplnej, niewłaściwej wysokości współczynnika redukcyjnego kosztów stałych, a także poddał w wątpliwość prawidłowość kalkulacji stawek opłat za usługi przesyłowe.

W związku z wątpliwościami co do wysokości kwestionowanego przez Prokuratora, a uwzględnionego w zatwierdzonej taryfie współczynnika redukcyjnego kosztów stałych, w celu ich wyjaśnienia został powołany biegły w dziedzinie ciepłownictwa.

W wyniku przeprowadzonego postępowania administracyjnego, Prezes URE wydał decyzję z dnia 30 grudnia 2004 r., na mocy której odstąpił od uchylenia decyzji w sprawie zatwierdzenia taryfy. Prezes URE stwierdził także, iż decyzja zatwierdzająca taryfę została wydana z naruszeniem art. 7 i art. 77 § 1 Kpa, gdyż zatwierdzenie taryfy nastąpiło bez dokładnego wyjaśnienia stanu faktycznego w zakresie wielkości zamówionej mocy cieplnej i liczby punktów pomiarowych, przyjętych do kalkulacji cen i stawek opłat. Decyzja ta jednak została utrzymana w mocy ze względu na nieistotny wpływ zmiany powyższych danych na kształt taryfy, tj. wielkość cen i stawek opłat.

Decyzją Dyrektora Generalnego, osoby, które w trakcie postępowania prokuratorskiego zostały zawieszony w wykonywaniu czynności służbowych, zwolniono z obowiązku świadczenia pracy, a Rzecznik Dyscyplinarny URE wszczął postępowanie wyjaśniające w kwestii naruszenia obowiązków członka korpusu służby cywilnej.

Wobec wyjaśnień składanych przez podejrzanych, prokurator zmienił treść przedstawionych pracownikom Wschodniego Oddziału Terenowego zarzutów, przyjmując, że niedopełnienie obowiązków miało charakter nieumyślny i uznał, że w takiej sytuacji zachodzi podstawa do uchylecia wobec podejrzanych środków zapobiegawczych w postaci zawieszenia w czynnościach służbowych. Pracownicy zostali przywróceny do pracy.

Jednak o ich winie rozstrzygnął sąd, który wydał wyrok warunkowo umarzający postępowanie karne wobec pięciu osób. Wobec dwóch osób wyrok dotychczas nie zapadł, a w stosunku do jednej osoby postępowanie zostało umorzone (ten wyrok, ze względu na zażalenie Prokuratora, nie jest prawomocny).

6. Środkowozachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Łodzi

Zasięg terytorialny Środkowozachodniego Oddziału Terenowego z siedzibą w Łodzi obejmuje obszar województw: łódzkiego i świętokrzyskiego, a więc obszar 279 gmin (odpowiednio 177 i 102 gminy). W 2004 r. było w nim zatrudnionych 16 osób, z tego 15 z wykształceniem wyższym i 1 ze średnim. W okresie sprawozdawczym oddziałem kierował dyrektor dr inż. Leszek Szczygieł.

6.1. Charakterystyka lokalnego sektora energetycznego

Działalność gospodarczą prowadzi 135 przedsiębiorstw koncesjonowanych posiadających 263 koncesje w zakresie wytwarzania, przesyłania i dystrybucji oraz obrotu energią elektryczną, ciepłem i paliwami gazowymi oraz 769 przedsiębiorców posiadających 780 koncesji na obrót lub magazynowanie paliw ciekłych.

Lokalny sektor energetyczny charakteryzuje się dość dużą dywersyfikacją produkcji i sprzedaży energii i paliw. Największymi producentami energii elektrycznej na obszarze działania oddziału (a także w skali kraju) są:

- Elektrownia Bełchatów SA o mocy zainstalowanej 4 430 MW i produkcji energii elektrycznej w 2004 r. w wysokości 28 456 415 MWh,
- Elektrownia Połaniec Spółka Akcyjna – Grupa Electrabel, której moc zainstalowana wynosi 1 800 MW, a wielkość produkcji energii była równa 6 316 917 MWh.

Obie elektrownie należą do największych w kraju i produkujących najtańszą energię elektryczną, dlatego też ich prawidłowe i bezawaryjne funkcjonowanie ma bardzo istotny wpływ na poziom bezpieczeństwa energetycznego krajowego systemu elektroenergetycznego.

Największe przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją oraz obrotem energii elektrycznej na terenie działania oddziału to:

- Zakład Energetyczny Łódź – Teren SA, który w 2004 r. sprzedał 4 126 588 MWh energii elektrycznej, a moc szczytowa wynosiła 748 MW,
- Zakłady Energetyczne Okręgu Radomsko-Kieleckiego SA, których sprzedaż wynosiła 4 084 972 MWh, a moc szczytowa była równa 843 MW,
- Łódzki Zakład Energetyczny SA o sprzedaży równej 2 605 476 MWh i mocy szczytowej wynoszącej 620 MW.

Łączna sprzedaż w tych zakładach energetycznych wynosiła 10 817 036 MWh, co stanowiło ok. 8% sprzedaży energii elektrycznej w Polsce.

Największymi producentami ciepła są:

- Zespół Elektrociepłowni w Łodzi SA o mocy osiągalnej 2 478 MW_t i produkcji wynoszącej 17 298 000 GJ, produkujący ciepło w skojarzeniu z energią elektryczną,
- Elektrownia Bełchatów SA o mocy osiągalnej 375 MW_t i produkcji 2 090 346 GJ,
- Elektrociepłownia Kielce SA o mocy osiągalnej 300 MW_t i produkcji 1 749 144 GJ,
- Elektrownia Połaniec Spółka Akcyjna – Grupa Electrabel o mocy osiągalnej 130 MW_t i produkcji 2 467 217 GJ.

Wielkość mocy cieplnej zainstalowanej w przedsiębiorstwach ciepłowniczych wynosi 6 525 MW_t, co stanowi ponad 9% mocy zainstalowanej w kraju. Zdecydowana większość przedsiębiorstw (ok. 70%) zajmowała się zarówno wytwarzaniem, jak i przesyłaniem ciepła. Pod względem formy organizacyjno-prawnej dominowały spółki z ograniczoną odpowiedzialnością (43%) oraz spółki akcyjne (38%).

Najwięksi dystrybutorzy ciepła (oprócz ZEC w Łodzi SA) to:

- Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Bełchatowie, które zamówiło 127 MW_t i sprzedało 1 040 602 GJ ciepła,
- Miejskie Przedsiębiorstwo Ciepłone Sp. z o.o. w Kielcach, które zamówiło 233,4 MW_t i sprzedało 1 722 130 GJ ciepła.

Przesyłaniem i dystrybucją oraz obrotem gazem zajmują się dwie spółki:

- Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. w Warszawie, Oddział „Gazownia Łódzka”, który sprzedał w 2004 r. 353 852 tys. m³ gazu 387 562 odbiorcom,
- Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. w Tarnowie, Oddział Zakład Gazowniczy w Kielcach, który w 2004 r. sprzedał 207 275 tys. m³ gazu 121 875 odbiorcom.

6.2. Odbiorcy paliw i energii

Największymi odbiorcami energii elektrycznej na obszarze działania oddziału są odbiorcy przemysłowi, których zużycie kształtuje się na następującym poziomie: Kopalnia Węgla Brunatnego „Bełchatów” SA – 1 020 466 MWh, CELSA Huta Ostrowiec SA w Ostrowcu Świętokrzyskim – 577 265 MWh, Lafarge-Cement Polska SA Małogoszcz – 119 329 MWh.

Natomiast dominującymi odbiorcami ciepła są odbiorcy komunalni. Można tu wymienić m.in.: Pabianicką Spółdzielnię Mieszkaniową, Spółdzielnię Mieszkaniową „Teofilów” w Łodzi, Spółdzielnię Mieszkaniową „Pionier” w Kutnie. Wielkość mocy zamówionej przez każdego z tych odbiorców przekracza 60 MW.

Dominującymi odbiorcami gazu na terenie województw łódzkiego i świętokrzyskiego są następujące zakłady: Ceramika Paradyż w Tomaszowie Maz. – 13 675 885 m³, Ferroxcube Polska Sp. z o.o. w Skierńwiczach – 7 247 412 m³, Okręgowa Spółdzielnia Mleczarska w Radomsku – 4 865 000 m³, Ceramika Końskie Zakład Biskwitu 9 771 253 m³.

Wymienieni dostawcy i odbiorcy paliw i energii są uczestnikami lokalnego rynku energii i niektórzy z nich mają istotny wpływ na funkcjonowanie tego rynku poprzez możliwość korzystania z uprawnień do dostępu stron trzecich do sieci (TPA). Od 1 lipca 2004 r. wszyscy odbiorcy, z wyjątkiem gospodarstw domowych, mają status uprawnionych do korzystania z prawa wyboru dostawcy. Zgodnie z powyższym, od połowy 2004 r. 165 675 odbiorców energii elektrycznej było uprawnionych do skorzystania z tej zasady, z czego tylko dwóch skorzystało z przysługujących im uprawnień. Barię wdrożenia w życie tej zasady jest m.in. bezpośrednie przenoszenie przez spółki dystrybucyjne obciążeń wynikających z różnicy cen na rynku bilansującym na odbiorców uprawnionych, stawianie bardzo ostrych warunków dotyczących opomiarowania oraz trudności płatnicze u znacznej liczby odbiorców uprawnionych, ale przede wszystkim ograniczenia podaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, wynikające z kontraktów długoterminowych (KDT). Natomiast jeżeli chodzi o ciepło, to mimo że od 1 stycznia 2004 r. wszyscy odbiorcy ciepła są uprawnieni do korzystania z prawa do usług przesyłowych, nikt z niego nie skorzystał. Należy jednak podkreślić, że pojawia się zainteresowanie odbiorców stosowaniem zasady TPA w ciepłownictwie. W IV kwartale 2004 r. do oddziału wypłynęły wnioski dwóch przedsiębiorstw, które podjęły starania zmierzające do przyłączenia swoich źródeł ciepła do sieci ciepłowniczych dystrybutorów ciepła i w przyszłości zawarcia z nimi umów przesyłowych.

6.3. Działalność regulacyjna

6.3.1. Koncesjonowanie

W okresie sprawozdawczym oddział wydał 63 decyzje w sprawach dotyczących koncesji, w tym:

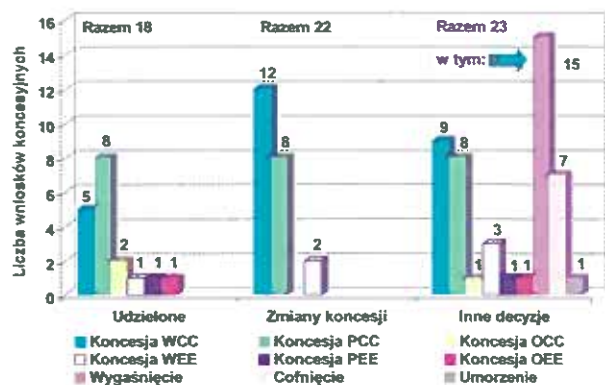
- udzielających koncesji – 18,
- dotyczących zmian w udzielonych koncesjach – 22,
- skutkujących zakończeniem działalności koncesjonowanej (cofnięcie, stwierdzenie wygaśnięcia decyzji) – 22,
- umarzających prowadzone postępowanie – 1.

Dodatkowo wydano 1 decyzję w sprawie przedłużenia promesy koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej Przedsiębiorstwu Energetyki Ciepłej „Bugaj” Sp. z o.o. z siedzibą w Starachowicach.

Podobnie jak w latach ubiegłych, dominującymi powodami zmian w udzielonych koncesjach były sprawy związane z przedmiotem prowadzonej działalności, w szczególności dotyczące zmian parametrów pracy sieci ciepłowniczych bądź modernizacji źródeł ciepła, które były podyktowane dążeniem do zwiększenia efektywności gospodarowania majątkiem ciepłowniczym.

W związku z wejściem w życie nowej ustawy paliwowej, rozszerzony został zakres obowiązku posiadania koncesji na obrót paliwami ciekłymi. Prezes URE przekazał do oddziału prowadzenie 230 postępowań administracyjnych w tym zakresie, w przeważającej liczbie dotyczących obrotu gazem płynnym. Do 31 grudnia 2004 r. wydano w oddziale 190 koncesji na obrót paliwami ciekłymi, a odmówiono wydania 2 koncesji. Jednocześnie umorzono 5 postępowań administracyjnych, pozostawiono 1 wniosek bez rozpoznania i dokonano 2 zwrotów wniosków. Podkreślić przy tym należy, że w ramach prowadzonych postępowań ustalono, iż w wielu wypadkach we wnioskach koncesyjnych występowały istotne braki, w szczególności w dokumentacji budowlanej, które następnie wnioskodawcy uzupełniali sukcesywnie w toku prowadzonych postępowań. Przebieg procesu koncesjonowania w 2004 r. (bez koncesjonowania obrotu paliwami ciekłymi) przedstawia rysunek 11.

Rysunek 11. Przebieg procesu koncesjonowania (bez koncesjonowania obrotu paliwami ciekłymi) w 2004 r.



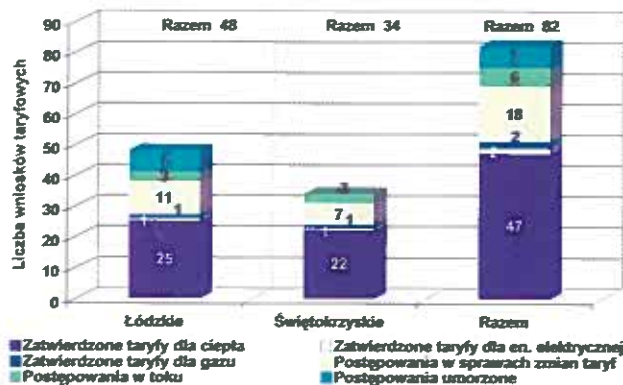
6.3.2. Zatwierdzanie taryf dla ciepła

Zgodnie z regulacją prawną zawartą w art. 47 ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwa energetyczne prowadzące koncesjonowaną działalność polegającą na wytwarzaniu, przesyłaniu i dystrybucji lub obrocie ciepłem, energią elektryczną i paliwami gazowymi ustalają taryfy, które podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE. W 2004 r. oddział rozpatrzył łącznie 82 wnioski taryfowe, w tym 55 w sprawie zatwierdzenia nowych taryf dla ciepła, 16 dotyczących korekt taryf dla ciepła, 4 w sprawie zatwierdzenia taryf dla energii elektrycznej produkowanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, 5 w sprawie dokonania korekt taryf dla energii elektrycz-

nej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła oraz 2 w sprawie zatwierdzenia taryf dla gazu.

Ogółem, w okresie sprawozdawczym oddział zatwierdził 47 taryf dla ciepła, w 4 przypadkach umorzył postępowanie, a 4 wnioski są w trakcie postępowania. W 2004 r. oddział rozpatrzył łącznie 16 wniosków o zatwierdzenie zmian w już zatwierdzonych taryfach dla ciepła. W 12 przypadkach wnioski dotyczyły zmiany okresu obowiązywania cen i stawek opłat (w 11 przypadkach – przedłużenia okresu obowiązywania cen i stawek opłat, a w 1 przypadku – skrócenia okresu obowiązywania cen i stawek opłat) i zostały rozpatrzone pozytywnie. Pozytywnie rozpatrzony został również 1 wniosek przedsiębiorstwa energetycznego, prowadzącego koncesjonowaną działalność ciepłowniczą na terenie woj. łódzkiego, dotyczący zmiany wysokości współczynników korekcyjnych X_i ustalonych w IV taryfie obowiązującej dla tego przedsiębiorstwa. W 2 przypadkach postępowania w sprawie korekty taryf dla ciepła zostały umorzone, natomiast 1 wniosek o dokonanie korekty cen i stawek opłat jest w trakcie rozpatrywania.

Rysunek 12. Zestawienie liczbowe przebiegu zatwierdzania taryf dla ciepła, energii elektrycznej i paliw gazowych w 2004 r.

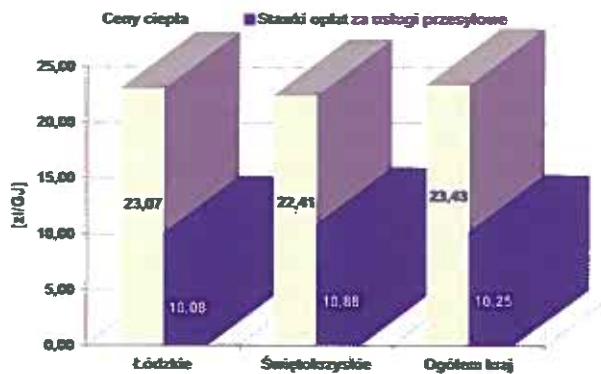


W 2004 r. średnia wskaźnikowa cena ciepła w zakresie wytwarzania w zatwierdzonych taryfach w oddziale wyniosła 22,90 zł/GJ, przy czym dla przedsiębiorstw prowadzących działalność na terenie woj. łódzkiego wyniosła 23,07 zł/GJ i zawierała się, w zależności od rodzaju paliwa, w przedziale od 13,23 do 54,47 zł/GJ. Natomiast dla przedsiębiorstw z terenu woj. świętokrzyskiego wyniosła 22,41 zł/GJ i zawierała się w przedziale od 12,96 do 52,19 zł/GJ. Średnia cena ciepła w taryfach zatwierdzonych w 2004 r. w stosunku do ostatnio stosowanych cen ciepła wzrosła w przedsiębiorstwach prowadzących działalność na terenie woj. łódzkiego o 2,48%. Natomiast w przedsiębiorstwach prowadzących działalność na terenie woj. świętokrzyskiego spadła o 0,19%.

Średnia wskaźnikowa stawka opłaty za usługi przesyłowe na skali oddziału ukształtowała się na poziomie 10,23 zł/GJ. Natomiast średnie wskaźnikowe stawki opłat za usługi przesyłowe wyniosły w woj. łódzkim i świętokrzyskim

skim odpowiednio 10,08 zł/GJ i 10,88 zł/GJ. Średnie wskaźnikowe ceny ciepła i stawki opłat za usługi przesyłowe zatwierdzone w taryfach w 2004 r. w oddziale oraz w kraju w podziale na województwa przedstawia rysunek 13.

Rysunek 13. Średnioważone ceny ciepła i stawki opłat za usługi przesyłowe w taryfach zatwierdzonych w 2004 r.



Średni wskaźnik wzrostu cen i stawek opłat zawartych w taryfach zatwierdzonych w 2004 r. w oddziale, w stosunku do cen ostatnio stosowanych, ukształtował się na poziomie 1,96% przy średnim wskaźniku wzrostu cen i stawek opłat w całym kraju wynoszącym 1,58%. Średni wskaźnik wzrostu w woj. łódzkim wyniósł 2,15%, a w woj. świętokrzyskim 1,38%. Należy podkreślić, że ostateczne wzrosty opłat za ciepło dla odbiorców, w przypadku niemal wszystkich przedsiębiorstw energetycznych, są niższe od proponowanych przez nie w pierwszych wersjach składanych wniosków o zatwierdzenie taryf dla ciepła, co dobrze świadczy o skuteczności regulacji.

Wśród taryf zatwierdzonych w 2004 r. znajdują się 4 taryfy z terminem obowiązywania dłuższym niż 24 miesiące. W 3 przypadkach taryfy zostały zatwierdzone dla przedsiębiorstw prowadzących działalność na terenie woj. łódzkiego, a w 1 przypadku na terenie woj. świętokrzyskiego. Przedsiębiorstwa te będą mogły samodzielnie dostosować zatwierdzone taryfy do zmieniających się warunków ekonomicznych w oparciu o zatwierdzone dodatkowo (od 0,4 do 1%) współczynniki korekcyjne (X_i), wymuszające poprawę efektywności ich funkcjonowania.

Oddział, realizując zadania Prezesa URE polegające na regulacji działalności przedsiębiorstw energetycznych zgodnie z ustawą i założeniami polityki energetycznej państwa oraz zmierzając do minimalizacji kosztów przedsiębiorstw energetycznych, zmniejszył w toku postępowań w sprawie zatwierdzenia taryf przychody przedsiębiorstw ciepłowniczych o kwotę 17 219,5 tys. zł, co oznacza, że kwota ta, wystarczająca do zakupu ciepła, które zaspokoiłoby roczne potrzeby grzewcze mieszkańców dużego miasta powiatowego (np. Wielunia czy Skierniewic), pozostanie u odbiorców.

Wprawdzie rynek ciepła należy do rynków zmonopolizowanych, to jednak coraz częściej można dostrzec elementy konkurencji, szczególnie w zakresie stosowania różnego rodzaju paliw. Pojawiają się także symptomy budowy małych, ekologicznych kotłowni osiedlowych. Działania te wymuszają na przedsiębiorstwach ciepłowniczych redukcję kosztów ich funkcjonowania oraz poprawę ciągłości i jakości dostaw oraz ograniczenie wzrostu cen ciepła.

6.3.3. Zatwierdzanie taryf dla energii elektrycznej

W 2004 r. w oddziale rozpatrzono 4 wnioski o zatwierdzenie taryf dla energii elektrycznej wytwarzanej w pełnym w skojarzeniu z ciepłem. W stosunku do 2 wniosków wydano decyzje zatwierdzające taryfy, 1 postępowanie zostało umorzone, natomiast 1 postępowanie znajduje się w toku rozpatrywania. Rozpatrzono również 5 wniosków o dokonanie korekt zatwierdzonych taryf. We wszystkich przypadkach wnioski dotyczyły zmiany okresu obowiązywania ustalonych cen i stawek opłat i wszystkie zostały rozpatrzone pozytywnie.

6.3.4. Zatwierdzanie taryf dla paliw gazowych

W 2004 r. oddział rozpatrywał po raz pierwszy wnioski przedsiębiorstw energetycznych prowadzących działalność gospodarczą w zakresie przesyłania i dystrybucji oraz obrotu paliwami gazowymi. Łącznie rozpatrzono 2 wnioski, oba postępowania zakończono wydaniem decyzji zatwierdzających taryfy.

6.3.5. Rozstrzyganie spraw spornych

W 2004 r. oddział rozpatrywał razem 173 sprawy, w tym 106 w zakresie energii elektrycznej, 55 – w zakresie ciepła i 12 – w zakresie gazu. Spośród ogólnej liczby spraw, 13 postępowania administracyjnych zakończono wydaniem decyzji administracyjnej (9 dotyczyło energii elektrycznej, 2 – ciepła i 2 – gazu). W toku pozostało 13 postępowania administracyjnych. Ponadto, wydano 3 postanowienia o zwrocie podania, w tym 2 w zakresie energii elektrycznej i 1 w zakresie ciepła. Pozostałe 144 sprawy stanowiły 83% ogólnej liczby spraw i rozpatro-

no je w ramach postępowań wyjaśniających, w tym 12 spraw znajduje się w toku.

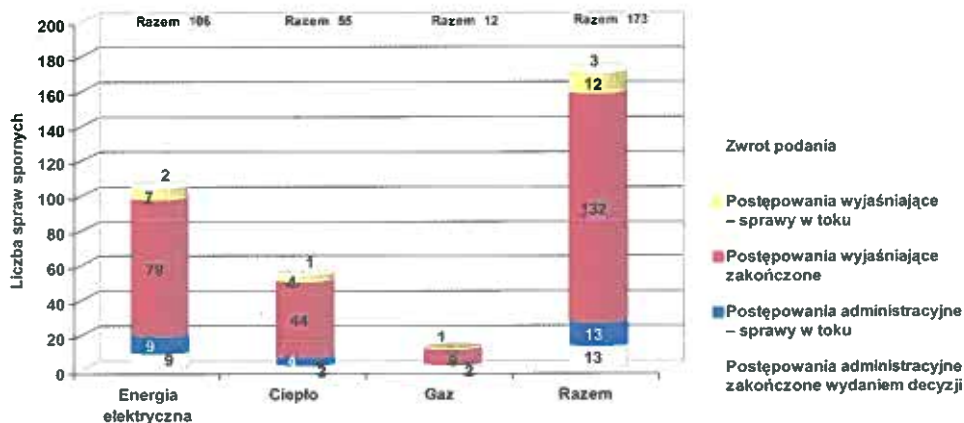
Spośród wydanych 13 decyzji administracyjnych, orzeczono:

- 5 decyzjami, że wstrzymanie dostawy energii elektrycznej było uzasadnione,
- 2 decyzjami, że wstrzymanie dostawy energii elektrycznej było nieuzasadnione,
- 1 decyzją, że odmowa zawarcia umowy sprzedaży ciepła była nieuzasadniona,
- 1 decyzją, że na podmiocie nie ciąży obowiązek przyłączenia do sieci gazowej,
- 1 decyzją, orzeczono zawarcie umowy sprzedaży gazu.

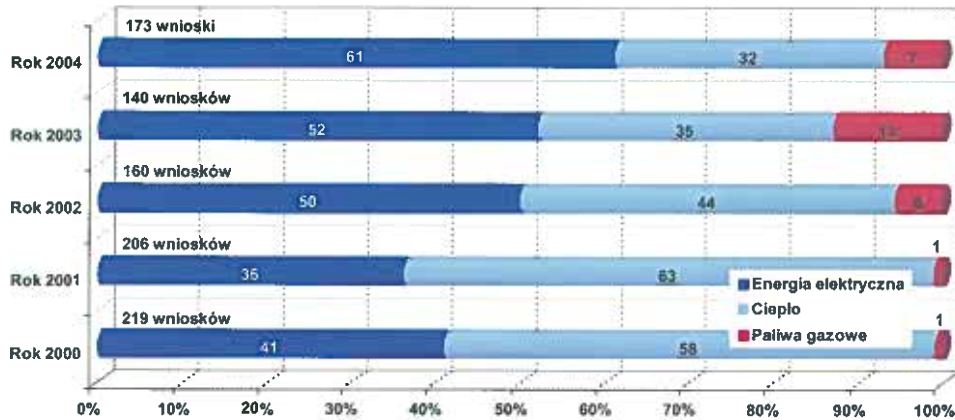
Wydano także 2 decyzje umarzające prowadzone postępowania administracyjne, w tym: 1 decyzję umarzającą postępowanie w sprawie odmowy zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej i 1 decyzję umarzającą postępowanie w sprawie wstrzymania dostawy energii elektrycznej. Ponadto, wydano 1 decyzję odmawiającą wznowienia postępowania administracyjnego. W ramach spornych postępowań administracyjnych, w trybie art. 8 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, wydano pięć postanowień.

Spośród wydanych decyzji, 5 decyzji jest nieprawomocnych, bowiem strony wniosły od nich odwołanie do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. W minionym roku Sąd rozpatrzył 2 odwołania od decyzji administracyjnych i orzekł o zawieszeniu 1 postępowania w trybie art. 178 Kpc oraz o utrzymaniu w mocy 1 decyzji rozstrzygającej sprawę sporną z zakresu odmowy zawarcia umowy sprzedaży gazu. Skargi i wnioski wykraczające poza zakres wyznaczony treścią art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, były przedmiotem postępowań wyjaśniających oraz podlegały zwrotowi w trybie art. 66 § 3 Kpa. Najczęściej dotyczyły one: nielegalnego pobierania energii elektrycznej oraz wysokości opłat naliczanych z tego tytułu, zasadności wykonywania zaleceń pokontrolnych, opłat za uszkodzone plomby licznikowe, standardów jakościowych obsługi odbiorców, stosunków własnościowych oraz warunków przyłączenia do sieci. W za-

Rysunek 14. Struktura rozpatrywania sporów, skarg i wniosków w 2004 r.



Rysunek 15. Udział nośników energetycznych w strukturze rozpatrywania sporów w latach 2000 – 2004



kresie ciepła, skargi dotyczyły najczęściej rozliczeń za ciepło dostarczone odbiorcom. Szczegółową strukturę rozpatrywania skarg i wniosków oraz sposoby ich załatwienia przedstawiono na rysunkach 14 i 15.

6.3.6. Działalność kontrolna

a) warunki prowadzenia działalności koncesjonowanej

Podczas rozpatrywania napływających wniosków w sprawach zatwierdzania taryf dla ciepła i energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z ciepłem oraz paliw gazowych, pracownicy oddziału przeprowadzali jednocześnie kontrolę zgodności warunków prowadzenia działalności gospodarczej przez przedsiębiorstwa energetyczne z udzielonymi tym przedsiębiorstwom koncesjami.

W okresie sprawozdawczym przeprowadzono 51 kontroli w zakresie przestrzegania warunków prowadzenia działalności zgodnie z udzielonymi koncesjami. Z ogólnej liczby 51 kontroli, 47 kontroli przeprowadzono w toku rozpatrywania wniosków o zatwierdzenie taryf dla ciepła, 2 – w zakresie taryf dla energii elektrycznej i 2 – dla paliw gazowych. W toku rozpatrywania wniosków taryfowych nie stwierdzono prowadzenia przez przedsiębiorstwa energetyczne działalności gospodarczej niezgodnie z udzielonymi koncesjami.

b) parametry jakościowe dostaw i obsługi odbiorców

W okresie sprawozdawczym oddział przeprowadził 59 kontroli w zakresie przestrzegania przez przedsiębiorstwa energetyczne standardów jakościowych dostaw i obsługi odbiorców, w tym 11 kontroli dotyczyło parametrów jakościowych dostaw energii elektrycznej, a 48 – jakości obsługi odbiorców (w tym 32 kontrole w zakresie energii elektrycznej, 10 w zakresie ciepła, 6 w zakresie paliw gazowych). Kontrole w zakresie standardów jakościowych przeprowadzone zostały na skutek skarg odbiorców energii elektrycznej i dotyczyły przerw w zasilaniu w energię elektryczną, uszkodzeń sprzętu gospodarstwa domowego i komputerów na skutek przepięć w sieci elektroenergetycznej lub wstrzymania dostaw

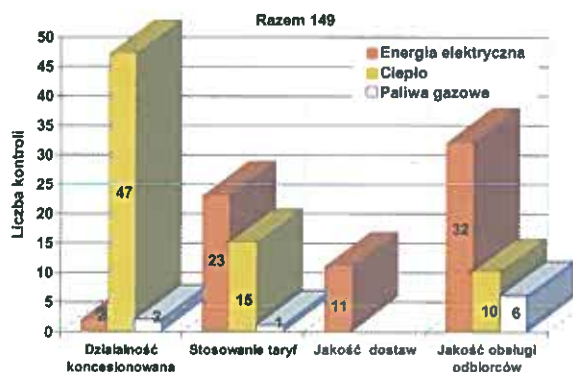
energii elektrycznej. Awarie były niezwłocznie usuwane. Analiza działalności kontrolnej wskazuje na konieczność zwiększenia nakładów inwestycyjnych w infrastrukturę sieciową, niezbędną dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, szczególnie w zakresie ciągłości i niezawodności dostaw energii elektrycznej przede wszystkim na terenach wiejskich.

c) prawidłowość stosowania taryf

Oddział przeprowadzał kontrole prawidłowości stosowania taryf dla energii elektrycznej, ciepła i gazu podczas rozpatrywania skarg odbiorców. W okresie sprawozdawczym przeprowadzono 39 kontroli w zakresie prawidłowości stosowania taryf, z czego: 23 dotyczyły energii elektrycznej, 15 – ciepła i 1 – paliw gazowych.

Kontrole przeprowadzone zostały z powodu skarg złożonych przez odbiorców i miały na celu ustalenie prawidłowości rozliczeń za energię elektryczną między odbiorcą i przedsiębiorstwem energetycznym, ustalenie prawidłowości stosowania cen i stawek opłat, w tym opłat za przyłączenie do sieci, opłat z tytułu nielegalnego poboru energii elektrycznej oraz obciążenia innymi dodatkowymi opłatami.

Rysunek 16. Kontrolowanie działalności koncesjonowanej oraz stosowania taryf i standardów jakościowych dostaw i obsługi odbiorców



d) *kwalifikacje pracowników przedsiębiorstw energetycznych*

Kontrolą kwalifikacji osób zajmujących się eksploatacją sieci oraz urządzeń i instalacji energetycznych objęto 2 przedsiębiorstwa energetyczne podległe właściwości rzeczowej oddziału. Stwierdzone nieprawidłowości w zakresie kontrolowanej problematyki, szczególnie w zakresie opracowanych wykazów stanowisk, zostały usunięte w okresie trwania kontroli.

6.3.7. Nakładanie kar pieniężnych

W okresie sprawozdawczym w oddziale prowadzone było jedno postępowanie administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 12 ustawy – Prawo energetyczne za nieprzestrzeganie obowiązku wynikającego z koncesji na przesyłanie i dystrybucję ciepła. Postępowanie w tej sprawie zostało umorzono.

6.4. Pozostała działalność oddziału

a) *współpraca z Urzędem Ochrony Konkurencji i Konsumentów oraz rzecznikami konsumentów*

Wykonanie ustawowego obowiązku współpracy z właściwymi organami w przeciwdziałaniu praktykom monopolistycznym przedsiębiorstw energetycznych odbywało się przede wszystkim przy okazji prowadzonych postępowań wyjaśniających oraz administracyjnych. Ponadto, podczas spotkań w siedzibie oddziału oraz telefonicznie pracownicy oddziału wyjaśniali Powiatowym Rzecznikom Konsumentów kwestie wynikłe z pytań i skarg kierowanych do nich przez odbiorców energii.

b) *współpraca z samorządami lokalnymi*

W okresie sprawozdawczym oddział w ramach współpracy z organami zarządzającymi miast i gmin w zakresie planowania zaopatrzenia miast i gmin w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe odbył 4 spotkania z władzami samorządowymi. Podczas spotkań poruszano przede wszystkim aktualne problemy związane z zaopatrzeniem mieszkańców w ciepło. W trakcie spotkań omawiano także korzyści wynikające z posiadania założeń do gminnych planów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, takie jak: możliwość realizacji przez gminę własnej polityki energetycznej, poprawę bezpieczeństwa energetycznego na terenie gminy oraz stanu środowiska naturalnego, lepszą dostępność odbiorców do usług multienergetycznych, jak i większą możliwość pozyskania inwestorów zewnętrznych.

7. Południowo-Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą we Wrocławiu

Południowo-Zachodni Oddział Terenowy we Wrocławiu prowadzi działalność regulacyjną na terenie województw: dolnośląskiego i opolskiego.

W oddziale zatrudnionych jest 15 osób z wyższym wykształceniem, po studiach technicznych, ekonomicz-

nych i prawniczych. Dla doskonalenia kwalifikacji pracownicy oddziału uczestniczyli w różnego rodzaju konferencjach, sympozjach i warsztatach organizowanych przez URE, komitety *Energy Regulators Regional Association*, stowarzyszenia naukowo-techniczne i wyższe uczelnie. Główną problematyką tych spotkań była akcesja Polski do Unii Europejskiej, restrukturyzacja sektora energetycznego, kontrakty długoterminowe oraz zmiana przepisów.

Dyrektorem oddziału jest Wincenty Rękas.

7.1. Charakterystyka lokalnego sektora energetycznego

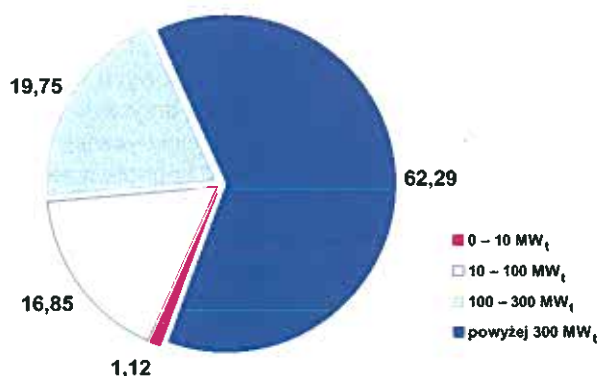
Na koniec 2004 r. działalność w zakresie wytwarzania, przesyłania i dystrybucji oraz obrotu ciepłem prowadziły 73 przedsiębiorstwa. W okresie sprawozdawczym działalność ciepłowniczą rozpoczęło pięć nowych przedsiębiorstw. Zainstalowana moc cieplna w 63 przedsiębiorstwach wytwórczych wynosiła 6 513,6 MW_t, z tego w woj. dolnośląskim – 4 574,3 MW_t, a w woj. opolskim – 1 939,3 MW_t. W porównaniu do 2003 r., zainstalowana moc cieplna w przedsiębiorstwach wytwórczych obniżyła się o 241 MW_t (3,6%). Na obniżenie mocy zainstalowanej wpłynęły m.in. wygaśnięcia i cofnięcia koncesji, a także dostosowanie tej mocy do potrzeb odbiorców ciepła. Ponad 62% zainstalowanej mocy w przedsiębiorstwach koncesjonowanych przypada na 8 największych wytwórców ciepła o mocy powyżej 300 MW_t.

Przedsiębiorstwa ciepłownicze działają głównie jako spółki z o.o. (43) i spółki akcyjne (20), a pozostałe to zakłady budżetowe, spółdzielnie i przedsiębiorstwa państwowe.

Ciepło w skojarzeniu z energią elektryczną jest wytwarzane w 13 przedsiębiorstwach koncesjonowanych, głównie w elektrociepłowniach węglowych.

Głównym producentem ciepła w skojarzeniu oraz największym producentem ciepła na terenie działania oddziału jest Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich KOGENERACJA SA o rocznej sprzedaży ciepła wynoszącej 9,17 mln GJ i energii elektrycznej 1,27 mln MWh.

Rysunek 17. Struktura przedsiębiorstw ciepłowniczych wytwórczych w 2004 r. wg zainstalowanej mocy (w procentach)



Podstawowym paliwem w przedsiębiorstwach wytwórczych jest węgiel kamienny.

W Przedsiębiorstwie Energetyki Ciepłej Lubań Sp. z o.o. ciepło wytwarzane jest również w odnawialnym źródle energii, wykorzystującym w procesie przetwarzania energię z biomasy (kotły na słomę).

Przykładem nowatorskiej technologii wytwarzania ciepła jest technologia współspalania mialu węgla kamiennego z innym paliwem, stanowiącym odpad. W Przedsiębiorstwie Energetyki Ciepłej SA z siedzibą w Wałbrzychu zastosowano technologię spalania mieszaniny granulatu gumy i mialu węgla kamiennego w kotle rusztowym. Granulat gumy jest pozyskiwany z zużytych opon samochodowych. Istotnymi efektami tego rozwiązania są:

- ograniczenie zanieczyszczenia środowiska zużytymi oponami samochodowymi,
- pozyskanie paliwa, którego koszt stanowi ok. 70% kosztu węgla kamiennego.

Ciekawe rozwiązanie techniczne zastosowano w elektrociepłowni przedsiębiorstwa FORTUM DZT SA z siedzibą w Wałbrzychu. W elektrociepłowni zamontowane są 2 zespoły silnikowe gazowe o mocy elektrycznej 2,717 MW_e i cieplnej 2,763 MW_t, każdy oraz zbiorniki wodne o łącznej pojemności 600 m³, akumulujące ciepło. Rozwiązanie to, ze względu na możliwość akumulowania ciepła, pozwala na elastyczną produkcję ciepła i energii elektrycznej.

Materiały przedkładane oddziałowi przez przedsiębiorstwa energetyczne w trakcie postępowań administracyjnych, zarówno w sprawach koncesyjnych, jak i taryfowych, wskazują na sukcesywną racjonalizację i stabilizację pewności dostaw ciepła do odbiorców. Jednym z czynników jest zmieniający się rynek ciepła, z którego eliminowane są przedsiębiorstwa z marginalną działalnością ciepłowniczą na rzecz przedsiębiorstw zajmujących się tą działalnością profesjonalnie. Ponadto, prowadzone w źródłach ciepła inwestycje poprawiają ich dyspozycyjność i efektywność. Przykładowo ZEW KOGENERACJA SA w każdym roku ponosi nakłady w wysokości kilkudziesięciu milionów złotych, a obecnie prowadzona modernizacja ma na celu podwyższenie mocy elektrycznej i cieplnej turbozespołów.

Wymiana lub budowa sieci ciepłowniczych w technologii preizolowanej pozwala na zwiększenie efektywności przesyłania ciepła i zmniejszenie częstotliwości występowania awarii. Wyposażenie węzłów ciepłych w automatykę pogodową pozwala dostawcy i odbiorcy na racjonalne gospodarowanie ciepłem. Umożliwia również wytwórcy ciepła wygospodarowanie mocy cieplnej dla potencjalnych przyszłych odbiorców.

Największymi producentami energii elektrycznej na terenie działania oddziału pozostają Elektrownia „Opole” SA i Elektrownia „Turów” SA, wchodzące w skład holdingu BOT Górnictwo i Energetyka SA, którego działalność zainaugurowano 22 października 2004 r.

W zakresie przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej wiodącą rolę od 1 maja 2004 r. pełni nowy podmiot

gospodarczy o nazwie EnergiaPro Koncern Energetyczny SA, powstały z połączenia 4 spółek dystrybucyjnych z woj. dolnośląskiego i 1 spółki z woj. opolskiego. Nowy podmiot funkcjonuje w strukturze koncernu z centralą we Wrocławiu, a obszary działania poszczególnych oddziałów koncernu odpowiadają dotychczasowym obszarom działania Zakładów Energetycznych. Sprzedaż energii elektrycznej przez EnergiaPro dla odbiorców finalnych w 2004 r. wyniosła 11 128 GWh. Koncern zakupił w 2004 r. 153 896 MWh energii elektrycznej z obcych źródeł odnawialnych. Produkcja energii we własnych odnawialnych źródłach wyniosła 108 822 MWh. Ze źródeł pracujących w skojarzeniu EnergiaPro zakupiła 1 403 449 MWh energii elektrycznej, co stanowi 12,61% całkowitej ilości energii elektrycznej sprzedanej w 2004 r.

Koncern, mając na względzie, że praktycznie żaden system elektroenergetyczny nie jest odporny na wszystkie zakłócenia, dąży do minimalizacji zagrożeń dotyczących bezpieczeństwa energetycznego, w szczególności poprzez:

- w zakresie infrastruktury technicznej – rozbudowę, modernizację i remont urządzeń, rozbudowę systemów powiadamiania i wspomagania dyspozytorskiego, zapewnienie niezależnego systemu łączności,
- w zakresie współpracy z innymi podmiotami – ściśłą współpracę ze Sztabem Zarządzania Kryzysowego. Istotnym dla bezpieczeństwa dostaw koncernu jest również zakup energii elektrycznej w różnych miejscach systemu, co pozwala na pokrycie zapotrzebowania energii pomimo wyłączenia części systemu elektroenergetycznego. EnergiaPro rozwija również współpracę międzynarodową na liniach 110 KV, co dodatkowo zabezpiecza możliwości podania napięcia ze strony partnerów zagranicznych w przypadku konieczności odbudowy systemu.

Przesyłaniem i dystrybucją oraz obrotem paliwami gazowymi zajmują się głównie dwie spółki: Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. z siedzibą we Wrocławiu (woj. dolnośląskie) oraz Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. z siedzibą w Zabrze (woj. opolskie). Największym producentem i użytkownikiem gazu koksowniczego są Zakłady Koksownicze „Zdzieszowice” Sp. z o.o. Głównym zewnętrznym odbiorcą tego gazu jest Elektrownia Blachownia SA. W 2004 r. sprzedaż gazu przez ZK „Zdzieszowice” wyniosła 430 mln m³.

Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. realizuje zadania związane z zapewnieniem bezpieczeństwa energetycznego w zakresie dostaw paliw gazowych m.in. poprzez:

- prowadzenie prac modernizacyjnych mających na celu wymianę najstarszych i najbardziej zawodnych elementów systemu dystrybucyjnego (np. gazociągów żeliwnych),
- rozbudowę systemu dystrybucyjnego z uwzględnieniem zasady łączenia stref dystrybucyjnych między sobą w celu zapewnienia dostaw gazu z różnych kierunków.

7.2. Odbiorcy i dostawcy paliw i energii

Odbiorcami ciepła na obszarze województw dolnośląskiego i opolskiego są głównie spółdzielnie i wspólnoty mieszkaniowe oraz przedsiębiorstwa przemysłowe.

Największymi dostawcami ciepła (powyżej 500 tys. GJ/rok) do zasobów mieszkaniowych oraz obiektów użyteczności publicznej są: MPEC Wrocław SA, Energetyka Ciepła Opolszczyzny SA, WPEC w Legnicy SA, „Termal” SA w Lubinie, PEC Sp. z o.o. w Jeleniej Górze, FORTUM DZT SA w Wałbrzychu, Elektrownia „Turów” SA, PEC SA w Wałbrzychu, HARPEN POLSKA Sp. z o.o. we Wrocławiu oraz MZEC Sp. z o.o. w Kędzierzynie-Koźlu.

Największymi dostawcami ciepła (powyżej 500 tys. GJ/rok) do przedsiębiorstw przemysłowych są: „Energetyka” Sp. z o.o. w Lubinie i PE „Energetyka-Rokita” Sp. z o.o. w Brzegu Dolnym.

Głównymi odbiorcami gazu ziemnego są nadal: Zakłady Azotowe „Kędzierzyn” SA (359 mln m³/rok – gaz ziemny wysokometanowy GZ 50) i KGHM Polska Miedź SA (131 mln m³/rok – gaz ziemny zaazotowany GZ 41,5).

Najwięcej energii elektrycznej od EnergiaPro kupują: KGHM Polska Miedź SA, PKP Energetyka Sp. z o.o., Kopalnia Węgla Brunatnego „Turów” SA, Górażdże Cement SA i MPK Sp. z o.o. we Wrocławiu.

Prawo do korzystania z usług przesyłowych energii elektrycznej (TPA) na terenie działalności oddziału uzyskało 720 odbiorców. Z prawa tego skorzystało 8 odbiorców.

7.3. Działalność regulacyjna

7.3.1. Zatwierdzanie taryf dla ciepła

Podstawowa działalność regulacyjna oddziału w 2004 r. była związana z rozpatrywaniem wniosków w sprawie zatwierdzania taryf dla ciepła oraz ciepła i energii elektrycznej wytwarzanych w skojarzeniu.

W 2004 r. w oddziale zatwierdzono 48 taryf dla ciepła, z czego 35 dla przedsiębiorstw mających siedzibę w woj. dolnośląskim i 13 w woj. opolskim.

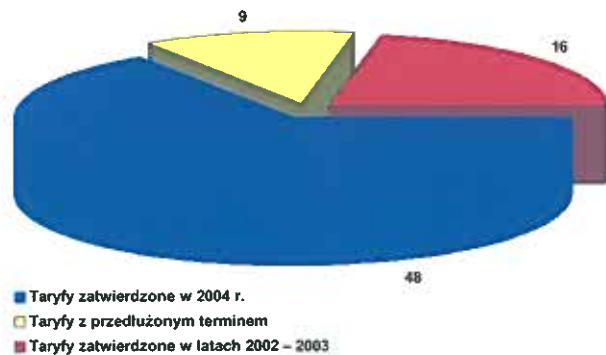
Zakończono 29 postępowań administracyjnych w sprawie zmian taryf dla ciepła, które dotyczyły głównie terminu ich obowiązywania.

W 2004 r. obowiązywało 16 taryf dla ciepła zatwierdzonych w latach 2002 – 2003.

Przedsiębiorstwa ciepłownicze funkcjonowały w 2004 r. w zróżnicowanych warunkach. Odnotowano w tych przedsiębiorstwach m.in. zmiany wielkości sprzedaży ciepła, zmiany paliwa, zmiany własnościowe. Zmiany te znalazły odzwierciedlenie w poziomie zatwierdzanych cen i stawek opłat. Były też przypadki rozpoczęcia działalności ciepłowniczej, ograniczenia działalności lub jej zaprzestania.

Przedsiębiorstwa, których taryfy zatwierdzono w 2004 r., miały w 29 przypadkach poprzednio zatwierdzone taryfy w 2003 r., w 14 przypadkach – w 2002 r. natomiast 5 przedsiębiorstw zatwierdziło pierwsze taryfy.

Rysunek 18. Taryfy obowiązujące w 2004 r.



W 2004 r. zatwierdzono 18 taryf po zmianie rozporządzenia taryfowego. Planowana sprzedaż ciepła przyjęta w nowych taryfach przedsiębiorstw różniła się od wykonanej sprzedaży w roku poprzedzającym pierwszy rok stosowania taryf, tj. roku 2003. Przyjęta w nowym rozporządzeniu (§ 12) metoda ustalania ilości ciepła planowanego prowadziła do zróżnicowanych wyników. W każdym przypadku skutki metody ustalania planowanej ilości ciepła przyjętej do kalkulacji cen i stawek opłat weryfikowano, uwzględniając wielkość kosztów paliwa i jego transportu oraz sprawność wytwarzania i przesyłania ciepła.

W taryfach dla ciepła zatwierdzonych w oddziale w 2004 r. za nieuzasadnione uznano koszty w wysokości ok. 25 mln zł, co stanowi ok. 2,9% ogółu kosztów i o tyle (w przybliżeniu) zredukowano obciążenia odbiorców w stosunku do obciążeń, jakie wynikały z cen i stawek opłat zaproponowanych przez przedsiębiorstwa. Redukcja dotyczyła głównie kosztów: paliwa, strat ciepła, restrukturyzacji przedsiębiorstwa, ogólnych. Wyniki tej weryfikacji dla odbiorców oznaczają, że w I roku obowiązywania taryf zatwierdzonych w 2004 r. opłaty za ciepło będą niższe o ok. 3% od planowanych przez przedsiębiorstwa.

Nie odnotowano w procesie taryfowania wyraźnej zmiany w strukturze paliw zużywanych do produkcji ciepła. Nadal w ponad 90% jest zużywany miał węgla kamiennego (poprzednio 92,4%), a udział gazu i oleju opałowego lekkiego wynosi 4,6% (poprzednio 5%).

Najmniejszą jednoskładnikową cenę ciepła w wysokości 14,03 zł/GJ zatwierdzono w taryfie Elektrowni Turów SA (węgiel brunatny), a najwyższą cenę w wysokości 61,13 zł/GJ zatwierdzono w PEC Sp. z o.o. w Pieńsku (gaz).

Najniższe ceny ciepła są w źródłach, w których paliwem podstawowym jest miał węgla kamiennego. Średnie ceny ciepła wytwarzanego w tych źródłach wynosiły 23,28 zł/GJ w woj. dolnośląskim (19 źródeł) oraz 24,18 zł/GJ w woj. opolskim (11 źródeł).

Najwyższe średnie ceny ciepła dotyczyły w woj. opolskim źródeł opartych na gazie i oleju opałowym i wyniosły: 42,96 zł/GJ (gaz) i 57,20 zł/GJ (lekki olej opałowy),

a w woj. dolnośląskim opartych na koksie i oleju opalowym i wyniosły: 47,45 zł/GJ (koks) i 45,70 zł/GJ (olej). Natomiast średnie ceny ciepła ze źródeł gazowych w woj. dolnośląskim wyniosły 37,31 zł/GJ.

W trakcie postępowań administracyjnych w sprawach taryf oddział prowadził także monitorowanie zgodności działalności przedsiębiorstw energetycznych z zakresem posiadanych koncesji. W ok. 10% złożonych wniosków taryfowych wykazano niezgodności z zakresem posiadanych koncesji. Rozbieżności zostały w trakcie postępowań administracyjnych wyeliminowane.

7.3.2. Zatwierdzanie taryf dla energii elektrycznej

W 2004 r. zatwierdzono w oddziale 4 taryfy dla energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z ciepłem (3 dla przedsiębiorstw z woj. dolnośląskiego i 1 z woj. opolskiego). Ustalone i zatwierdzone ceny energii elektrycznej dla poszczególnych przedsiębiorstw wynoszą:

- Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich KOGENERACJA SA – 171,80 zł/MWh, wzrost ceny w stosunku do ostatnio stosowanej o 0,55%,
- Energetyka Ciepła Opolszczyzny SA – 171,70 zł/MWh, cena na dotychczasowym poziomie,
- Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Jeleniej Górze – 164,95 zł/MWh, obniżenie o 0,2%,
- FORTUM DZT SA w Wałbrzychu – 207,03 zł/MWh, cena na dotychczasowym poziomie.

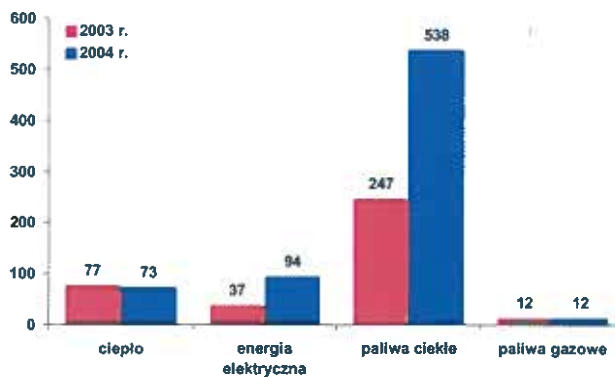
7.3.3. Zatwierdzanie taryf dla gazu

W okresie sprawozdawczym rozpatrzono trzy wnioski taryfowe. Dla ZK „Zdzieszowice” Prezes URE odmówił zatwierdzenia taryfy dla gazu koksowniczego z uwagi na wnioskowany nieuzasadniony wzrost cen gazu. Decyzja stała się prawomocna. W pozostałych przypadkach wydano decyzje przedłużające termin obowiązywania dotychczasowych taryf.

7.3.4. Koncesjonowanie

W 2004 r. w dalszym ciągu prowadzone były w oddziale sprawy koncesjonowania działalności gospodarczej przedsiębiorstw w zakresie wytwarzania, przesyłania i dystrybucji oraz obrotu paliwami i energią. W wyniku zmiany prawa energetycznego i obniżenia progu wymagań uzyskania koncesji przez przedsiębiorców prowadzących działalność gospodarczą w zakresie obrotu paliwami ciekłymi, do oddziału wpłynęła znaczna liczba wniosków koncesyjnych. We współpracy z Departamentem Przedsiębiorstw Energetycznych w zakresie paliw ciekłych – gazu płynnego, zostały udzielone 93 koncesje. W obrębie właściwości terytorialnej oddziału 691 przedsiębiorstw energetycznych, z których część prowadzi działalność także poza terenem działalności oddziału, posiada 836 koncesji. Część przedsiębiorstw posiada koncesje na kilka rodzajów działalności. W 2004 r., w porównaniu do 2003 r., w zakresie paliw ciekłych przybyło 291 nowych koncesjonariuszy, a w zakresie energii elektrycznej – 57 nowych koncesjonariuszy.

Rysunek 19. Liczba koncesjonariuszy w latach 2003 – 2004



Ogółem, w 2004 r. do oddziału wpłynęło 57 wniosków koncesyjnych dotyczących działalności ciepłowniczej, 3 - dotyczące działalności elektrycznej, 2 w sprawie paliw gazowych i 107 w sprawie paliw ciekłych. W 2004 r. wydano 170 decyzji oraz 6 postanowień, w tym 19 decyzji i 2 postanowienia dotyczące spraw wszczętych w 2003 r.

Zdecydowana liczba wniosków dotyczyła udzielenia koncesji na działalność w zakresie obrotu paliwami ciekłymi (gazem płynnym) z powodu zmian w przepisach. Wnioski o zmiany koncesji wynikały w szczególności z konieczności dostosowania zapisów w koncesjach do aktualnego stanu organizacyjno-prawnego koncesjonariusza i dotyczyły zmian przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności ciepłowniczej w wyniku przejęcia, przekazania, wyłączenia i modernizacji lub wprowadzenia do eksploatacji nowych źródeł ciepła.

7.3.5. Struktura własnościowa przedsiębiorstw a opłaty za ciepło

W strukturze własnościowej przedsiębiorstw taryfowych w 2004 r. nie wystąpiły, w stosunku do 2003 r., istotne zmiany. Nadal najczęstszą formą własności tych przedsiębiorstw pozostają spółki akcyjne i spółki z o.o. z kapitałem prywatno-gminnym lub prywatno-państwowym.

Tabela 10. Proponowany wzrost opłat oraz wzrost opłat zaakceptowany w procesie taryfikacji, w zależności od formy prawnej wnioskodawcy

Forma prawna	Liczba przedsiębiorstw	Wzrost opłat wnioskowany (w %)	Wzrost opłat zaakceptowany (w %)
Spółka z o.o.	31	4,32	2,21
Spółka akcyjna	12	5,12	2,03
Spółdzielnia mieszkaniowa	2	3,89	1,51
Spółka jawna	1	6,50	2,71
Zakład budżetowy	1	7,43	4,91
Przedsiębiorstwo państwowe	1	(minus) 1,06	(minus) 3,49

Źródło: Południowo-Zachodni OT URE.

Wnioskowany średni wzrost opłat wszystkich przedsiębiorstw, którym zatwierdzono w 2004 r. taryfy dla ciepła, wyniósł 4,90%, a zaakceptowany przez Prezesa URE wzrost wyniósł 2,04%.

7.3.6. Rozstrzygnięcie spraw spornych i załatwianie skarg

W 2004 r. oddział prowadził 19 postępowań administracyjnych w sprawach spornych, o których mowa w art. 8 ust. 1 Prawa energetycznego. Podmiotami wnioskującymi o rozstrzygnięcie sporu były w większości osoby fizyczne.

Tematyka spraw spornych rozstrzyganych przez oddział w 2004 r. nie różniła się zasadniczo od spraw przekazanych do rozstrzygnięcia w latach poprzednich. Źródłem największej liczby sporów były kwestie dotyczące przyłączenia do sieci elektroenergetycznych, nielegalnego poboru energii elektrycznej oraz nieuzasadnionego wstrzymania dostaw energii elektrycznej.

Wydano 10 decyzji rozstrzygających sprawy sporne oraz 3 postanowienia nakazujące kontynuację dostaw energii elektrycznej do odbiorców do czasu ostatecznego rozstrzygnięcia sprawy. W dwóch przypadkach spory dotyczące przyłączenia do sieci elektroenergetycznej i gazowej rozstrzygnięto na korzyść przedsiębiorstw energetycznych, po stwierdzeniu, że nie ciąży na nich obowiązek zawarcia umowy przyłączenia do sieci. Dwie sprawy umorzono z uwagi na ugodę stron. Umorzono również postępowanie administracyjne w sprawie rozstrzygnięcia sporu dotyczącego odmowy przyłączenia do sieci ciepłowniczej Energetyki Ciepłej Opolszczyzny SA z siedzibą w Opolu źródła ciepła stanowiącego własność Elektrowni „Opole” SA. Przedmiotowa decyzja została podjęta po przeprowadzeniu postępowania administracyjnego, w toku którego stwierdzono, że spór nie dotyczy odmowy przyłączenia, lecz innych kwestii związanych z przyłączeniem do sieci, tj. treści wzoru wniosku o przyłączenie. Należy zwrócić uwagę, że podobne postępowanie między tymi przedsiębiorstwami toczyło się przed Prezesem URE w 2000 r. i również zostało umorzone po wydaniu przez ECO SA warunków przyłączenia do sieci ciepłowniczej.

Od wydanej decyzji Elektrownia „Opole” odwołała się do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

W sprawach rozstrzygniętych, 8 decyzji jest prawomocnych, a w dwóch przypadkach wnioskodawcy odwołali się do SOKiK.

Dwie sprawy dotyczące nielegalnego poboru energii elektrycznej zostały zawieszono do czasu rozstrzygnięcia spraw przez sąd powszechny, a pozostałe sprawy są w toku.

W 2004 r. do oddziału wniesiono 55 skarg dotyczących działalności przedsiębiorstw energetycznych. Zakończono 49 spraw poprzez udzielenie zainteresowanym odpowiedzi, w oparciu o przepisy oraz wyjaśnienia przedsiębiorstw energetycznych.

Analizując przyczyny skarg i wniosków, jakie wpłynęły do oddziału w 2004 r., stwierdzić należy, iż odbiorcy energii elektrycznej wnosili głównie skargi na bezprawne

działania przedsiębiorstw energetycznych, tzn. groźby wstrzymania dostaw energii i stwierdzenia nielegalnego jej poboru, a także na przyłączenia do sieci elektroenergetycznych (wysokie opłaty za przyłączenie i nieterminowa realizacja umów o przyłączenie). Wnoszone skargi z zakresu ciepła dotyczyły rozliczeń za ciepło oraz sposobu realizacji umów sprzedaży ciepła. Natomiast skargi odbiorców paliw gazowych dotyczyły warunków przyłączenia do sieci gazowej i parametrów dostaw gazu.

Wszystkie skargi, po zakończeniu stosownych postępowań wyjaśniających, zostały załatwione we właściwym zakresie. Skarżącym przekazano informację o obowiązujących aktualnie przepisach i zasadności poruszanych kwestii, a w przypadku problematyki wykraczającej poza kompetencje Prezesa URE informowano skarżących, kto jest właściwy do rozpatrzenia skargi.

7.3.7. Działalność kontrolna

a) warunki prowadzenia działalności koncesjonowanej

W 2004 r. przeprowadzono 50 kontroli warunków prowadzenia działalności koncesjonowanej, w trakcie których w pięciu przedsiębiorstwach stwierdzono nieprawidłowości polegające na niezgodnej z zapisami w koncesji ilości sieci ciepłowniczych i mocy źródeł ciepła związanych z prowadzeniem działalności koncesjonowanej. W jednym przypadku stwierdzono nie stosowanie umowy sprzedaży ciepła do aktualnych przepisów ustawy – Prawo energetyczne.

Podjęte przez oddział działania miały na celu usunięcie tych nieprawidłowości.

b) prawidłowość stosowania taryf

W okresie sprawozdawczym, w ramach rozpatrywanych skarg i wniosków dotyczących cen i stawek opłat za energię, prowadzono kontrole prawidłowości stosowania taryf. W wyniku dokonanych kontroli stwierdzono stosowanie przez jedno przedsiębiorstwo taryfy dla ciepła bez przedstawienia jej do zatwierdzenia Prezesowi URE. W sprawie tej wszczęto postępowanie administracyjne o nałożenie kary pieniężnej.

Ponadto, w ramach działalności kontrolnej przeprowadzono w 2004 r. badanie przedsiębiorstw ciepłowniczych – zweryfikowano 77 sprawozdań z działalności przedsiębiorstw koncesjonowanych pod kątem ich sytuacji techniczno-ekonomicznej.

7.3.8. Nakładanie kar pieniężnych

Wydano jedną decyzję, na podstawie której wymierzono karę pieniężną w wysokości 8 000 zł za stosowanie cen i stawek opłat za ciepło bez ich uprzedniego zatwierdzenia przez Prezesa URE. Kara została uiszczona.

7.4. Pozostała działalność oddziału

a) współpraca z samorządami lokalnymi

W procesie rozpatrywania wniosków koncesyjnych kierowane są pytania do lokalnych samorządów

o wyrażenie opinii na temat zasadności planowanych inwestycji i modernizacji źródeł ciepła oraz sieci ciepłowniczych.

Działające w oddziale Zespół konsultacyjny do spraw konsumenckich w zakresie prawa energetycznego oraz Zespół do spraw konsultowania zagadnień związanych z planowaniem energetycznym w gminach udzielały zainteresowanym wyjaśnień i porad telefonicznych w sprawach dotyczących m.in. opłat za ciepło oraz modernizacji i rozwoju przedsiębiorstw.

Uwzględniając postanowienia ustawy – Prawo energetyczne w zakresie planowania energetycznego, zwrócono się do 240 gmin z prośbą o udzielenie informacji na temat stopnia realizacji postanowień art. 19 Prawa energetycznego, dotyczącego założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, które m.in. mają zasadniczy wpływ na koszty przyłączeń do sieci przedsiębiorstw energetycznych, ponoszone przez odbiorców. Na ankietę odpowiedziało 112 gmin (46%), w tym tylko 28 gmin (11%) stwierdziło, iż posiada uchwalone założenia do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe.

b) kontakty bezpośrednie z klientami

W okresie sprawozdawczym odbyło się 35 spotkań pracowników oddziału z przedstawicielami przedsiębiorstw energetycznych w sprawach związanych z zatwierdzaniem taryf i udzielaniem koncesji oraz 15 spotkań z klientami oddziału, których celem było wyjaśnienie prawidłowości rozliczania opłat za pobrane ciepło, opłat za przyłączenie do sieci elektroenergetycznej oraz standardów jakościowych energii elektrycznej.

Prowadzenie rozmów wyjaśniających z przedsiębiorstwami, które o taryfy występują, ma istotne znaczenie dla finalnego kształtu tych taryf. Spotkania i rozmowy stron pozwalają bowiem lepiej rozpoznać potrzeby i problemy przedsiębiorstw, ale także najczęściej obniżyć koszty planowane, dla ochrony odbiorców przed nadmiernym wzrostem cen.

Z kolei skargi klientów dostarczają oddziałowi informacji o działalności niektórych przedsiębiorstw energetycznych, umożliwiając późniejsze ich wykorzystanie w prowadzeniu postępowań administracyjnych, natomiast odpowiedzi udzielane skarżącym przez oddział powodowały upowszechnianie znajomości przepisów prawa energetycznego wśród odbiorców energii i paliw.

8. Południowy Oddział Terenowy z siedzibą w Katowicach

Południowy Oddział Terenowy obejmuje woj. śląskie, podzielone na 167 gmin, w tym 19 miast na prawach powiatu. Na jego terenie można wyróżnić trzy subregiony: aglomerację górnośląską, region częstochowski i region bielski.

Na koniec 2004 r. w oddziale było zatrudnionych 17 pracowników, wszyscy z wykształceniem wyższym, w tym: 3 ekonomistów, 3 prawników, 10 osób z wykształ-

ceniem technicznym i 1 osoba z wykształceniem filologicznym.

Funkcję dyrektora oddziału od 17 listopada 2000 r. pełni Dorota Koziół. Od 28 maja 2004 r. dyrektora oddziału zastępuje Monika Gawlik.

8.1. Charakterystyka lokalnego sektora energetycznego

Na koniec 2004 r. na terenie woj. śląskiego działało 1024 koncesjonariuszy, którym udzielono łącznie 1 246 koncesji. Strukturę koncesjonowanych przedsiębiorstw branży energetycznej na obszarze województwa przedstawia tabela 11.

Tabela 11. Struktura koncesjonowanych przedsiębiorstw

Sektor	Liczba koncesjonariuszy	Liczba koncesji
Ciepłownictwo	109	229
Elektroenergetyka	104	170
Gazownictwo	19	34
Paliwa ciekłe	792	810

Źródło: Południowy OT URE.

W 2004 r., w stosunku do 2003 r., zmniejszyła się liczba przedsiębiorstw posiadających koncesje związane z zaopatrzeniem w ciepło. Powodem zmniejszenia się (ze 116 do 109) liczby przedsiębiorstw sektora ciepłowniczego było cofnięcie koncesji na wniosek dotychczasowych koncesjonariuszy, którzy zaprzestali prowadzenia działalności (dotyczyło to głównie energetyki przemysłowej) lub przejęcie ich przez inne podmioty, względnie zmiany właściwości miejscowej.

W porównaniu z poprzednim rokiem, w sektorze elektroenergetycznym w 2004 r. zaszły istotne zmiany w zakresie liczby przedsiębiorstw działających na terenie woj. śląskiego, jak i przedmiotu ich działania oraz udziałów w rynku energii. W stosunku do stanu z 2003 r., liczba koncesjonariuszy zwiększyła się o 20 przedsiębiorstw (głównie wytwórców energii elektrycznej w małych elektrowniach wodnych), zaś o 24 wzrosła liczba udzielonych koncesji. W 2004 r. nastąpiła konsolidacja pięciu spółek dystrybucyjnych energii elektrycznej (w tym trzech, których siedziby znajdowały się na terenie woj. śląskiego: Będzińskiego Zakładu Elektroenergetycznego SA, Zakładu Energetycznego Częstochowa SA i Beskidzkiej Energetyki SA) w jeden podmiot (Enion SA), którego siedziba znalazła się na terenie objętym właściwością miejscową Południowo-Wschodniego Oddziału Terenowego URE.

W stosunku do stanu z 2003 r., liczba koncesjonariuszy w sektorze gazowniczym zwiększyła się o 1 przedsiębiorstwo, liczba podmiotów koncesjonowanych w sektorze paliw ciekłych wzrosła o 377 w związku ze zmianą przepisów ustawy – Prawo energetyczne.

Dostarczaniem ciepła do odbiorców finalnych zajmują się głównie przedsiębiorstwa przesyłowe. Przedmiotem ich działalności jest przesyłanie i dystrybucja oraz obrót ciepłem wytworzonym we własnych lub obcych

źródłach ciepła. Ich struktura w 2004 r. nie zmieniła się w stosunku do 2003 r. Do największych przedsiębiorstw przesyłowych, mających siedzibę na terenie działania oddziału, w dalszym ciągu należą 3 przedsiębiorstwa (w 2004 r. 2 z nich zmieniły formę prawną z przedsiębiorstwa państwowego na jednoosobową spółkę skarbu państwa). Są to: Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Dąbrowie Górniczej Spółka Akcyjna i Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Katowice Spółka Akcyjna oraz Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Jastrzębiu Zdroju, które nadal pozostaje przedsiębiorstwem państwowym.

Na terenie oddziału działają 2 spółki dystrybucyjne energii elektrycznej: Górnośląski Zakład Elektroenergetyczny SA i wspomniany wyżej Enion SA.

Największym przedsiębiorstwem prowadzącym działalność związaną z zaopatrzeniem odbiorców w gaz ziemny pozostaje Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. Pozostałe przedsiębiorstwa zajmujące się działalnością gazowniczą dostarczają gaz wyłącznie odbiorcom przemysłowym. Należą do nich m.in. Huta Pokój SA, Z.M. Bumar-Łabędy SA i Huta Batory SA w upadłości – w zakresie gazu ziemnego, oraz Koksownia Przyjaźń Sp. z o.o. – w zakresie gazu koksowniczego.

8.2. Odbiorcy paliw i energii

Trwający nieprzerwanie od kilku lat proces restrukturyzacji przemysłu sprawia, że wzrasta znaczenie odbiorców komunalnych w strukturze sprzedaży przez przedsiębiorstwa energetyczne paliw i energii. Znaczne zmiany, jakie w ciągu minionych lat dokonały się na Śląsku, przyczyniły się do obniżenia sprzedaży zarówno energii elektrycznej, jak i ciepła oraz gazu. Tym niemniej jednak w dalszym ciągu największymi odbiorcami, zwłaszcza energii elektrycznej, pozostają kopalnie i huty.

Na lokalnym rynku ciepła utrzymuje się względna stabilność. Przedsiębiorstwa ciepłownicze zaspokajają potrzeby socjalno-bytowe odbiorców, w tym spółdzielni, wspólnot mieszkaniowych, zarządców budynków komunalnych i odbiorców indywidualnych. Do największych odbiorców komunalnych, podobnie jak w latach poprzednich, należy zaliczyć: Spółdzielnię Mieszkaniową Lokator w Dąbrowie Górniczej, Spółdzielnię Mieszkaniową Hutnik w Sosnowcu, Katowicką Spółdzielnię Mieszkaniową, Spółdzielnię Mieszkaniową Północ w Częstochowie i Karpacką Spółdzielnię Mieszkaniową w Bielsku-Białej. Odbiorcy przemysłowi obecnie mają już niewielki udział w zużyciu ciepła – funkcjonują głównie w obrębie dużych zakładów przemysłowych, jednak zużywają ciepło nie dla celów technologicznych, ale przede wszystkim dla celów grzewczych. Uwagę zwraca zarysowujący się coraz bardziej wśród przedsiębiorstw ciepłowniczych trend do modernizacji niewielkich źródeł ciepła, polegającej na zastąpieniu paliwa stałego gazowym.

Działająca na terenie woj. śląskiego Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o., jako jedna z dwóch krajowych spółek dystrybucyjnych sektora gazowniczego, dostarcza paliwo siecią przesyłową odbiorcom z grup

taryfowych W-8 i W-9. Odbiorcami gazu są w tym przypadku przedsiębiorstwa przemysłu ciężkiego, w tym głównie huty. Natomiast najliczniejszą grupę stanowią odbiorcy komunalni zakwalifikowani do grup taryfowych W-1 i W-2 (zużywający gaz na przygotowanie posiłków i podgrzewanie wody) oraz W-3 (odbiorcy pobierający gaz dla celów grzewczych).

Podobnie jak w latach poprzednich, w 2004 r. największymi (pod względem ilości energii zużywanej przez jednego odbiorcę) odbiorcami energii elektrycznej na Śląsku pozostawali, tak jak w przypadku paliw gazowych, odbiorcy przemysłowi. Najliczniejszymi są natomiast odbiorcy komunalni. W dalszym ciągu na terenie woj. śląskiego występują odbiorcy (w tym również i komunalni) zaopatrywani w energię elektryczną przez często upadające zakłady przemysłowe, które przed laty dostarczały energię do zakładowych budynków mieszkalnych.

8.3. Działalność regulacyjna

8.3.1. Koncesjonowanie

Rok 2004 był trzecim z kolei, w którym w oddziale rozpatrywano sprawy związane z koncesjonowaniem przedsiębiorstw energetycznych, i pierwszym, w którym udzielano koncesji na obrót paliwami ciekłymi. Wszystkie postępowania prowadzone w 2004 r. wszczęte były na wniosek przedsiębiorców. Poniżej zamieszczono statystykę zakończonych w 2004 r. postępowań koncesyjnych.

W okresie sprawozdawczym oddział wydał razem 235 decyzji koncesyjnych.

W 2004 r. na wniosek strony wydano 103 decyzje zmieniające koncesje. Zmiany udzielonych koncesji dokonywane były przede wszystkim w związku:

- z rozszerzeniem lub zawężeniem przedmiotu działalności gospodarczej objętej koncesją (co było spowodowane przejęciem lub przekazaniem, a także wyłączeniem lub modernizacją źródeł ciepła bądź sieci ciepłowniczych),
- ze zmianą nazwy, formy prawnej przedsiębiorcy,
- ze zmianą warunków prowadzenia działalności objętej koncesją,
- ze zmianą określonych w koncesji danych dotyczących eksploatowanego majątku (np. parametrów pracy źródła, sieci ciepłowniczych, rodzaju paliwa).

W związku z zaprzestaniem prowadzenia działalności gospodarczej zostało cofniętych, na wniosek dziewięciu przedsiębiorstw energetycznych, 15 koncesji. Uzasadnieniem decyzji cofających koncesje było zaprzestanie prowadzenia działalności koncesjonowanej. Ponadto, jedno z przedsiębiorstw energetycznych zostało włączone w struktury innego koncesjonowanego przedsiębiorstwa, co spowodowało wygaśnięcie jego koncesji na wytwarzanie oraz przesyłanie i dystrybucję ciepła z dniem wykreślenia tego przedsiębiorstwa z właściwego rejestru.

Dodatkowo, w 2004 r. 3 koncesjonariuszom wydano 4 decyzje o umorzeniu – na ich wniosek – postępowa-

Tabela 12. Statystyka postępowań koncesyjnych w 2004 r.

Decyzje udzielające koncesję, z czego:	107
Decyzje dot. koncesji na wytwarzanie ciepła	3
Decyzje dot. koncesji na przesyłanie i dystrybucję ciepła	3
Decyzje dot. koncesji na obrót ciepłem	1
Decyzje dot. koncesji na obrót paliwami ciekłymi	100
Decyzje zmieniające koncesję, z czego:	103
Decyzje dot. koncesji na wytwarzanie ciepła	42
Decyzje dot. koncesji na przesyłanie i dystrybucję ciepła	29
Decyzje dot. koncesji na obrót ciepłem	10
Decyzje dot. wytwarzania energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła	6
Decyzje dot. koncesji na przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej	4
Decyzje dot. koncesji na obrót energii elektrycznej	4
Decyzje dot. koncesji na wytwarzanie paliwa gazowego	2
Decyzje dot. koncesji na przesyłanie i dystrybucję paliwa gazowego	3
Decyzje dot. koncesji na obrót paliwami gazowymi	2
Decyzja dot. koncesji na obrót paliwami ciekłymi	1
Decyzje cofające koncesję, z czego:	15
Decyzje dot. koncesji na wytwarzanie ciepła	6
Decyzje dot. koncesji na przesyłanie i dystrybucję ciepła	7
Decyzje dot. koncesji na obrót ciepłem	2
Decyzje umarzające postępowanie administracyjne w sprawie udzielenia lub zmiany koncesji	9
Decyzje odmawiające udzielenia lub zmiany koncesji	1
Postępowania administracyjne w sprawie udzielenia lub zmiany koncesji, w których pozostawiono wniosek strony bez rozpoznania	6

Źródło: Południowy OT URE.

nia administracyjnego w sprawie zmiany koncesji na wytwarzanie, przesyłanie i dystrybucję ciepła. Podobnie było w przypadku 5 podmiotów ubiegających się o udzielenie koncesji na obrót paliwami ciekłymi.

W roku 2004 kilka przedsiębiorstw energetycznych wytwarzających energię elektryczną wykazało zainteresowanie wprowadzeniem w swoich jednostkach wytwórczych współspalania biomasy z paliwami konwencjonalnymi i kierowało do pracowników oddziału pytania dotyczące wprowadzenia nowych zapisów w udzielonych im koncesjach. Z uwagi na właściwość rzeczową, sprawy zmian koncesji w opisanym przypadku prowadzi Departament Przedsiębiorstw Energetycznych URE w Warszawie (na koniec 2004 r. zmieniono koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej jednemu przedsiębiorstwu energetycznemu z terenu woj. śląskiego). Powyższe działania przedsiębiorstw wynikają z dyrektyw UE, preferujących wytwarzanie energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii oraz w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła.

8.3.2. Zatwierdzanie taryf dla ciepła

Na koniec grudnia 2004 r., spośród 109 koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych, których siedziba znajduje się na terenie woj. śląskiego, tylko 1 przedsiębiorstwo, będące w trakcie zmian organizacyjnych nie posiadało jeszcze zatwierdzonej pierwszej taryfy dla ciepła. W dalszym ciągu w oddziale trwa postępowanie wyjaśniające. Tymczasem rok wcześniej było to 5 przedsiębiorstw, a dwa lata wcześniej – 15. Poprawa sytuacji była wynikiem bezpośrednich interwencji oddziału.

W 2004 r. w oddziale wydano 66 decyzji zatwierdzających taryfę dla ciepła przedsiębiorstwom z terenu woj. śląskiego, z czego – 4 przedsiębiorstwom zatwierdzono taryfę po raz pierwszy, 8 – po raz drugi, 20 – po raz trzeci, 11 – po raz czwarty, 19 – po raz piąty, a 4 – po raz szósty. Ponadto, prowadzono 2 postępowania dotyczące taryf przedsiębiorstw spoza woj. śląskiego (na podstawie odrębnych upoważnień Prezesa URE) – oba zakończone wydaniem decyzji zatwierdzającej.

W 2004 r. kontynuowano zatwierdzanie taryf na okres dłuższy niż 24 miesiące – zatwierdzono ich 11, co stanowiło 16,2% całkowitej liczby zatwierdzonych taryf. Termin stosowania tych taryf ustalono do: 2006 r. (7 taryf), 2007 r. (3) i 2008 r. (1). Wśród wskazanych 11 taryf: 8 będzie stosowanych w okresie dłuższym niż 2 lata, ale nie dłuższym niż 3 lata, z kolei 3 taryfy będą stosowane w okresie dłuższym niż 3 lata i nie dłuższym niż 4 lata. Stosunkowo niewielka liczba przedsiębiorstw, którym zatwierdzono taryfy na okres dłuższy niż 24 miesiące, wynika z tego, że przedsiębiorstwo takie winno mieć ustabilizowaną sytuację ekonomiczno-finansową, nie stosować subsydiowania skrośnego, a także mieć możliwość do sfinansowania, m.in. ze środków własnych, plan rozwoju gwarantujący w kolejnych latach poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa.

Przychody ogółem przedsiębiorstw woj. śląskiego poddanych regulacji w 2004 r., planowane dla pierwszego roku stosowania taryf, to kwota 1 287,1 mln zł. 23,9% tej kwoty to przychody z przesyłania i dystrybucji ciepła. W wyniku działań regulacyjnych, podjętych w trakcie przeprowadzonych postępowań taryfowych, łączna kwo-

ta, o którą zostały zredukowane roczne (planowane na pierwszy rok stosowania taryf dla ciepła) obciążenia odbiorców w stosunku do obciążeń, jakie wynikałyby z cen i stawek opłat zaproponowanych przez przedsiębiorstwa w pierwszych wersjach wniosków taryfowych, wyniosła 26,6 mln zł.

W 2004 r. ceny i stawki opłat w zatwierdzonych taryfach wzrosły średnio o 2,7% w stosunku do cen i stawek opłat ostatnio stosowanych przez przedsiębiorstwa ustalające te taryfy. Na 66 przedsiębiorstw woj. śląskiego, którym w 2004 r. zatwierdzono taryfy, wzrost średnich cen i stawek opłat zanotowało 55 przedsiębiorstw (83,3%), w przypadku 10 przedsiębiorstw (15,2%) nastąpił spadek, a 1 przedsiębiorstwo nie zmieniło średnich cen i stawek opłat.

Średnia wskaźnikowa cena ciepła dla pierwszego roku stosowania taryfy dla przedsiębiorstw woj. śląskiego wyniosła 21,93 zł/GJ, natomiast średnia wskaźnikowa stawka opłaty za usługi przesyłowe 8,86 zł/GJ. Średnia wskaźnikowa cena ciepła wzrosła w stosunku do średniej wskaźnikowej ceny w roku ubiegłym o 1,8% (z poziomu 21,55 zł/GJ), natomiast średnia wskaźnikowa stawka opłaty za usługi przesyłowe wzrosła o 5,6% (ze stawki 8,39 zł/GJ w roku ubiegłym).

Zróżnicowanie średnich wskaźnikowych cen i stawek opłat kształtowało się w granicach: dla wytwarzania ciepła – od 14,36 do 47,76 zł/GJ (przedsiębiorstwo wytwarzające ciepło z wykorzystaniem jako paliwa oleju opałowego lekkiego – w taryfie cena spadła o 4,0%), oraz dla przesyłania i dystrybucji ciepła – od 0,73 do 13,82 zł/GJ (przedsiębiorstwo ponoszące znaczne koszty związane z eksploatacją rozległego systemu ciepłowniczego w terenie wymagającym stosowania przepompowni – w taryfie stawka spadła o 0,2%).

Wśród przedsiębiorstw, którym w 2004 r. zatwierdzono taryfy dla ciepła, dominują spółki z ograniczoną odpowiedzialnością (60,6% wymienionych przedsiębiorstw). Kolejne miejsca zajmują: spółki akcyjne (27,3%), spółdzielnie mieszkaniowe (4,5%) i jednostki samorządu terytorialnego (3,0%). Przedsiębiorstwa energetyczne działające w innej formie prawnej (spółka jawna, samodzielny publiczny zakład opieki zdrowotnej oraz przedsiębiorstwo państwowe) to 4,6% wszystkich, którym w 2004 r. zatwierdzono taryfy dla ciepła. Na terenie woj. śląskiego w 2004 r. część przedsiębiorstw energetycznych zmieniło formy prawne, najczęściej na skutek komercjalizacji dawnych przedsiębiorstw państwowych.

W 2004 r. wydano 1 decyzję odmawiającą zatwierdzenia taryfy dla ciepła. Przedsiębiorstwo nie odwołało się od powyższej decyzji, przedstawiając następnie taryfę opracowaną zgodnie z obowiązującymi przepisami, która została zatwierdzona. Wydano także 3 decyzje umarzające postępowania w sprawie zatwierdzenia taryfy dla ciepła, 2 postępowania były w toku na koniec 2004 r.

W okresie sprawozdawczym prowadzono 25 postępowań administracyjnych w sprawie zmiany taryfy dla

ciepła. W 19 przypadkach wydano decyzje zatwierdzające zmiany taryfy (w 11 przypadkach zmiany dotyczyły terminu obowiązywania taryfy, a w 5 wiązały się ze zmianą koncesji przedsiębiorstwa). W 2 przypadkach postępowanie o zatwierdzenie zmiany taryfy dla ciepła zakończyło się decyzją odmawiającą, w 4 – umorzeniem prowadzonego postępowania.

8.3.3. Zatwierdzanie taryf dla energii elektrycznej

Rok 2004 był piątym z kolei, w którym oddział prowadził postępowania administracyjne w sprawie zatwierdzenia taryf dla energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła bądź też zmiany tych taryf. W 2004 r. wydano 4 decyzje zatwierdzające taryfy dla energii elektrycznej wytwarzanej w pełnym skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, sprzedawanej następnie podmiotom zobowiązanym do jej kupna. Średnia zatwierdzona cena energii elektrycznej w taryfach tych 4 przedsiębiorstw w 2004 r. wyniosła 129,33 zł/MWh i wzrosła w stosunku do ceny ostatnio stosowanej o 0,6%. Cena ta jest niższa o 7,4% od średniej ceny energii elektrycznej C_k wytworzonej w 2003 r. w krajowym systemie elektroenergetycznym w jednostkach wytwórczych kondensacyjnych (wyniosła ona 139,70 zł/MWh). Zatwierdzono także jedną taryfę dla energii elektrycznej przedsiębiorstwa spoza woj. śląskiego (na podstawie odrębnego upoważnienia Prezesa URE), które wytwarza energię elektryczną w pełnym skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła i sprzedaje ją podmiotom zobowiązanym do jej kupna.

Zatwierdzono również jedną taryfę dla energii elektrycznej wytwarzanej w niepełnym skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, sprzedawanej odbiorcom końcowym, realizowanej sieciami elektroenergetycznymi wytwórcy, a także jedną taryfę dla energii elektrycznej wytwarzanej w pełnym skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła i sprzedawanej wyłącznie odbiorcom końcowym za pośrednictwem sieci elektroenergetycznych wytwórcy. W obu przypadkach wytwarzana energia elektryczna nie jest sprzedawana podmiotom zobligowanym do zakupu tej energii, a dodatkowo taryfy obu przedsiębiorstw ujmują obrót energią elektryczną kupowaną od lokalnej spółki dystrybucyjnej energii elektrycznej.

W 2004 r. w oddziale rozpatrzono pozytywnie 4 wnioski dotyczące taryf dla energii elektrycznej przedsiębiorstw energetycznych, w stosunku do których oddział jest uprawniony do zatwierdzenia taryf (Z.M. Bumar-Łabędy SA, Huta Batory SA w upadłości, Koksownia Przyjaźń Sp. z o.o. oraz Huta Pokój SA). Taryfy wszystkich wymienionych przedsiębiorstw obejmują przesyłanie i dystrybucję oraz obrót energią elektryczną, a jej odbiorcami są przede wszystkim zakłady przemysłowe leżące w bezpośrednim sąsiedztwie lub na terenie nieruchomości koncesjonariuszy. Żadne z powyższych przedsiębiorstw nie zdecydowało się na wyodrębnienie podmiotów, które zajmowałyby się wyłącznie działalnością energetyczną, a ich działalność w zakresie zaopatrzenia odbiorców w energię elektryczną ma charakter dodatkowy.

Ponadto, w 2004 r. rozpatrzono pozytywnie 2 wnioski przedsiębiorstw energetycznych o wydłużenie terminu obowiązywania taryfy dla energii elektrycznej, 1 postępowanie w tej sprawie umorzono.

8.3.4. Zatwierdzanie taryf dla paliw gazowych

W 2004 r., drugi rok z rzędu, w oddziale rozpatrywano wnioski dotyczące taryf dla paliw gazowych. Rozpatrzono pozytywnie 3 wnioski o zatwierdzenie taryfy dla paliw gazowych: Magneti Marelli Poland SA, Huty Batory SA w upadłości oraz Koksowni Przyjaźń Sp. z o.o. Odbiorcami gazu tych przedsiębiorstw są inne przedsiębiorstwa przemysłowe. W przypadku pierwszych dwóch przedsiębiorstw, gaz jest zakupywany od lokalnej spółki dystrybucyjnej gazu ziemnego, natomiast Koksownia Przyjaźń Sp. z o.o. jest wytwórcą gazu koksowniczego. W 2004 r. pozytywnie rozpatrzono także 4 wnioski o zmianę taryfy dla paliw gazowych, w 1 przypadku odmówiono zmiany taryfy (wszystkie wnioski dotyczyły przedłużenia terminu obowiązywania taryfy). 2 postępowania: jedno dotyczące zmiany taryfy, drugie zatwierdzenia nowej taryfy, były w toku na koniec 2004 r.

8.3.5. Rozstrzyganie spraw spornych

W 2004 r. prowadzono 43 postępowania administracyjne w sprawach spornych, o których mowa w art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Wydano 5 decyzji rozstrzygających dotyczących ciepła i 16 decyzji rozstrzygających dotyczących energii elektrycznej. W toku postępowań, na wniosek strony, wydano 6 postanowień nakazujących przedsiębiorstwu energetycznemu podjęcie i kontynuowanie dostaw energii elektrycznej. Wydano również 11 decyzji umorzeniowych. Pozostałe sprawy zakończono zwrotem podania bądź pozostawiono bez rozpoznania.

W omawianym okresie 10 postępowań administracyjnych w sprawach spornych było zawieszonych, z czego 5 zawieszono w 2004 r. Z wymienionych postępowań 4 zostały zawieszono na wniosek strony.

Największa grupa zakończonych postępowań administracyjnych dotyczyła nieuzasadnionego wstrzymania dostaw energii elektrycznej (7 decyzji) i odmowy zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej (6 decyzji).

W ramach działań regulacyjnych rynku ciepłowniczego, elektroenergetycznego oraz gazowniczego rozpatrzono 53 skargi na działalność przedsiębiorstw energetycznych, z czego 13 skarg dotyczących ciepła, 36 – energii elektrycznej i 4 – gazu.

Tematyka skarg była różnicowana. Często powtarzającymi się tematami były zagadnienia wysokości cen i stawek opłat ustalonych w taryfach przez przedsiębiorstwa energetyczne, kwestie nielegalnego poboru energii elektrycznej oraz zagadnienia dotyczące umów sprzedaży ciepła i energii elektrycznej. W odpowiedziach na te skargi przytaczano stosowne przepisy prawne oraz wyjaśniano m.in. mechanizmy kształtowania i kalkulacji taryf dla ciepła, energii elektrycznej i gazu.

Do oddziału wpływały także pisma przesyłane do wiadomości urzędu. W wielu przypadkach, mimo braku wyraźnego żądania podjęcia działań, oddział zwracał się do przedsiębiorstwa energetycznego o wyjaśnienie zaistniałej sytuacji.

8.3.6. Działalność kontrolna

a) warunki prowadzenia działalności koncesjonowanej

W okresie sprawozdawczym oddział, w ramach prowadzonych postępowań administracyjnych w sprawie zatwierdzenia taryf, kontynuował kontrole realizacji warunków nałożonych na przedsiębiorstwa energetyczne w udzielonych im koncesjach. W wyniku przeprowadzonych kontroli wykryto nieprawidłowości w niektórych przedsiębiorstwach energetycznych. Wszczęto z tego powodu 9 postępowań z art. 56 ustawy – Prawo energetyczne, z czego 7 postępowań zakończyło się wymierzeniem kary pieniężnej (2 postępowania dotyczyły niepowiadomienia Prezesa URE o ograniczeniu działalności gospodarczej, dalsze 2 postępowania dotyczyły niepowiadomienia Prezesa URE o rozszerzeniu działalności gospodarczej, a kolejne 2 postępowania – niedotrzymania standardów jakościowych obsługi odbiorców, 1 postępowanie dotyczyło braku realizacji wyposażenia wszystkich węzłów cieplnych w układy automatycznej regulacji), a 2 postępowanie umorzono.

b) prawidłowość stosowania taryf

W 2004 r. kontynuowano w oddziale, w toku postępowań administracyjnych w sprawie zatwierdzenia taryf, a także przy okazji rozpatrywania skarg odbiorców, monitoring prawidłowości stosowania taryf przez przedsiębiorstwa energetyczne. Łącznie przeprowadzono 79 kontroli prawidłowości ich stosowania. Ustalono, że 8 przedsiębiorstw energetycznych nie posiadało aktualnych taryf dla ciepła, energii elektrycznej bądź paliw gazowych, w tym 2 koncesjonowane przedsiębiorstwa energetyczne nie posiadały w ogóle zatwierdzonej taryfy dla ciepła. W stosunku do tych przedsiębiorstw toczyło się 10 postępowań administracyjnych (wobec 2 przedsiębiorstw prowadzono po dwa postępowania) o wymierzenie kary pieniężnej i w 9 przypadkach wymierzono kary pieniężne (jedno postępowanie zakończyło się decyzją umarżającą).

W efekcie 6 skontrolowanych przedsiębiorstw ustaliło taryfy dla ciepła, energii elektrycznej i gazu oraz przedłożyło je Prezesowi URE do zatwierdzenia (1 przedsiębiorstwo dotychczas nie przedłożyło wniosku o zatwierdzenie taryfy dla ciepła, a 1 przedsiębiorstwo uległo likwidacji). Tym samym poza kontrolą regulatora pozostają jedynie ceny i stawki opłat za dostarczone ciepło stosowane w rozliczeniach z odbiorcami przez 1 przedsiębiorstwo energetyczne.

c) kwalifikacje pracowników przedsiębiorstw energetycznych

W 2004 r. zakończono 6 postępowań administracyjnych w sprawie wymierzenia kary pieniężnej z tytułu nie-

prawidłowości, polegającej na zatrudnianiu przez przedsiębiorstwa energetyczne osób, które nie posiadały wymaganych kwalifikacji. 3 z tych postępowań zostały wszczęte w 2003 r. i kontynuowane w 2004 r., a kolejne 3 zostały wszczęte w 2004 r. Jedno przedsiębiorstwo złożyło odwołanie do sądu.

Ponadto, w trakcie postępowań administracyjnych w sprawie zatwierdzenia taryfy dla ciepła, energii elektrycznej i paliw gazowych oddział przeprowadził kontrole posiadania kwalifikacji przez osoby zajmujące się eksploatacją sieci oraz urządzeń i instalacji określonych w przepisach.

d) utrzymanie stanu zapasów paliw

W trakcie postępowań administracyjnych w sprawie zatwierdzenia taryf dla ciepła i energii elektrycznej oddział sprawdził w 44 przedsiębiorstwach energetycznych wywiązywanie się z przestrzegania obowiązku utrzymania zapasów paliw.

W toku postępowania w sprawie zatwierdzenia taryfy dla ciepła 4 przedsiębiorstwa poinformowały Prezesa URE o niedotrzymywaniu obowiązkowych zapasów węgla. Z uwagi na powyższe, stosowne informacje zostały przekazane, zgodnie z właściwością, do Departamentu Przedsiębiorstw Energetycznych URE.

e) prowadzenie ewidencji księgowej zgodnie z zasadami określonymi w art. 44 ustawy – Prawo energetyczne

W trakcie postępowań administracyjnych w sprawie zatwierdzenia taryf oddział przeprowadził kontrole mające stwierdzić, czy ewidencja księgowa jest prowadzona w przedsiębiorstwie zgodnie z zasadami określonymi w art. 44 ustawy – Prawo energetyczne. W 2004 r. nie wszczęto żadnego postępowania administracyjnego w sprawie wymierzenia kary pieniężnej z tytułu nie wywiązywania się z tego obowiązku.

8.3.7. Nakładanie kar pieniężnych

W 2004 r. prowadzono 25 postępowań administracyjnych o wymierzenie kar pieniężnych (w tym 6 rozpoczętych w 2003 r.), z czego wydano 22 decyzje administracyjne wymierzające przedsiębiorstwom energetycznym kary na łączną kwotę 38 922,63 zł. W przypadku 4 przedsiębiorstw energetycznych wydano decyzje o umorzeniu postępowań.

8.4. Pozostała działalność oddziału

W 2004 r., podobnie jak i w latach poprzednich, oddział nawiązywał kontakty z wojewodami, zarządami województw oraz organami wykonawczymi gmin. Głównym ich celem było zasygnalizowanie szczególnie ważnych problemów, związanych z szeroko rozumianą gospodarką energetyczną.

W ramach prowadzonych postępowań administracyjnych dotyczących zatwierdzenia taryf dla ciepła, energii elektrycznej i gazu zwracano się także do koncesjonowanych przedsiębiorstw energetycznych o udzielenie

informacji, czy gmina, na terenie której przedsiębiorstwo prowadzi działalność gospodarczą, posiada opracowany projekt założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe lub plan zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe. Mimo że od wejścia w życie ustawy – Prawo energetyczne minęło blisko 8 lat, na terenie woj. śląskiego obejmującego 167 gmin zaopiniowane projekty założeń do planów posiadają 74 gminy, co stanowi 44,3% łącznej liczby gmin (zgodnie z informacją udzieloną przez Urząd Marszałkowski w Katowicach).

W ubiegłym roku kontynuowano również współpracę z prasą, czego efektem były artykuły w lokalnych gazetach, uwzględniające stanowiska oddziału dotyczące zagadnień z zakresu energetyki.

Ponadto, w siedzibie oddziału pracownicy odbyli 83 spotkania z przedstawicielami przedsiębiorstw energetycznych. Celem spotkań było omówienie spraw związanych z problemami merytorycznymi dotyczącymi postępowania taryfowego oraz koncesyjnego.

9. Południowo-Wschodni Oddział Terenowy z siedzibą w Krakowie

Zasięg terytorialny Oddziału obejmuje obszar województw: małopolskiego i podkarpackiego, podzielony administracyjnie odpowiednio na 182 i 159 gmin.

Na koniec grudnia 2004 r. w oddziale było zatrudnionych 15 osób, w tym 14 z wykształceniem wyższym i 1 z wykształceniem średnim.

Pracą oddziału od 28 maja 2004 r. kieruje dyrektor Dorota Koziol, oddelegowana z Południowego Oddziału Terenowego URE z siedzibą w Katowicach.

9.1. Charakterystyka lokalnego sektora energetycznego

W 2004 r. na obszarze działania oddziału nastąpiły istotne zmiany w liczbie przedsiębiorstw prowadzących koncesjonowaną działalność gospodarczą, m.in. z uwagi na wprowadzony przez ustawodawcę obowiązek uzyskania koncesji przez przedsiębiorców prowadzących działalność gospodarczą w zakresie obrotu paliwami ciekłymi w przypadku, gdy roczna wartość obrotu przekroczyła 10 000 euro. W porównaniu do 2003 r. nastąpił wzrost o 578 liczby koncesjonowanych przedsiębiorstw energetycznych. Postępowania administracyjne w sprawie udzielenia koncesji na obrót paliwami ciekłymi w 2004 r. prowadzone były w oddziale w stosunku do 142 przedsiębiorców.

Na koniec 2004 r. działalność prowadziło 1087 przedsiębiorstw energetycznych, mających siedzibę na terenie województw małopolskiego i podkarpackiego, posiadających co najmniej jedną koncesję. Łącznie przedsiębiorstwa te posiadały 1264 koncesje.

Zmiany w zakresie liczby posiadanych koncesji i ich zakresu są także spowodowane trwającym w przedsiębiorstwach przemysłowych procesem restrukturyzacji własnościowej i organizacyjnej, w wyniku której nastąpiło wydzielenie – w formie odrębnych spółek – wydzia-

Tabela 13. Liczba koncesji wg poszczególnych rodzajów działalności

Województwo	Zakres działalności koncesjonowanej				Razem
	Ciepłownictwo	Elektroenergetyka	Gazownictwo	Paliwa ciekłe	
Małopolskie	94	78	16	547	735
Podkarpackie	102	52	10	365	529
Ogółem	196	130	26	912	1 264

Źródło: Południowo-Wschodni OT URE.

tów energetycznych z dotychczasowych zakładów chemicznych, metalurgicznych, kopalń itp. lub łączenie przedsiębiorstw prowadzących działalność w różnych województwach.

Głównymi dostawcami energii elektrycznej dla potrzeb mieszkańców i przemysłu są spółki dystrybucyjne, w tym w woj. małopolskim Zakład Energetyczny Kraków SA i Zakład Energetyczny Tarnów SA (obecnie ENION SA w Krakowie), a w woj. podkarpackim Rzeszowski Zakład Energetyczny SA. W wyniku zmian w sektorze elektroenergetycznym na terenie działania oddziału zostało zlokalizowane przedsiębiorstwo energetyczne ENION SA. w Krakowie, skupiające 5 spółek dystrybucyjnych obsługujących odbiorców z terenu woj. małopolskiego oraz województw sąsiednich.

Zaopatrzenie w paliwo gazowe jest prowadzone głównie przez 2 spółki dystrybucyjne, w tym największym dostawcą zabezpieczającym potrzeby większości odbiorców jest Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. w Tarnowie. Drugim dużym dostawcą paliwa gazowego dla zachodniej części województwa małopolskiego jest Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. w Zabrze.

W zakresie działalności związanej z wytwarzaniem ciepła, jego przesyłaniem i dystrybucją oraz obrotem na terenie województw małopolskiego i podkarpackiego na koniec 2004 r. funkcjonowało 99 przedsiębiorstw energetycznych.

Najwięksi producenci energii elektrycznej i ciepła to: Elektrownia „Skawina” SA, Elektrownia „Stalowa Wola” SA oraz Elektrociepłownia „Kraków” SA.

Największym przedsiębiorstwem energetycznym eksploatującym odnawialne źródło ciepła, wykorzystującym wody geotermalne, na terenie objętym właściwością oddziału jest „Geotermia Podhalańska SA” w Zakopanem.

9.2. Odbiorcy paliw, energii i ciepła

Największymi odbiorcami paliw i energii na terenie działania oddziału są: „ISPAT Polska Stal” SA Oddział w Krakowie, Zakłady Azotowe w Tarnowie – Mościcach oraz Firma Chemiczna Dwory w Oświęcimiu.

Największe znaczenie wśród odbiorców gazu średniociśnieniowego mają: Krośnieńskie Huty Szkła, Firma Oponiarska w Dębicy, SGL Carbon w Nowym Sączu. Największym odbiorcą gazu z sieci wysokoprężnej są Zakłady Azotowe w Tarnowie – Mościcach.

Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się działalnością ciepłowniczą działają głównie na potrzeby mieszkańców spółdzielni mieszkaniowych, wspólnot mieszkaniowych, budynków komunalnych i indywidual-

nych. Wśród komunalnych odbiorców ciepła największymi odbiorcami są: Zarząd Budynków Komunalnych w Krakowie i Rzeszowska Spółdzielnia Mieszkaniowa.

Odbiorcy energii elektrycznej to głównie przedsiębiorstwa przemysłowe i gospodarstwa domowe. Największą liczbę odbiorców na terenie woj. małopolskiego obsługuje Zakład Energetyczny Kraków SA, obecnie ENION SA (ok. 800 000), a na terenie województwa podkarpackiego Rzeszowski Zakład Energetyczny SA (ok. 650 000).

Z kolei największą liczbę odbiorców zaopatruje w gaz Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. w Tarnowie, która dostarcza go do ok. 1 330 000 klientów. Obecnie obszar działania tej spółki zalicza się do najbardziej zgazyfikowanych rejonów Polski.

9.3. Działalność regulacyjna

9.3.1. Koncesjonowanie

W 2004 r. w oddziale wydano 149 decyzji administracyjnych dotyczących udzielenia, zmiany, cofnięcia i wygaśnięcia koncesji, względnie umarzających postępowania w tych sprawach (łącznie dla 34 przedsiębiorstw energetycznych).

Wydane na wniosek strony decyzje w sprawie udzielenia koncesji obejmowały: 1 decyzję w zakresie wytwarzania ciepła oraz 92 decyzje w zakresie obrotu paliwami ciekłymi.

Wydawanie koncesji na paliwa ciekłe stanowiło w 2004 r. nowe zadanie dla oddziału, a specyfika podmiotów ubiegających się o ich udzielenie nastęrczała pewnych trudności. Głównie były to osoby fizyczne prowadzące działalność gospodarczą, spółki cywilne czy jawne. Zasadniczymi problemami pojawiającymi się w trakcie tego procesu były: brak możliwości uzyskania wymaganych dokumentów, sprzeczności i niejasności w składanych oświadczeniach i informacjach, a także trudności w skutecznym doręczeniu korespondencji, szczególnie wobec osób fizycznych, które zaprzestały działalności gospodarczej lub nie podejmowały adresowanych do nich przesyłek.

Wydano również 40 decyzji zmieniających udzielone koncesje, łącznie 24 przedsiębiorstwom energetycznym – z tego 18 decyzji zmieniających koncesje na wytwarzanie ciepła, 14 decyzji zmieniających koncesje na przesyłanie i dystrybucję ciepła, 6 decyzji zmieniających koncesje na obrót ciepłem, 1 decyzję zmieniającą koncesję na przesyłanie i dystrybucję paliw gazowych oraz 1 decyzję zmieniającą koncesję na obrót paliwami gazowymi. Wszystkie zmiany zostały dokonane na wnio-

sek strony, w związku ze zmianą formy prawnej lub nazwy przedsiębiorstwa, zmianą rodzaju lub ilości kotłowni, zmianą ilości sieci ciepłowniczych, zmianą mocy źródła ciepła. Część zmian wynikała z faktu dostosowania zapisu koncesji do aktualnego stanu organizacyjno-prawnego koncesjonariusza.

W 2004 r. w związku z zaprzestaniem prowadzenia działalności gospodarczej zostały cofnięte na wniosek strony 3 koncesje wydane 2 przedsiębiorstwom energetycznym, w tym 2 koncesje na wytwarzanie ciepła oraz 1 koncesja na przesyłanie i dystrybucję ciepła.

Ponadto, wydano 1 decyzję stwierdzającą wygaśnięcie koncesji ze względu na fakt prowadzenia przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej, polegającej na zaopatrzeniu w ciepło w zakresie nie wymagającym, w myśl przepisu art. 32 ustawy – Prawo energetyczne, uzyskania koncesji (tj. poprzez ograniczenia przez odbiorców ciepła zamówionej mocy cieplnej do wielkości nie przekraczającej 1 MW).

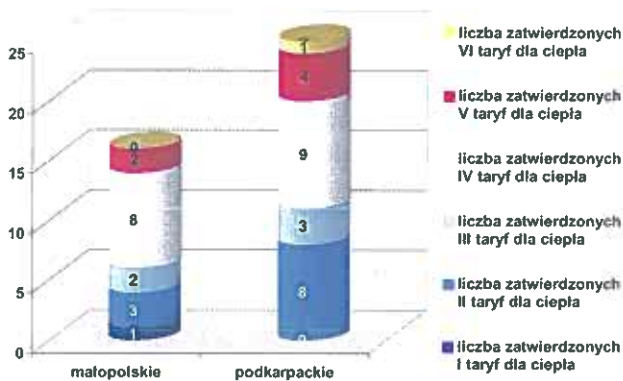
Dwanaście postępowań koncesyjnych zakończyło się decyzjami umarzającymi postępowanie, z tego: 3 dotyczyły obrotu paliwami ciekłymi, 3 wytwarzania ciepła, 4 przesyłania i dystrybucji ciepła oraz 2 obrotu ciepłem.

9.3.2. Zatwierdzanie taryf dla ciepła

W myśl art. 47 ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwa energetyczne prowadzące koncesjonowaną działalność, polegającą na wytwarzaniu, przesyłaniu i dystrybucji lub obrocie ciepłem ustalają taryfy, które podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE. W 2004 r. oddział rozpatrywał 53 wnioski o zatwierdzenie taryf dla ciepła oraz 77 wniosków o zatwierdzenie zmiany decyzji zatwierdzającej taryfę (łącznie 130 postępowań administracyjnych).

Z 99 koncesjonowanych przedsiębiorstw energetycznych, posiadających siedzibę na terenie działania oddziału, dwa przedsiębiorstwa nie posiadają zatwierdzonej pierwszej taryfy dla ciepła (wniosek jednego z przedsiębiorstw jest w trakcie rozpatrywania, drugiemu odmówiono zatwierdzenia taryfy dla ciepła).

Rysunek 20. Zestawienie liczbowe zatwierdzonych taryf dla ciepła w 2004 r.



W 2004 r. w ramach działalności ciepłowniczej zatwierdzono łącznie 41 taryf, w tym: 1 pierwszą, 11 drugich, 5 trzecich, 17 czwartych, 6 piątych oraz 1 szóstą (rysunek 20). W przypadku dwóch przedsiębiorstw wydano decyzje odmawiające zatwierdzenia ustalonej taryfy dla ciepła, w dwóch przypadkach pozostawiono wnioski bez rozpoznania, a w ośmiu postępowania umorzono (rysunek 21).

Na 77 wniosków o zmianę decyzji zatwierdzającej taryfę wydano: 51 decyzji dotyczących przedłużenia okresu obowiązywania taryfy, 4 decyzje wynikające ze zmian koncesyjnych, 12 decyzji umarzających, w 8 przypadkach odmówiono zmiany taryfy, a 2 przypadki pozostawiono bez rozpoznania (rysunek 22). Na koniec 2004 r. w toku pozostało 18 postępowań w sprawie zatwierdzenia taryfy dla ciepła oraz 4 postępowania w sprawie zmiany decyzji zatwierdzającej taryfę dla ciepła. W trzech przypadkach, uznając działalność przedsiębiorstw za ustabilizowaną, terminy obowiązywania taryf ustalono na okres powyżej 24 miesięcy (przy czym należy nadmienić, iż pomimo regulacji prawnej pozwalającej zatwierdzić taryfę

Rysunek 21. Zestawienie liczbowe przebiegu zatwierdzania taryf dla ciepła w 2004 r.



Rysunek 22. Zestawienie liczbowe wniosków o zmianę decyzji zatwierdzającej taryfę w 2004 r.

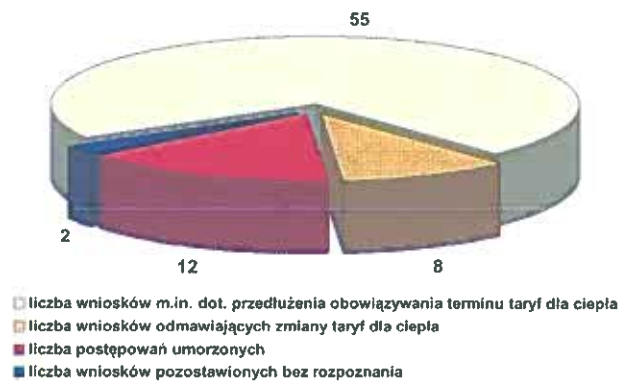


Tabela 14. Zestawienie średnich cen i stawek opłat oraz średnioważone zmiany obciążenia odbiorców, wynikające z taryf zatwierdzonych w 2004 r.

Województwo	Cena ciepła [zł/GJ]	Zmiana ceny ciepła [%]	Stawka opłat za usługi przesyłowe [zł/GJ]	Zmiana stawki opłaty za przesył [%]
Małopolskie	27,68	- 1,57	12,20	+ 1,08
Podkarpackie	24,77	+ 2,52	10,21	+ 2,17

Źródło: Południowo-Wschodni OT URE.

na okres dłuższy niż 24 miesiące, niewiele przedsiębiorstw wyrażało chęć skorzystania z takiej możliwości).

Wejście w życie nowego rozporządzenia taryfowego dla ciepła wpłynęło na przebieg postępowań taryfowych dla przedsiębiorstw, których wnioski zostały złożone przed dniem wejścia w życie wymienionego rozporządzenia, a postępowania zostały zakończone po wprowadzeniu nowych przepisów. Z 41 taryf dla ciepła zatwierdzonych w 2004 r., 17 zostało opracowanych na podstawie starego rozporządzenia taryfowego, natomiast 24 na podstawie nowego rozporządzenia taryfowego.

Należy nadmienić, iż wprowadzona zmiana ww. rozporządzenia w znaczącym stopniu zmieniła sposób przygotowywania wniosków o zatwierdzenie taryf dla ciepła, m.in. sposób ustalania wielkości sprzedaży ciepła czy analiza kosztów jednostkowych odpowiednio sporządzona do zakresu prowadzonej działalności gospodarczej. Spowodowało to wątpliwości przedsiębiorstw energetycznych co do rozumienia przepisów rozporządzenia, a w konsekwencji przysporzyło wielu problemów, które niejednokrotnie wpływały na przebieg postępowań taryfowych.

W efekcie działań regulacyjnych dokonano weryfikacji planowanych kosztów, przedstawianych przez przedsiębiorstwa jako uzasadnione dla ustalonych w taryfach cen i stawek opłat, w wyniku czego obniżono obciążenie odbiorców opłatami za ciepło na kwotę 15,2 mln zł (10,6 mln zł po uwzględnieniu przypadków dostosowania do nowego rozporządzenia taryfowego), tj. średnio o 3,05%, wobec planowanych ok. 497,7 mln zł (2,15% wobec planowanych 493,2 mln zł po uwzględnieniu przypadków dostosowania do nowego rozporządzenia taryfowego).

Przedstawione dane mają charakter jedynie statystyczny i nie mogą służyć do porównań z danymi wyznaczonymi na podstawie taryf zatwierdzonych w poprzednich okresach regulacji, które dotyczyły innych przedsiębiorstw energetycznych o odmiennej strukturze i zakresie działalności.

Na 12 taryf zatwierdzonych dla wytwórców ciepła w 2004 r. w woj. małopolskim, najwyższe ceny ciepła są stosowane przez:

- Elektrociepłownię Gorlice Sp. z o.o. (28,35 zł/GJ) – dla źródeł opalanych miałem węgla kamiennego,
- Miejskie Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o. w Krynicy (48,84 zł/GJ) – dla źródeł opalanych gazem ziemnym,

- Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej SA w Krakowie (52,31 zł/GJ) – dla źródeł opalanych olejem opalowym lekkim,
- Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Chrzanowie (45,87 zł/GJ) – dla źródeł opalanych innymi paliwami stałymi.

W woj. podkarpackim na 18 taryf zatwierdzonych dla wytwórców ciepła, najwyższe ceny ciepła są stosowane przez:

- Miejskie Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o. w Krośnie (27,73 zł/GJ) – dla źródeł opalanych miałem węgla kamiennego,
- Rzeszowską Gospodarkę Komunalną Sp. z o.o. w Rzeszowie (57,36 zł/GJ) – dla źródeł opalanych gazem ziemnym.

Natomiast najniższe ceny ciepła zatwierdzono w woj. małopolskim w:

- EKP Sp. z o.o. Klucze (23,53 zł/GJ) – dla źródeł opalanych miałem węgla kamiennego,
- Miejskim Przedsiębiorstwie Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. Dąbrowa Tarnowska (35,96 zł/GJ) – dla źródeł opalanych gazem ziemnym.

Najniższe ceny w woj. podkarpackim zostały ustalone przez:

- Elektrociepłownię EC-WSK Sp. z o.o. Rzeszów (21,42 zł/GJ) – dla źródeł opalanych miałem węgla kamiennego,
- Elektrociepłownię Rzeszów SA (26,39 zł/GJ, przy wytwarzaniu ciepła w skojarzeniu z energią elektryczną) – dla źródeł opalanych gazem ziemnym.

Postępowania dotyczące zwolnienia przedsiębiorstw energetycznych z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia Prezesowi URE taryf dla ciepła

W okresie sprawozdawczym dwa przedsiębiorstwa energetyczne wystąpiły z wnioskiem o zwolnienie ich z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia Prezesowi URE taryf dla ciepła. Wnioski te rozpatrzono w trybie art. 49 ust. 1 i ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne. W obu sprawach wydano decyzje odmawiające uwzględnienia wniosków, z uwagi na fakt, że rynek dostaw ciepła będący obszarem działania tych przedsiębiorstw nie spełniał wymogów rynku konkurencyjnego w rozumieniu art. 49 ustawy – Prawo energetyczne.

9.3.3. Zatwierdzanie taryf dla energii elektrycznej

W zakresie regulacji działalności przedsiębiorstw działających na rynku energii elektrycznej zatwierdzono trzy taryfy, w tym dla:

- Elektrociepłowni Rzeszów SA - wytwarzającego energię elektryczną w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, przy cenie energii elektrycznej 188,99 zł/MWh, co w porównaniu z ceną ostatnio stosowaną oznacza wzrost o 0,51%. Na uwagę zasługuje fakt, że źródło jest opalane gazem ziemnym, a okres obowiązywania taryfy, z uwagi na *Komunikat Prezesa URE w sprawie zwolnienia z dniem 1 stycznia 2005 r. przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła z obowiązku przedkładania taryf dla energii elektrycznej do zatwierdzenia*, został ustalony do 31 grudnia 2004 r.,
- dwóch przedsiębiorstw zajmujących się przesyłaniem i dystrybucją oraz obrotem energią elektryczną (Energomedia Sp. z o.o. w Trzebini i Fabryka Maszyn Glinik SA w Gorlicach), w wyniku czego obciążenia dla odbiorców końcowych są niższe niż wynikające z taryf spółek dystrybucyjnych działających na tym samym terenie.

9.3.4. Zatwierdzanie taryf dla paliw gazowych

W 2004 r. w oddziale rozpatrywano dwie taryfy dla paliw gazowych przedsiębiorstw: Fabryka Maszyn Glinik SA w Gorlicach (zakup gazu z Karpackiej Spółki Gazowniczej Sp. z o.o.) i Energetyka Wisłosan Sp. z o.o. w Nowej Dębie (dawniej Zakład Czynników Energetycznych Sp. z o.o. – Nowa Dęba – zakup gazu z PGNiG SA). W wyniku zatwierdzenia taryf dla ww. przedsiębiorstw nastąpiło zmniejszenie obciążenia odbiorców odpowiednio o 6% i 3,1%.

9.3.5. Rozstrzyganie spraw spornych

W 2004 r. prowadzono 34 postępowania administracyjne w sprawach spornych, o których mowa w art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Wydano 24 decyzje administracyjne rozstrzygające zaistniałe spory w tym: 2 decyzje dotyczące ciepła, 19 decyzji dotyczących energii elektrycznej oraz 3 decyzje odnośnie paliw gazowych. 1 wniosek przedsiębiorstwa energetycznego zwrócono, 1 wniosek w sprawie dotyczącej nieuzasadnionego wstrzymania dostaw gazu został pozostawiony bez rozpoznania oraz w jednym przypadku, po wszczęciu postępowania administracyjnego, wniosek został przekazany w 2005 r. wg właściwości rzeczowej do rozpatrzenia Departamentowi Taryf URE w Warszawie.

W toku postępowań, na wniosek strony, wydano 2 postanowienia nakazujące przedsiębiorstwu energetycznemu podjęcie i kontynuowanie dostaw energii elektrycznej.

W okresie sprawozdawczym nie zakończono 7 spraw. Wśród nich jedno postępowanie administracyjne zostało zawieszono z urzędu z uwagi na rozstrzygnięcie zagadnienia wstępnego przez sąd powszechny. Z tego samego powodu nadal trwa zawieszenie postępowania, w którym postanowienie o zawieszeniu wydano w 2001 r.

Największa grupa zakończonych postępowań administracyjnych dotyczyła odmowy przyłączenia do sieci

elektroenergetycznej – w tym zakresie wydano 19 decyzji. Natomiast zmalała liczba spraw dotyczących wstrzymania dostaw energii elektrycznej. W 2004 r. wydane zostały 2 decyzje dotyczące tej kwestii, podczas gdy w 2003 r. wydano ich 6.

W odniesieniu do spraw spornych rozstrzyganych przez Prezesa URE, na uwagę zasługuje spór dotyczący odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, w którym zbiorowo wystąpili odbiorcy nie zasilani dotychczas bezpośrednio z sieci profesjonalnej spółki dystrybucyjnej. Przez wiele lat dostawcą energii elektrycznej był dla nich zakład przemysłowy posiadający własną sieć elektroenergetyczną. Ze względu na ciężką sytuację finansową zakład ten wypowiedział odbiorcom umowy sprzedaży energii elektrycznej i stąd żądali oni przyłączenia do sieci spółki dystrybucyjnej. Ostatecznie odbiorcy zostali przyłączeni do sieci spółki dystrybucyjnej (która także zawarła z nimi umowy sprzedaży energii elektrycznej), a kwestią sporną pozostaje konieczność wniesienia przez odbiorców opłaty za wnioskowane przez nich zwiększenie mocy przyłączeniowej. Zatem wymienione postępowania dotyczące rozstrzygnięcia sporu w zakresie odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej umorzono, a odbiorcy zostali dodatkowo poinformowani o możliwości dochodzenia swoich praw.

Natomiast w zakresie sporu dotyczącego wstrzymania dostaw energii elektrycznej, ze względu na niedopełnienie przez przedsiębiorstwo energetyczne obowiązków w zakresie udokumentowania faktu nielegalnego poboru energii elektrycznej zgodnie z obowiązującymi przepisami, wstrzymanie uznano za nieuzasadnione.

W ramach działań regulacyjnych rynku ciepłowniczego, elektroenergetycznego oraz gazowniczego rozpatrzono 26 skarg na działalność przedsiębiorstw energetycznych, z czego 4 dotyczyły ciepła, 20 energii elektrycznej i 2 gazu. W tym zakresie, w dwóch przypadkach postanowieniem zwrócono stronom wnioski z pouczeniem, że w sprawie organem właściwym jest sąd powszechny.

W okresie sprawozdawczym do oddziału wpłynęło znacznie mniej skarg, których rozpatrywanie nie należy do kompetencji Prezesa URE. Jest to częściowo wynikiem działań pracowników oddziału na rzecz przybliżania informacji, dotyczących różnych zagadnień regulowanych przez ustawę – Prawo energetyczne, w tym także dotyczących zakresu kompetencji Prezesa URE.

Do najczęściej powtarzających się tematów skarg oraz zapytań kierowanych do oddziału należały zagadnienia dotyczące wysokości cen i stawek opłat ustalonych w taryfach przez przedsiębiorstwa energetyczne, wykonywania postanowień zawartych umów, wzajemnych rozliczeń pomiędzy dostawcami i odbiorcami za dostarczoną energią elektryczną, paliwa gazowe i ciepło, własności urządzeń energetycznych i sposobu dokonywania rozliczeń przez spółdzielnie

mieszkańców lub administratorów budynków za dostarczanie ciepła do lokali w budynkach wielolokalowych.

Do oddziału wpływały także pisma przesyłane do wiadomości. W wielu przypadkach, mimo braku wyraźnego żądania podjęcia działań przez wnioskodawcę, oddział zwracał się do przedsiębiorstwa energetycznego o wyjaśnienie zaistniałej sytuacji.

9.3.6. Działalność kontrolna

a) warunki prowadzenia działalności koncesjonowanej

W okresie sprawozdawczym oddział w ramach prowadzonych postępowań administracyjnych przeprowadził kontrole realizacji warunków nałożonych na przedsiębiorstwa energetyczne w udzielonych im koncesjach. Przejawiało się to przede wszystkim w sprawdzaniu – głównie podczas prowadzonych postępowań o zatwierdzenie taryf – czy przedsiębiorstwa energetyczne dopełniły obowiązków wynikających z koncesji, m.in. dotyczących informowania Prezesa URE o zamiarach rozbudowy, modernizacji lub likwidacji majątku posiadanego przez koncesjonowane przedsiębiorstwa energetyczne. W niektórych przypadkach były wystosowane odrębne pisma pouczające i przypominające o ciążyących na tych przedsiębiorstwach obowiązkach i konsekwencjach ich niedopełnienia.

Ponadto, kontrolowano, czy przedkładane do zatwierdzenia Prezesowi URE taryfy były zgodne z zakresem i przedmiotem działalności określonym w koncesji. Niejednokrotnie skutkiem takiej interwencji było przedłożenie przez przedsiębiorstwa energetyczne wniosków o zmianę udzielonych koncesji.

b) prawidłowość stosowania taryf

W 2004 r. oddział prowadził monitoring prawidłowości stosowania taryf przez przedsiębiorstwa energetyczne. Odbywało się to w toku postępowań administracyjnych w sprawie zatwierdzenia taryf, a także rozpatrywania skarg odbiorców. Ustalono, że niektóre koncesjonowane przedsiębiorstwa energetyczne nie posiadają aktualnych taryf dla ciepła. W stosunku do nich wszczęto postępowania administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej (4 przypadki) za stosowanie cen i taryf, nie przedstawionych do zatwierdzenia Prezesowi URE, o którym to obowiązku mowa w art. 47 ustawy – Prawo energetyczne.

c) kwalifikacje pracowników przedsiębiorstw energetycznych

Kontrola w tym zakresie odbywała się w trakcie prowadzonych postępowań dotyczących zatwierdzenia taryf oraz udzielania koncesji, w tym na obrót paliwami ciekłymi.

We wszystkich przypadkach, na podstawie złożonych przez przedsiębiorstwa oświadczeń stwierdzano, że zatrudnieni pracownicy posiadają wymagane kwalifikacje.

9.3.7. Nakładanie kar pieniężnych

W 2004 r. prowadzono 6 postępowań administracyjnych w sprawie wymierzenia kary pieniężnej. W czterech przypadkach postępowanie zakończono, orzekając nałożenie kar na przedsiębiorstwa energetyczne na łączną kwotę 45 000 zł. W jednym przypadku wydano decyzję o umorzeniu postępowania. W stosunku do jednego przedsiębiorstwa nie zostało zakończone postępowanie administracyjne. W dwóch przypadkach przedsiębiorstwo energetyczne wystąpiło z wnioskiem o rozłożenie kary na raty. Na tym tle wynikła potrzeba przeanalizowania kwestii związanych z udzielaniem pomocy publicznej (przypadek ten dotyczył pomocy *de minimis*, tj. pomocy bagatelnej nie wymagającej notyfikacji do Komisji Europejskiej), zwłaszcza w kontekście zmiany przepisów, jakie zaszły w związku ze wstąpieniem Polski do Unii Europejskiej.

9.4. Pozostała działalność oddziału

W okresie sprawozdawczym oddział realizował zadania Prezesa URE w zakresie współpracy z właściwymi organami w przeciwdziałaniu praktykom monopolistycznym przedsiębiorstw energetycznych. Powyższe odbywało się poprzez wymianę informacji z delegaturą Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów w Krakowie.

Ponadto, w siedzibie oddziału pracownicy odbyli 58 spotkań z przedstawicielami przedsiębiorstw energetycznych, których celem było omówienie spraw związanych z problemami merytorycznymi dotyczącymi postępowania taryfowego oraz koncesyjnego. W okresie sprawozdawczym odbywały się także bezpośrednie spotkania z interesantami w ramach wnoszonych skarg i wniosków.

Dodatkowo na uwagę zasługuje korespondencja z gminami, których wyjaśnienia i informacje były wykorzystywane w trakcie prowadzonych postępowań taryfowych, koncesyjnych, a także sporów rozpatrywanych na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

Część III. REGULATOR A INNE ORGANY PAŃSTWA

1. Udział w posiedzeniach Komitetu Rady Ministrów

W 2004 r., podobnie jak w latach poprzednich, Prezes URE uczestniczył w posiedzeniach Komitetu Rady Ministrów. Wydał 17 opinii o przedstawionych projektach dokumentów rządowych, związanych z regulowanym sektorem, tj.: Programie wprowadzania konkurencyjnego rynku gazu w Polsce i harmonogramie jego wdrażania, Programie Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG SA, Korekcie programu realizacji polityki właścicielskiej Ministra Skarbu Państwa w odniesieniu do sektora elektroenergetycznego oraz wniosku Ministra Skarbu Państwa o wyrażenie zgody na inny niż publiczny tryb zbycia akcji stanowiących własność Skarbu Państwa w spółkach: Elektrownia Bełchatów SA, Elektrownia Opole SA, Elektrownia Turów SA, Kopalnia Węgla Brunatnego Bełchatów SA, Kopalnia Węgla Brunatnego Turów SA.

Prezes URE przedstawił także opinie dotyczące projektów innych dokumentów rządowych, nie związanych z regulowanym sektorem, jak: zasad nadzoru właścicielskiego nad spółkami z udziałem Skarbu Państwa oraz innych osób prawnych, szczególnych uprawnień Skarbu Państwa oraz ich wykonywania w spółkach handlowych o istotnym znaczeniu dla porządku lub bezpieczeństwa publicznego, służby cywilnej, zmian w systemach wynagradzania obowiązujących w administracji rządowej, sprawozdania z wykonania budżetu Państwa w 2003 r., ochrony konkurencji i konsumentów, partnerstwa publiczno-prywatnego, zbiorowego zaopatrzenia w wodę i zbiorowego odprowadzania ścieków, Narodowej Strategii Integracji Społecznej, Prawa budowlanego, Agencji Bezpieczeństwa Wewnętrznego oraz Agencji Wywiadu, Narodowego Centrum Studiów Strategicznych oraz zmian ustawy o Radzie Ministrów.

2. Sądowa kontrola działalności Prezesa URE

W 2004 r. zostały dokonane dwie istotne zmiany przepisów regulujących postępowanie cywilne i administracyjne. I tak:

I. Ustawa z dnia 2 lipca 2004 r. o zmianie ustawy – Kodeks postępowania cywilnego oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2004 r. Nr 172, poz. 1804) dokonała szeregu zmian, m.in. w dziale IVA, rozdziale 4 tego Kodeksu, dotyczących postępowania w sprawach z zakresu regulacji energetyki.

Nowelizacja ta jest konsekwencją wyroku Trybunału Konstytucyjnego z dnia 12 czerwca 2002 r., sygn. akt P. 13/01 (Dz. U. z 2002 r. Nr 84, poz. 764), uznającego w szczególności za niezgodny z Konstytucją przepis art. 479³¹ Kodeksu postępowania cywilnego regulujący zasady zaskarżania orzeczeń sądu wydanych w postępowaniu w sprawach z zakresu ochrony konkurencji

i ustalającego utratę mocy obowiązującej tego przepisu na dzień 30 listopada 2003 r. Tych samych zmian wymagały wszakże odpowiednie przepisy dotyczące pozostałych postępowań regulowanych w dziale IVA Kpc, m.in. postępowania w sprawach z zakresu regulacji energetyki.

Obecnie z brzmienia znowelizowanego art. 479⁵⁶ § 2 Kpc wynika, że od dnia jego wejścia w życie, tj. od 19 sierpnia 2004 r., postępowanie sądowe w sprawach z zakresu regulacji energetyki jest postępowaniem dwuinstancyjnym. Rozwiązanie to jest zgodne z art. 176 ust. 1 Konstytucji RP, który stanowi, że „postępowanie sądowe jest co najmniej dwuinstancyjne”.

Podkreślić w tym miejscu należy, że w ubiegłych latach Prezes URE dwukrotnie sygnalizował Ministrowi Sprawiedliwości konieczność zapewnienia zgodności z Konstytucją tych przepisów.

Zgodnie z art. 367 § 1 Kpc, środkiem odwoławczym przysługującym od wyroków sądu pierwszej instancji jest apelacja do sądu drugiej instancji. Natomiast w myśl art. 394 § 1 Kpc, środkiem odwoławczym przysługującym na postanowienia sądu pierwszej instancji, kończące postępowanie w sprawie oraz inne postanowienia sądu pierwszej instancji i zarządzenia przewodniczącego tego sądu, enumeratywnie wymienione w treści tego przepisu, jest zażalenie do sądu drugiej instancji.

Zgodnie z art. 479⁴⁶ pkt 1 i 2 Kpc, sądem właściwym w sprawach odwołań od decyzji Prezesa URE oraz zażaleń na postanowienia wydawane ten organ, jest Sąd Okręgowy w Warszawie – sąd ochrony konkurencji i konsumentów. Ponieważ art. 367 § 2 Kpc stanowi, że apelację od wyroku sądu okręgowego, jako sądu pierwszej instancji, rozpoznaje sąd apelacyjny, natomiast art. 397 § 2 Kpc stanowi, że do postępowania toczącego się na skutek zażalenia stosuje się odpowiednio przepisy o postępowaniu apelacyjnym, oznacza to, że odwołania od orzeczeń sądu ochrony konkurencji i konsumentów, orzekającego jako sąd pierwszej instancji, rozpatrywane są przez sąd apelacyjny.

Od wyroków sądu apelacyjnego wydanych w II instancji przysługuje następnie, w myśl 479⁵⁶ § 2 Kpc w nowym brzmieniu, kasacja do Sądu Najwyższego, bez względu na wartość przedmiotu sporu.

Ze względu na lukę prawną w zakresie możliwości zaskarżania orzeczeń Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów do sądu drugiej instancji w okresie od 30 listopada 2003 r. do 19 sierpnia 2004 r. na uwagę zasługuje stanowisko Sądu Najwyższego wyrażone w postanowieniach z dnia 25 listopada 2004 r. (sygn. akt III SK 58/04 i III SK 51/04) oraz z dnia 2 grudnia 2003 r. (sygn. akt III SK 52/04, III SK 53/04 i III SK 65/04). Postanowieniami tymi Sąd Najwyższy przekazał kasacje wniesione w tym okresie od wyroków Sądu Ochrony Konku-

rencji i Konsumentów z dnia 17 grudnia 2003 r. (sygn. akt XVII Ame 102/02), z dnia 10 grudnia 2003 r. (sygn. akt XVII Ame 10/03 i XVII Ame 11/03), z dnia 24 listopada 2003 r., (sygn. akt 9/03) oraz z dnia 10 maja 2004 r. (sygn. akt XVII Ame 34/03) - do rozpoznania Sądowi Apelacyjnemu jako apelacje. W uzasadnieniu tych postanowień Sąd Najwyższy wyraził pogląd, że „skoro w wyroku z dnia 12 czerwca 2002 r. (...) Trybunał Konstytucyjny stwierdził niekonstytucyjność art. 479³¹ k.p.c. i równocześnie określił datę końcową (...) obowiązywania tego przepisu na dzień 30 listopada 2003 r., co oznaczało, że przed upływem tego terminu ustawodawca powinien dokonać w tym zakresie niezbędnej zmiany uprzednio obowiązujących przepisów Kodeksu postępowania cywilnego, należy także stanąć na stanowisku, że dotyczyło to (...) także pozostałych ówczesnie obowiązujących analogicznych regulacji prawnych w odniesieniu do odrębnych postępowań w sprawach gospodarczych, w tym w szczególności również postępowania w sprawach z zakresu regulacji energetyki, które z tej samej przyczyny (brak skutecznego środka odwoławczego – apelacji od wyroków wydawanych w pierwszej instancji przez Sąd Okręgowy w Warszawie – Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów w sprawach gospodarczych) były niezgodne z Konstytucją RP i począwszy od 1 grudnia 2003 r. nie powinny być już stosowane (powinny także utracić moc prawną). Tak zresztą rozumiał sens i konsekwencje prawne powyższego wyroku Trybunału Konstytucyjnego (...) również ustawodawca, skoro ustawą z dnia 2 lipca 2004 r. o zmianie ustawy – Kodeks postępowania cywilnego oraz niektórych innych ustaw dokonał w niezbędnym zakresie zmiany nie tylko w przepisach dotyczących postępowania w sprawach z zakresu ochrony konkurencji (...), lecz także wprowadzenia odpowiednich zmian do przepisów dotyczących postępowania: w sprawach z zakresu regulacji energetyki (...). W konsekwencji prowadzi to do wniosku, że w okresie od dnia 1 grudnia 2003 r. (...) do dnia 18 sierpnia 2004 r. (...), wobec uznania, że obowiązująca regulacja prawna dotycząca środków odwoławczych od orzeczeń Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów (...) jest niekonstytucyjna (...), należało w tym zakresie stosować ogólne przepisy dotyczące postępowania procesowego – w tym przepisy o apelacji, do rozpoznania której właściwy był Sąd Apelacyjny w Warszawie, a dopiero w dalszej kolejności ogólne przepisy o kasacji, do rozpoznania której właściwy był Sąd Najwyższy.” Wobec powyższego, w ocenie Sądu „jeżeli kasacja od wyroku Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów wniesiona została już po dniu 30 listopada 2003 r. a przed dniem 19 sierpnia 2004 r., to powinna być rozpoznana jako apelacja przez Sąd Apelacyjny w Warszawie.”

II. Na podstawie ustawy z dnia 30 sierpnia 2002 r. – Przepisy wprowadzające ustawę – Prawo o ustroju sądów administracyjnych i ustawę – Prawo o postępowaniu przed sądami administracyjnymi (Dz. U. z 2002 r.

Nr 153, poz. 1271) od 1 stycznia 2004 r. weszły w życie: ustawa z dnia 30 sierpnia 2002 r. – Prawo o postępowaniu przed sądami administracyjnymi (Dz. U. z 2002 r. Nr 153, poz. 1207 z późn. zm.) oraz ustawa z dnia 25 lipca 2002 r. – Prawo o ustroju sądów administracyjnych (Dz. U. Nr 153, poz. 1269). Zgodnie z art. 3 § 1 ustawy – Prawo o ustroju sądów administracyjnych, sprawy należące do właściwości sądów administracyjnych rozpoznają w pierwszej instancji wojewódzkie sądy administracyjne. Równocześnie utraciła moc ustawa z dnia 11 maja 1995 r. o Naczelnym Sądzie Administracyjnym (Dz. U. z 1995 r. Nr 74, poz. 368 z późn. zm.). Zmiany w zakresie organizacji sądów administracyjnych mają również wpływ na postępowanie administracyjne prowadzone przed Prezesem URE, ponieważ sądy administracyjne uprawnione są do rozpoznawania skarg na bezczynność tego organu. Skargi te rozpoznawane są obecnie przez Wojewódzki Sąd Administracyjny w Warszawie.

Istotne znaczenie ma dokonanie ustawą – Przepisy wprowadzające ustawę – Prawo o ustroju sądów administracyjnych i ustawą – Prawo o postępowaniu przed sądami administracyjnymi, zmian przepisów Kodeksu postępowania administracyjnego, w szczególności art. 65 § 1 i art. 66, zgodnie z którymi przekazanie podania do organu właściwego, zawiadomienie wnoszące podanie o możliwości skierowania podania do organu właściwego oraz zwrot podania następują w drodze postanowienia, na które służy zażalenie. Do rozpatrzenia tego zażalenia – w odniesieniu do postanowień wydanych przez Prezesa URE – właściwy jest Sąd Okręgowy w Warszawie – Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów (zgodnie z art. 479⁴⁶ pkt 2 Kpc).

III. Mimo rozszerzenia możliwości zaskarżenia rozstrzygnięć Prezesa URE w związku z wejściem w życie powołanych wyżej przepisów ogólna liczba środków odwoławczych wniesionych w roku 2004 nie wzrosła istotnie w stosunku do roku 2003.

1. W 2004 roku Prezes URE wydał łącznie 8 279 decyzji administracyjnych, z czego odwołania do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów wniesiono od 128 decyzji. Oznacza to, że zaskarżono niewiele ponad 1,5% wydanych decyzji. Dla porównania: w 2003 r. wydano 3 506 decyzji i wniesiono 76 odwołań (ponad 2%), zaś w 2002 r. wydano 3 688 decyzji i wniesiono 112 odwołań (ok. 3%).

Do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów zostało przekazanych 126 odwołań, a w 2 przypadkach Prezes URE zmienił decyzję w trybie samokontroli na podstawie art. 479⁴⁸ § 2 ustawy z dnia 17 listopada 1964 r. – Kodeks postępowania cywilnego (Dz. U. z 1964 r. Nr 43, poz. 296 z późn. zm.).

Do 31 grudnia 2004 r. Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów odrzucił aż 26 odwołań z powodu braków formalnych, w szczególności z powodu nieuiszczenia przez stronę wpisu sądowego. W 3 dalszych przypadkach Sąd umorzył postępowanie (ze względu na cofnięcie odwołania), a w 3 dalszych rozpatrzył sprawę

i oddalił odwołanie. Do rozpoznania w 2005 r. pozostały zatem 94 odwołania wniesione w 2004 r.

Ponadto, Sądowi przekazano 24 zażalenia na wydane w postępowaniu administracyjnym postanowienia Prezesa URE (dotyczące w szczególności zawieszenia postępowania oraz odmowy nadania decyzji rygoru natychmiastowej wykonalności), przy czym 11 z nich zostało przez Sąd odrzuconych, 10 dalszych – oddalonych, w 2 przypadkach Sąd uchylił postanowienia Prezesa URE, a w 1 przypadku umorzył postępowanie.

W roku 2004 Sąd zajął się także 36 odwołaniami od decyzji Prezesa URE, które zostały wniesione w roku 2003. Sąd odrzucił 3 odwołania z powodu braków formalnych, a w 4 przypadkach umorzył postępowanie. W 19 dalszych przypadkach Sąd oddalił odwołania od zaskarżonych decyzji. Tylko w 2 przypadkach Sąd uchylił decyzje Prezesa URE, a w 6 zmienił je, dokonując zmian w treści zaskarżonych decyzji lub umarzając postępowanie przed Prezesem URE. W 2 przypadkach Sąd zawiesił postępowanie na zgodny wniosek stron. Do rozpoznania w roku 2005 pozostały jeszcze 21 odwołania wniesione w 2003 r.

W roku 2004 Sąd ten odrzucił również 2 apelacje wniesione od jego wyroków.

Spośród wyroków Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów na uwagę zasługują m.in.:

1. Postanowienie z dnia 23 sierpnia 2004 r., sygn. akt Amz 33/04, w którym Sąd odniósł się do kwestii granic ingerencji Prezesa URE w stosunki umowne między dostawcami a odbiorcami. W przedmiotowej sprawie, w decyzji wydanej na podstawie art. 8 ust.1 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE ustalił między stronami treść umowy sprzedaży ciepła, nadając jednocześnie tej decyzji rygor natychmiastowej wykonalności. Niezależnie od odwołania złożonego od tej decyzji przez obie strony sporu, jedna ze stron złożyła do Prezesa URE wniosek o „skierowanie do właściwego organu egzekucyjnego” żądania doprowadzenia do wykonania umowy orzeczonej decyzją i zastosowania w tym celu wobec drugiej strony umowy środka egzekucyjnego w postaci grzywny w celu przymuszenia, wskazując jako podstawę wniosku przepisy ustawy o postępowaniu egzekucyjnym w administracji. Zdaniem Wnioskodawcy, w przypadku wydania decyzji orzekającej zawarcie umowy, wykonanie warunków tej umowy jest tożsame z wykonaniem decyzji administracyjnej. Postanowieniem wydanym na podstawie art. 66 § 3 Kpa, wniosek ten został zwrócony stronie.

Rozpatrując zażalenie od tego postanowienia, Sąd podzielił stanowisko Prezesa URE i oddalił zażalenie. W uzasadnieniu postanowienia stwierdził m.in., że *„Mimo zawarcia w trybie decyzji administracyjnej, umowa między stronami jest umową cywilnoprawną i dochodzenie wynikających z niej praw i obowiązków odbywa się na drodze sądowej, a nie w trybie ustawy (...) o postępowaniu egzekucyjnym w administracji. Wykonaniu podlega bowiem już nie decyzja administracyjna, ale umowa.”*

2. Wyrok z dnia 10 listopada 2004 r., sygn. akt XVII Ame 46/03, w którym Sąd odniósł się do kwestii zasadności wstrzymania dostaw energii elektrycznej ze względu na jej nielegalny pobór. W przedmiotowej sprawie przedsiębiorstwo energetyczne wstrzymało dostarczanie energii elektrycznej do odbiorcy po upływie ok. dwóch miesięcy od dnia kontroli, w wyniku której stwierdzono nielegalny pobór energii elektrycznej. Jako przyczynę wstrzymania dostaw przedsiębiorstwo wskazało okoliczność, że odbiorca nie uregulował należności z tytułu nielegalnego poboru energii elektrycznej. Prezes URE, w decyzji rozstrzygającej spór, uznał za niedopuszczalne wstrzymanie dostarczania energii elektrycznej w celu wyegzekwowania opłaty za nielegalny pobór, bowiem art. 6 ust. 3 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne (umożliwiający przedsiębiorstwu wstrzymanie dostaw ze względu na nielegalny pobór) nie stanowi podstawy do egzekucji tej opłaty. Pogląd ten zyskał akceptację Sądu, który w wyroku oddalającym odwołanie przedsiębiorstwa energetycznego stwierdził m.in. *„powód ponaglał zainteresowanego do zapłaty opłaty za nielegalny pobór, grożąc jej wstrzymaniem, co było bezpodstawne. Powód powinien wystąpić przeciwko zainteresowanemu na drogę sądową celem wyegzekwowania ww. opłaty, a nie wstrzymywać dopływ energii do jego budynku. Wprawdzie art. 6 ust. 3 pkt 2 nie przewiduje ram czasowych do wstrzymania dostaw energii, lecz logiczne jest, że jeżeli przedsiębiorstwo podejmuje w tym zakresie decyzję, to powinno ją realizować bądź w czasie kontroli, kiedy stwierdzono nielegalny pobór energii, lub bezpośrednio po niej, zaś zwlekanie w tym zakresie przemawia za brakiem uzasadnionych przesłanek do wstrzymania dostarczania energii (...) i możliwością zapobieżenia w inny sposób przez przedsiębiorstwo energetyczne skutkom nielegalnego poboru energii”*.

2. W roku 2004 od wyroków Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów w imieniu Prezesa URE nie były wnoszone kasacje do Sądu Najwyższego. Udzielono natomiast 12 odpowiedzi na kasacje wniesione przez inne strony postępowania.

W roku 2004 Sąd Najwyższy rozpatrzył 12 kasacji od wyroków wydanych w latach 2002 – 2004 r. W 3 przypadkach Sąd ten uchylił zaskarżone wyroki (uznając w jednym przypadku zasadność kasacji wniesionej przez Prezesa URE, zaś w 2 przypadkach – przez strony), w 7 przypadkach oddalił kasacje. Ponadto w 5 przypadkach przekazał kasacje do rozpoznania sądowi apelaacyjnemu, uznając je za apelacje. Natomiast w jednym przypadku Sąd odroczył rozprawę i przekazał powiększonemu składowi tego Sądu rozstrzygnięcie zagadnienia prawnego dotyczącego możliwości zmiany decyzji zatwierdzającej taryfę przed upływem okresu jej obowiązywania.

Spośród orzeczeń Sądu Najwyższego na uwagę zasługują w szczególności:

1. Wyrok z dnia 7 kwietnia 2004 r., sygn. akt III SK 30/04, wydany po rozpoznaniu kasacji Prezesa URE od wyroku Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów

z dnia 25 czerwca 2002 r., sygn. akt XVII Ame 45/02. Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów w zaskarżonym wyroku zmienił decyzję Prezesa URE nakładającą na przedsiębiorstwo energetyczne karę pieniężną przewidzianą w art. 56 ust. 1 pkt 5 ustawy – Prawo energetyczne, zmniejszając w istotny sposób wysokość tej kary. W ocenie Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, Prezes URE przy wymierzaniu przedsiębiorstwu kary pieniężnej za stosowanie taryfy dla ciepła bez przedstawienia jej Prezesowi URE do zatwierdzenia, niezasadnie uwzględnił również okres od złożenia wniosków o zatwierdzenie poszczególnych taryf do ich zatwierdzenia. Zdaniem Sądu, z treści art. 56 ust. 1 pkt 5 ustawy – Prawo energetyczne wynika, że „końcem okresu, za jaki przedsiębiorcy wymierzana jest kara pieniężna jest moment przedstawienia taryfy do zatwierdzenia”. Sąd przyznał rację pogładowi wyrażonemu przez przedsiębiorstwo, zgodnie z którym dla uznania za prawidłowe stanowiska wyrażonego w zaskarżonej decyzji „treść art. 56 ust. 1 pkt 5 Prawa energetycznego powinna nawiązywać wprost do momentu zatwierdzenia taryfy jako zdarzenia kończącego okres za jaki wymierzona jest kara, tak jak to czyni art. 56 ust. 1 pkt 6 tego prawa przewidujący karę pieniężną za stosowanie cen i taryf wyższych od zatwierdzonych”.

Od wyroku tego wniósł kasację Prezes URE, zarzucając Sądowi Ochrony Konkurencji i Konsumentów błędną wykładnię art. 56 ust. 1 pkt 5 ustawy – Prawo energetyczne. Zdaniem Prezesa URE, oceniając wykonanie przez przedsiębiorstwo energetyczne obowiązku, o którym mowa w tym przepisie, należy mieć na względzie treść art. 47 ustawy – Prawo energetyczne, zgodnie z którym ceny stosowane przez przedsiębiorstwa energetyczne w obrocie ustalane są na podstawie opracowanych przez te przedsiębiorstwa i zatwierdzonych przez Prezesa URE taryf. Taryfy te (i każdorazowe ich zmiany) obowiązują dopiero po zatwierdzeniu ich przez Prezesa URE i opublikowaniu we właściwym miejscu wojewódzkim dzienniku urzędowym (w odniesieniu do ciepła) albo Biuletynie Branżowym Urzędu Regulacji Energetyki (w odniesieniu do energii elektrycznej i paliw gazowych), przy czym od dnia tej publikacji musi upłynąć co najmniej 14 dni. Nie jest zatem możliwe stosowanie przez przedsiębiorstwo cen innych niż wynikające z zatwierdzonej taryfy, a więc zarówno cen i taryf nie przedstawionych do zatwierdzenia (za co przewidziana jest kara pieniężna w art. 56 ust. 1 pkt 5 ustawy – Prawo energetyczne), jak też cen i taryf wyższych niż zatwierdzone (za co przewidziana jest kara pieniężna w art. 56 ust. 1 pkt 6 tej ustawy).

W wydanym po rozpoznaniu kasacji wyroku Sąd Najwyższy podzielił pogląd prezentowany przez Prezesa URE. W ocenie Sądu „Warunkiem obowiązywania taryfy jest nie tylko jej przedłożenie, ale również uzyskanie zatwierdzenia przez Prezesa URE, publikacja i upływ określonego terminu od publikacji. Uchybienie tym warunkom oznacza nieprzebranie obowiązku, o którym mowa w art. 56 ust. 1 pkt 5 ustawy – Prawo ener-

tyczne. Taki tryb wprowadzania taryfy do stosowania został ustanowiony głównie w celu ochrony interesów odbiorców przed nieuzasadnionymi cenami (opłatami), które mogłyby narzucać przedsiębiorstwa energetyczne nie hamowane regulami rynku konkurencyjnego. W związku z tym wykluczona jest sytuacja, ażeby zgodnie z prawem zaczęła obowiązywać taryfa dla energii elektrycznej i ciepła, bez jej zatwierdzenia.”.

2. Wyrok z dnia 9 marca 2004 r., sygn. akt III SK 17/04, w którym Sąd Najwyższy oddalił kasację od wyroku Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów z dnia 18 grudnia 2002 r., sygn. akt XVII Ame 6/02 oddalającego odwołanie od decyzji Prezesa URE nakładającej na przedsiębiorstwo energetyczne karę pieniężną za stosowanie cen i stawek opłat bez przedstawienia ich Prezesowi URE do zatwierdzenia (art. 56 ust. 1 pkt 5 ustawy – Prawo energetyczne), przy czym przedsiębiorstwo w dniu wydania tej decyzji posiadało już ważną taryfę. Okoliczność ta, w ocenie przedsiębiorstwa, uniemożliwia ukaranie go na podstawie powołanego wyżej przepisu. Zgodnie bowiem z poglądem prezentowanym przez przedsiębiorstwo w kasacji, kary pieniężne określone w art. 56 mają charakter „grzywny w celu przymuszenia” i mogą być nakładane jedynie w celu wymuszenia konkretnych, określonych prawem, zachowań przedsiębiorstw energetycznych. Natomiast w przypadku gdy przedsiębiorstwo energetyczne wypełnia (wypełniło) swoje obowiązki, Prezes URE nie miał podstaw do nałożenia kary pieniężnej, nawet jeżeli obowiązki te nie zostały wypełnione w terminie. Sąd Najwyższy, rozpoznając kasację, nie zgodził się z powyższym stanowiskiem, stwierdzając, że nie ma ono ani prawnego, ani racjonalnego uzasadnienia. W ocenie Sądu „Legalności wymierzania kary pieniężnej na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 5 Prawa energetycznego, której podlega przedsiębiorstwo energetyczne stosujące niezatwierdzone taryfy energetyczne, nie uchyła dostosowanie się w kolejnych okresach, których nie dotyczy zastosowana kara, przez ukarane przedsiębiorstwo do ustawowego obowiązku stosowania taryf zatwierdzonych przez Prezesa URE w trybie art. 47 tej ustawy”. Nadto, w ocenie Sądu „Kara pieniężna wymierzana przez Prezesa URE na podstawie art. 56 Prawa energetycznego spełnia cele represyjne za niezastosowanie się do bezwzględnie obowiązujących wymagań tego Prawa, a ponadto prewencyjnie zmierza (podobnie jak każda sankcja represyjna) do wymuszenia na ukaranych przedsiębiorstwach energetycznych przestrzegania tych imperatywnych reguł w przyszłości”.

3. W roku 2004 Wojewódzki Sąd Administracyjny rozpoznał 3 skargi na bezczynność Prezesa URE. W 1 przypadku skargę oddalił, w 2 odrzucił. Ponadto Sąd ten odrzucił 6 skarg na decyzje i postanowienia Prezesa URE zaskarżone przez strony w trybie przepisów ustawy – Prawo o postępowaniu przed sądami administracyjnymi. W ocenie tego Sądu (jak też Prezesa URE), środki zaskarżenia od decyzji i postanowień wydanych przez ten organ nie podlegają w ogóle kontroli sądów administracyjnych. Zgodnie bowiem z art. 30 ust. 2 i 4

ustawy – Prawo energetyczne, do rozpoznania tych środków właściwy jest Sąd Okręgowy w Warszawie – Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Przepis ten stanowi zatem *lex specialis* w stosunku do uregulowań zawartych w Kpa dotyczących trybu odwoławczego od decyzji administracyjnych. Od 2 postanowień odrzucających skargi zostały wniesione przez stronę skargi kasacyjne do Naczelnego Sądu Administracyjnego, które oczekują na rozpoznanie w roku 2005.

3. Kontrola działalności Prezesa URE przez Najwyższą Izbę Kontroli

Podobnie jak i inne organy administracji rządowej, Prezes URE podlegał kontroli Najwyższej Izby Kontroli.

W 2004 r. rozpoczęto 3 kontrole, 2 z nich nie zostały ukończone w 2004 r. Dotyczyły one:

1. Wykonania budżetu państwa w 2003 r. przez Urząd Regulacji Energetyki – cz. 50. Kontrolę przeprowadzono w dniach 14 stycznia – 19 marca 2003 r. Działając na podstawie art. 55 ust. 1 i 2 ustawy z dnia 23 grudnia 1994 r. o Najwyższej Izbie Kontroli (Dz. U. z 2001 r. Nr 85, poz. 937 ze zm.), Prezes URE przedstawił zastrzeżenia co do ustaleń zawartych w protokole kontroli i zarzucił mu, że:

1) Jest on niezgodny z brzmieniem art. 53 ust. 2 ustawy o NIK, bowiem „*Protokół kontroli zawiera opis stanu faktycznego stwierdzonego w toku kontroli działalności jednostki kontrolowanej, w tym ustalonych nieprawidłowości, z uwzględnieniem przyczyn powstania, zakresu i skutków tych nieprawidłowości oraz osób za nie odpowiedzialnych*”. Analiza treści tego przepisu wskazuje na jego obligatoryjny charakter. Ustawodawca, poprzez zapis „*zawiera*”, a nie np. „*może zawierać*”, ustalił bez żadnej wątpliwości treść tego dokumentu. Tymczasem protokół kontroli zawiera jedynie opis stanu faktycznego, pomija inne ustalenia.

2) Jest on niezgodny z brzmieniem § 33 ust. 2 pkt 5) Zarządzenia Prezesa Najwyższej Izby Kontroli z dnia 1 marca 1995 r. w sprawie postępowania kontrolnego, bowiem protokół kontroli powinien zawierać „*opis stwierdzonego w wyniku kontroli stanu faktycznego ze wskazaniem na podstawy dokonanych ustaleń zawarte w aktach kontroli, w tym stwierdzonych nieprawidłowości, przyczynach ich powstania, zakresie i skutków oraz osób za nie odpowiedzialnych*”.

Należy zauważyć istotną rozbieżność, dotyczącą ustalenia treści protokołu kontroli, pomiędzy zapisami ustawy o NIK – gdzie przepis ten ma charakter obligatoryjny, a Zarządzeniem Prezesa NIK – gdzie uregulowania te mają charakter fakultatywny. Tym niemniej, czyniąc tę uwagę, nie można pominąć zapisów Konstytucji RP, zgodnie z którymi: art. 7 „*Organy władzy publicznej działają na podstawie i w granicach prawa*”, art. 87 ust. 1 „*Źródłami powszechnie obowiązującego prawa Rzeczypospolitej Polskiej są: Konstytucja, ustawy, ratyfikowane umowy międzynarodowe oraz rozporządzenia*” oraz art. 207 „*Organizację i tryb działania Najwyższej Izby Kontroli określa ustawa*”.

Cytowany wyżej przepis Zarządzenia Prezesa NIK, choć wydany na podstawie art. 65 ustawy o NIK, można jedynie uznać za sprzeczny z zapisem samej ustawy, regulującej to zagadnienie.

W swoim Stanowisku z kwietnia 2004 r. NIK częściowo uwzględniła zastrzeżenia Prezesa URE.

Prezes URE, działając na podstawie art. 56 ust. 1 ustawy o NIK, ponownie przedstawił zastrzeżenia co do ustaleń zawartych w protokole kontroli, bowiem protokół ten nadal nie był zgodny z art. 53 ust. 2 ustawy o NIK.

Uchwałą z kwietnia 2004 r. w sprawie zastrzeżeń do protokołu kontroli, Komisja Odwoławcza w Departamencie Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji NIK oddaliła w całości zastrzeżenia Prezesa URE.

Prezes URE, działając na podstawie art. 57 ust. 1 i 2 ustawy o NIK, odmówił podpisania protokołu kontroli.

W wystąpieniu pokontrolnym zostały zawarte wnioski NIK, do których Prezes URE zgłosił zastrzeżenia. Uchwałą Nr 23/2004 z dnia 26 maja 2004 r. w sprawie zastrzeżeń do wystąpienia pokontrolnego, Kolegium NIK oddaliło w całości wniesione zastrzeżenia. Prezes URE, działając na podstawie art. 62 ust. 1 i 2 ustawy o NIK, przedstawił informację o sposobie wykorzystania uwag i wykonania wniosków NIK oraz o podjętych działaniach, a także o przyczynach nie podjęcia tych działań.

W czerwcu 2004 r. została przekazana Prezesowi URE „*Informacja o wynikach kontroli wykonania budżetu państwa w 2003 r., część 50 - Urząd Regulacji Energetyki*”, do której Prezes URE przedstawił swoje stanowisko. Wiceprezes NIK przedstawił „*Opinię Prezesa NIK w sprawie stanowiska Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki do Informacji o wynikach kontroli wykonania budżetu państwa w 2003 r., część 50 - Urząd Regulacji Energetyki*”. W przekazanej następnie „*Analizie wykonania budżetu państwa i założeń polityki pieniężnej w 2003 r.*”, Prezes URE otrzymał ocenę „*pozytywną z uchybieniami*”.

II. Działalności zakładów energetycznych w zakresie ograniczania nieuzasadnionych strat energii wprowadzanej do sieci elektroenergetycznych i wpływ tych strat na wysokość ustalonych taryf. Kontrolę przeprowadzono w dniach 13 października – 31 grudnia 2004 r. Z końcem 2004 r. Prezes URE nie otrzymał protokołu kontroli.

Temat tej kontroli od początku budził zastrzeżenia Prezesa URE. Powody były następujące:

Po pierwsze, według art. 28 ustawy o NIK „*Postępowanie kontrolne ma na celu ustalenie stanu faktycznego w zakresie działalności jednostek poddanych kontroli, rzetelne jego udokumentowanie i dokonanie oceny kontrolowanej działalności według kryteriów określonych w art. 5*”.

Z tematu tej kontroli wynika zatem, że jej podmiotem nie był Prezes URE, lecz zakłady energetyczne, a przedmiotem – działalność w zakresie ograniczania nieuzasadnionych strat energii wprowadzonej do sieci elektro-

energetycznych i wpływ tych strat na wysokość ustalonych taryf.

Należy przy tym wyjaśnić, że zgodnie z art. 47 zdanie 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2003 r. Nr 153, poz. 1504 ze zmianami) „Przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje ustalają taryfy dla paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła, które podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa”.

Należy zatem uznać, że temat tej kontroli w żadnym aspekcie nie dotyczył „działalności jednostki kontrolowanej”, o której mowa w art. 28 ustawy o NIK. Prezes URE, na podstawie art. 47 zdanie 1 ustawy – Prawo energetyczne, posiada uprawnienie do zatwierdzania taryf. Taryfy ustalają bowiem same przedsiębiorstwa energetyczne.

W związku z powyższym, NIK mógł zwrócić się do Prezesa URE, w trybie art. 29 pkt 2) lit. f) ustawy o NIK, zgodnie z którym „Dla realizacji celu, o którym mowa w art. 28: (...) 2) upoważnieni przedstawiciele Najwyższej Izby Kontroli mają prawo do: (...) f) zasięgnięcia w związku z przeprowadzoną kontrolą informacji w jednostkach niekontrolowanych oraz żądania wyjaśnień od pracowników tych jednostek (...)”, nie zaś przeprowadzać kontrolę w siedzibie Prezesa URE.

Po drugie, wyjaśnienia wymagało samo sformułowanie tematu i zakresu przeprowadzanej kontroli. Przedstawiona Prezesowi URE przez kontrolera NIK tematyka kontroli obejmowała m.in. takie zagadnienia:

1. „Regulowanie kwestii związanych z zakupem energii elektrycznej wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii, wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła oraz energii objętej kontraktami długoterminowymi zawartymi pomiędzy Polskimi Sieciami Energetycznymi SA (PSE SA) i przedsiębiorstwami wytwórczymi”.

2. „Prowadzenie postępowań w sprawach nieuzasadnionego wstrzymania dostaw energii elektrycznej (art. 8 ustawy – Prawo energetyczne)”.

3. „Stosowanie uprawnień do wymierzania kar pieniężnych w przypadkach określonych w art. 56 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne”.

4. Badanie postępowania taryfowego pod kątem „zgodności działań z przepisami Kodeksu postępowania administracyjnego”.

Określona w ten sposób tematyka, w ocenie Prezesa URE, wykraczała daleko poza zakres przedmiotowy i podmiotowy kontroli. Należy w pierwszej kolejności zauważyć, że „straty w sieciach” dotyczą przedsiębiorstw zajmujących się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej, nie zaś przedsiębiorstw wytwórczych. Temat zawarty w upoważnieniu do przeprowadzenia kontroli nie wskazywał także na objęcie kontrolą zagadnień związanych z zakupami energii elektrycznej wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii, ani energii wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, ani energii objętej kontraktami długoterminowymi zawartymi z PSE SA i przedsiębiorstwami wytwórczymi.

Opracowanie zestawień liczbowych dotyczących realizacji zadań Prezesa URE określonych w art. 8 oraz

art. 56 ust. 2 w związku z ust. 1 (przy czym art. 56 ust. 1 zawiera 16 różnych rodzajów zachowań niezgodnych z prawem), nie mieści się w sposób oczywisty w temacie kontroli.

Kontrolowanie postępowań w sprawach zatwierdzania taryf pod względem ich zgodności z przepisami Kodeksu prawa administracyjnego nie ma także nic wspólnego z ograniczaniem nieuzasadnionych strat energii wprowadzanej do sieci elektroenergetycznych i wpływu tegoż na wysokość ustalanych taryf.

W upoważnieniu nie określono także, jaki okres zostanie objęty kontrolą.

Prezes URE poinformował zatem kontrolera NIK o konieczności bądź to zmiany tematu kontroli, bądź jej zakresu. W wyniku tej rozmowy przedstawiono mu nowe Upoważnienie, wraz z załącznikiem, w którym zawarto kwestionowaną przez Prezesa URE tematykę kontroli. Tym samym, tematyka ta nadal nie odpowiadała przedmiotowi kontroli sformułowanemu w upoważnieniu do jej przeprowadzenia.

Prezes URE zwrócił się zatem w tej sprawie do Prezesa NIK. Od stanowiska Prezesa NIK uzależnił także zakres przekazywanych kontrolerowi NIK dokumentów i wyjaśnień. W grudniu 2004 r. Prezes URE otrzymał odpowiedź od Wiceprezesa NIK, a wraz z nią zostało przekazane „Stanowisko Delegatury Najwyższej Izby Kontroli we Wrocławiu, koordynującej w skali kraju kontrolę P/04/178 »Działalność zakładów energetycznych w zakresie ograniczania nieuzasadnionych strat energii wprowadzonej do sieci elektroenergetycznych i wpływ tych strat na wysokość ustalanych taryf«, w sprawie kwestionowanego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki zakresu tej kontroli”, w którym nie podzielono argumentów Prezesa URE.

III. Wydania koncesji i zatwierdzenia taryf przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki firmie SKT Sp. z o.o. Kontrolę rozpoczęto 18 listopada 2004 r., a termin jej zakończenia przedłużono do 28 stycznia 2005 r.

W 2004 r. Prezes URE otrzymał Uchwałę Kolegium NIK w sprawie kontroli przeprowadzonej jeszcze w 2002 r.

Dopiero 3 grudnia 2003 r. Prezes URE otrzymał wystąpienie pokontrolne dotyczące wykonywania przez Prezesa URE w latach 1999 – 2002 obowiązków regulacyjnych w odniesieniu do sektora gazowego, do którego wniósł zastrzeżenia.

Za sformulowaniem wniosku o odrzucenie w całości wniosków zawartych w wystąpieniu pokontrolnym przemawiał fakt, że wystąpienie to Prezes URE otrzymał dopiero po roku od daty zakończenia kontroli, w związku z czym stało się ono nieaktualne. W przypadku nie przyjęcia przez NIK powyższego zastrzeżenia, Prezes URE zgłosił szczegółowe zastrzeżenia (kontrola ta została omówiona w sprawozdaniach z działalności Prezesa URE w 2002 i 2003 roku).

Uchwałą Nr 1/2004 z dnia 21 stycznia 2004 r. w sprawie zastrzeżeń do wystąpienia pokontrolnego, Kolegium NIK postanowiło nie rozpatrywać, z uwagi na niespeł-

nienie wymogów ustawowych, zastrzeżeń zgłoszonych zarówno do całości wystąpienia pokontrolnego, jako nieaktualnego z powodu upływu jednego roku od daty zakończenia kontroli do daty otrzymania wystąpienia, jak i do przekroczenia zakresu przedmiotowego kontroli, jak również do wniosku o wykreślenie z protokołu kontroli ustaleń dotyczących 1998 r., jako nie objętego kontrolą, oraz oddalić zastrzeżenia w pozostałym zakresie.

Kolegium NIK stwierdziło, że powyżej wskazane zastrzeżenia nie spełniają wymogów ustawowych, o których mowa w art. 61 ust. 1 i 2 ustawy o NIK, gdyż nie odnoszą się do ocen, uwag czy też wniosków pokontrolnych zawartych w wystąpieniu pokontrolnym; tym samym brak jest podstaw, aby Kolegium NIK merytorycznie je rozpatrzyło.

Jest oczywiste, iż zastrzeżenia Prezesa URE nie odnoszą się do ocen lub uwag, bo tych zarówno w protokole kontroli, jak i w zaleceniach zamieszczonych w wystąpieniu pokontrolnym po prostu nie było!

Prezes URE, działając na podstawie art. 62 ust. 1 i 2 ustawy o NIK, przedstawił informację o sposobie wykorzystania uwag i wykonania wniosków oraz o podjętych działaniach, a także o przyczynach nie podjęcia tych działań. Stanowisko Prezesa URE odnośnie sformułowanych przez NIK wniosków i zaleceń zostało obszernie omówione w „Sprawozdaniu z działalności Prezesa URE w 2003 r.” (str. 127–135).

W lipcu 2004 r. Prezes URE otrzymał „Informację o wynikach kontroli zaopatrzenia w gaz ziemny”.

W 2004 r. Prezes URE otrzymał także Uchwałę Kolegium NIK w sprawie kontroli przeprowadzonej w 2003 r., która dotyczyła funkcjonowania kontroli wewnętrznej w ministerstwach i innych jednostkach administracji centralnej. Należy zauważyć, że w wystąpieniu pokontrolnym z 26 listopada 2003 r. NIK nie wniósł uwag do organizacji systemu kontroli wewnętrznej kierowanego przez Prezesa URE Urzędu. Tym niemniej Prezes URE, działając na podstawie art. 61 ust. 1 i 2 ustawy o NIK, wniósł zastrzeżenia do tego wystąpienia.

Uchwałą Nr 4/2004 z dnia 21 stycznia 2004 r. w sprawie zastrzeżeń do wystąpienia pokontrolnego (przekazaną Prezesowi URE dopiero pismem z 12 lutego 2004 r.), Kolegium NIK częściowo uwzględniło wniesione przez Prezesa URE zastrzeżenia.

Prezes URE, działając na podstawie art. 62 ust. 1 i 2 ustawy o NIK, przedstawił informację o sposobie wykorzystania uwag i wykonania wniosków oraz o podjętych działaniach, a także o przyczynach nie podjęcia tych działań.

W maju 2004 r. została przekazana Prezesowi URE „Informacja o wynikach kontroli funkcjonowania kontroli wewnętrznej w ministerstwach i innych jednostkach administracji centralnej”, do której Prezes URE przedstawił swoje stanowisko.

W 2004 r. Prezes URE, działając na podstawie art. 55 ust. 1 i 2 ustawy o NIK, przedstawił zastrzeżenia co do ustaleń zawartych w protokole kontroli z 4 grudnia

2003 r. z kontroli dotyczącej wywiązywania się z obowiązków podatkowych producentów i dystrybutorów paliw płynnych. Prezes URE zarzucił mu, że w liczącym 51 stron protokole kontroli jedynie na 10 stronach zawarto ustalenie faktów mających związek z tematem prowadzonej kontroli. Prezes URE wniósł zatem o wykreślenie z treści protokołu kontroli pozostałych zawartych ustaleń, jako nie mających związku z tematem przeprowadzonej kontroli. W grudniu 2004 r. kontroler NIK dokonał zmiany w Protokole kontroli, precyzując, że „skontrolowano działalność koncesyjną i udział Prezesa URE w kształtowaniu aktów prawnych dotyczących paliw ciekłych w okresie od 1.01.2000 r. do 30.06.2003 r.” W ocenie Prezesa URE zmieniło to wprawdzie istotnie obszar jego działalności, podlegającej zakończonej już przecież kontroli, nie zmieniło jednak treści zamieszczonych w za skarżonym protokole kontroli.

W związku z powyższym Prezes URE, działając na podstawie art. 56 ust. 1 ustawy o NIK, ponownie przedstawił zastrzeżenia co do ustaleń zawartych w protokole kontroli.

Uchwałą z dnia 15 stycznia 2004 r. w sprawie zastrzeżeń do protokołu kontroli, Komisja Odwoławcza w Departamencie Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji NIK oddaliła w całości zastrzeżenia Prezesa URE.

Prezes URE, działając na podstawie art. 57 ust. 1 i 2 ustawy o NIK, odmówił podpisania protokołu kontroli.

W wystąpieniu pokontrolnym z 7 maja 2004 r. zostały zawarte wnioski NIK.

Prezes URE, działając na podstawie art. 62 ust. 1 i 2 ustawy o NIK, przedstawił informację o sposobie wykorzystania uwag i wykonania wniosków NIK oraz o podjętych działaniach, a także o przyczynach nie podjęcia tych działań.

NIK wniósł do Prezesa URE o „*podjęcie działań organizacyjnych i finansowych mających na celu intensyfikację podejmowanej przez Prezesa URE działalności kontrolnej, dotyczącej podmiotów prowadzących działalność w zakresie paliw płynnych. Okresowe sprawdzanie przestrzegania przez koncesjonariuszy warunków określonych w udzielonych koncesjach*”.

NIK już poprzednio, na skutek innych kontroli przeprowadzonych w URE, stawił wnioski o konieczność dokonywania przez Prezesa URE kontroli bezpośrednio w siedzibach przedsiębiorstw energetycznych.

Ponowne zalecenie NIK, zmierzające w kierunku „*konieczności przeprowadzania systemowych kontroli o charakterze inspekcyjnym, i to nie w postaci jednorazowych, nawet szeroko zakrojonych akcji*”, należy rozważyć w odniesieniu zarówno do poprzednio sformułowanych przez NIK wniosków, jak i kompetencji Prezesa URE wskazanych w ustawie – Prawo energetyczne.

W tym kontekście, ewentualne „*podjęcie działań organizacyjnych i finansowych mających na celu intensyfikację podejmowanej przez Prezesa URE działalności kontrolnej*”, o co wnosi NIK, powinno objąć

także inne obszary aktywności Prezesa URE – nie tylko paliwa płynne.

Prezes URE wielokrotnie już przedstawiał swoje stanowisko w kwestii roli Regulatora w sprawowaniu kontroli i środków, jakimi on dysponuje (np. Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2003 r.). Stanowisko to jest już znane NIK „z urzędu”.

W tym miejscu należy zwrócić uwagę na nowy, nie poruszany dotychczas aspekt tego zagadnienia.

Przychylenie się do wniosku NIK spowodowało by podjęcie przez Prezesa URE działań sprzecznych z rolą Regulatora wyznaczoną w prawie Unii Europejskiej, które to po 1 maja 2004 r. Prezes URE jest zobowiązany respektować.

Rolę organów regulacyjnych określa np. Dyrektywa 2003/54/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca Dyrektywę 96/92/WE (Dz.Urz.WE L 176/37 z 15 lipca 2003 r.).

W pkt 3) Preambuly tej dyrektywy stwierdzono, że „Rada Europejska na szczycie w Lizbonie w dniach 23 i 24 marca 2000 r. wezwała do podjęcia pilnych działań zmierzających do stworzenia rynku wewnętrznego zarówno w sektorze energii elektrycznej, jak i w sektorze gazu, a także do przyspieszenia liberalizacji w tych sektorach w celu osiągnięcia w pełni działającego rynku wewnętrznego.”. W pkt 5) Preambuly uznano, że „Podstawowe przeszkody w osiągnięciu w pełni działającego i konkurencyjnego rynku wewnętrznego są związane między innymi z kwestiami dostępu do sieci, problemami taryfikacji i różnymi stopniami otwarcia rynku w poszczególnych Państwach Członkowskich”.

Na taką właśnie rolę Regulatora, podejmującego przede wszystkim działania zmierzające do stworzenia rynku energii w Polsce oraz jego liberalizacji, wskazuje art. 23 tej dyrektywy, w którym zostały określone funkcje organów regulacyjnych odpowiedzialnych co najmniej za zapewnienie niedyskryminacyjnej, skutecznej konkurencji i wydajne funkcjonowanie rynku.

Przytoczona dyrektywa w żadnym przepisie nie nakłada na organy regulacyjne obowiązków związanych z wypełnianiem funkcji nadzoru czy kontroli. Wskazuje natomiast na konieczność monitorowania przez ten organ, w szczególności np. „poziom przejrzystości i konkurencji” czy „warunki i taryfy za przyłączenie nowych producentów energii elektrycznej dla zagwarantowania, że są one obiektywne, przejrzyste i niedyskryminacyjne” (art. 23 ust. 1 lit. f i h).

Podobną rolę wyznacza Regulatorowi Dyrektywa 2003/55/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r. dotycząca wspólnych zasad w odniesieniu do rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca Dyrektywę 98/30/WE (Dz.Urz.WE L 176/37 z 15 lipca 2003 r.).

W sytuacji akcesji Polski do Unii Europejskiej, podjęcie przez Prezesa URE działań proponowanych przez NIK mogłoby zostać odczytane jako sprzeczne z dążeniami Unii Europejskiej do utworzenia jednolitego rynku

energii oraz wskazaną rolą organów regulacyjnych, mających przyczynić się do realizacji tych zamierzeń.

NIK zwróciła się także do Prezesa URE o „*Podjęcie stosownych działań w przypadku nie dołączenia do wniosku o udzielenie koncesji, na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie paliw ciekłych, wszystkich dokumentów wymaganych obowiązującym rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 13 czerwca 2001 r. w sprawie określenia dokumentów wymaganych przy składaniu wniosku o udzielenie koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, magazynowania, przesyłania i dystrybucji oraz obrotu paliwami i energią.*”.

W przypadku tego wniosku Prezes URE nie mógł nie odnieść się do stanowiska NIK, krytycznie oceniającego pod względem legalności „*przypadki wydania koncesji, pomimo braku w URE niektórych dokumentów wymaganych do udzielenia koncesji*”, w którym jednocześnie także stwierdzono, że „*pewne informacje rzeczywiście były już zawarte w innych dokumentach*”.

Prezentowane przez NIK stanowisko i wyrażona na tej podstawie krytyczna ocena działalności Prezesa URE są zarówno sprzeczne wewnętrznie, jak i niezgodne z art. 77 § 4 Kodeksu postępowania administracyjnego. Zgodnie z tym przepisem „*Fakty powszechnie znane oraz fakty znane organowi z urzędu nie wymagają dowodu. Fakty znane organowi z urzędu należy zakomunikować stronie.*”.

Zgodnie z Komentarzem do Kodeksu prawa administracyjnego „*Fakty znane z urzędu są to fakty znane organowi prowadzącemu postępowanie z racji wykonywanych funkcji lub zajmowanego stanowiska.*”¹⁾. Dyrektor Departamentu Przedsiębiorstw Energetycznych zwracał NIK uwagę, że właśnie w kontrolowanych aktach spraw wystąpiły tego rodzaju przypadki – fakty znane z prowadzonego postępowania, co jednak „*nie stanowi w opinii NIK uzasadnienia dla opisanych przypadków naruszenia przepisów*”. Należy dodać, że w tych przypadkach nie zachodziła konieczność zakomunikowania tych faktów stronie, bowiem ona sama dostarczyła przedmiotowe dokumenty do prowadzonego postępowania.

Prezes URE zobowiązał Dyrektora Departamentu Przedsiębiorstw Energetycznych do zapoznania wszystkich pracowników Departamentu z treścią tego wystąpienia pokontrolnego. Pouczył go także o konieczności egzekwowania od pracowników przepisów wyżej wskazanego rozporządzenia Ministra Gospodarki.

NIK wniósł do Prezesa URE również o „*Analizę listy dokumentów, których załączenie do wniosków o przyznanie koncesji jest wymagane na mocy rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 13 czerwca 2001 r. w sprawie określenia dokumentów wymaganych przy składaniu wniosku o udzielenie koncesji na wykonywanie dzia-*

1) Kodeks postępowania administracyjnego. Komentarz. II wydanie. B. Adamiak, J. Borkowski. C. H. Beck, Warszawa 1998, str. 420.

łałości gospodarczej w zakresie wytwarzania, magazynowania, przesyłania i dystrybucji oraz obrotu paliwami i energią. W przypadku potrzeby zmian tej listy, wystąpienie do Ministra Gospodarki i Pracy z propozycją stosownej nowelizacji rozporządzenia.”.

Dotychczasowe doświadczenia w prowadzeniu postępowań koncesyjnych nie wskazują na konieczność dokonania ani analizy, ani tym bardziej zmiany przytoczonego rozporządzenia Ministra Gospodarki.

Postawiony przez NIK wniosek ingeruje także w określone przepisami prawa relacje, zachodzące na tej płaszczyźnie pomiędzy Prezesem URE a Ministrem Gospodarki i Pracy. Zgodnie bowiem z § 6 ust. 3 Uchwały Rady Ministrów z dnia 19 marca 2002 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów (Mon. Pol. z 2002 r. Nr 13, poz. 221 ze zm.) inicjatywę w zakresie tworzenia aktów prawnych posiadał właśnie Minister Gospodarki i Pracy, a nie Prezes URE – „Centralne organy administracji rządowej (kierownicy urzędów centralnych) nadzorowane przez ministra opracowują i uzgadniają projekty dokumentów rządowych za pośrednictwem tego ministra (...). Minister nadzorujący centralny organ administracji rządowej może upoważnić ten organ do opracowania bądź opracowania i uzgodnienia określonego dokumentu rządowego.”.

Jako kierownik urzędu centralnego, Prezes URE podlega nadzorowi ministra właściwego w sprawach gospodarki. Jest on zatem zobowiązany do przestrzegania zasad współpracy przy tworzeniu dokumentów prawnych, określonych w przytoczonej uchwale.

Zgodnie z art. 5 ust. 1 ustawy o NIK kontrolę przeprowadza się „pod względem legalności, gospodarności, celowości i rzetelności”. A zatem powyższy wniosek, w ocenie Prezesa URE, nie ma żadnego związku z kryteriami oceny dokonywanymi przez NIK na skutek przeprowadzonego postępowania kontrolnego.

Należy także wspomnieć, że wystąpienie pokontrolne było datowane na 7 maja 2004 r. Tymczasem już w sierpniu 2004 r. została opublikowana ustawa z dnia 2 lipca 2004 r. o swobodzie działalności gospodarczej (Dz. U. z 2004 r. Nr 173, poz. 1807), która wprowadziła istotne zmiany w omawianej sprawie. Podstawę prawną do wydania przez Ministra Gospodarki przytoczonego rozporządzenia stanowił art. 17 ust. 3 ustawy z dnia 19 listopada 1999 r. – Prawo działalności gospodarczej, która na mocy art. 66 ustawy o swobodzie działalności gospodarczej utraciła moc.

Sformułowany pod adresem Prezesa URE wniosek NIK był zatem spóźniony i okazał się niepotrzebny. W świetle nowych przepisów ustawy o swobodzie działalności gospodarczej, Prezes URE nie miał żadnych podstaw, aby wystąpić do Ministra Gospodarki i Pracy z propozycją nowelizacji rozporządzenia, które zostało uchylone.

Należy zauważyć, że przeprowadzone czy też zakończone przez NIK w roku 2004 kontrole w większości nie dotyczyły procesów regulacyjnych i zadań Prezesa URE związanych z regulacją sektora energetycznego.

Praktyk NIK wobec Prezesa URE, jakie dało się zaobserwować w 2004 r., nie można było pozostawić bez stosownej reakcji. Praktyki polegały bowiem na zmianie tematu kontroli już po jej zakończeniu oraz przedstawianiu Prezesowi URE protokołów kontroli, w których bądź to zawarto gros informacji nie dotyczących tematu kontroli, bądź to niezgodnego z cytowanym już przepisem art. 53 ust. 2 ustawy o NIK.

Trzeba zaznaczyć, że w interpretacji art. 53 ust. 2 Prezes URE nie jest odosobniony. W „Komentarzu do ustawy o Najwyższej Izbie Kontroli”²⁾ stwierdzono, że „należy stanowczo opowiedzieć się za poglądem, że w protokole kontroli powinny być opisane zarówno nieprawidłowości, jak i przejawy prawidłowego działania jednostki kontrolowanej. Tylko wówczas stanowić on będzie podstawę do dokonania obiektywnej oceny na etapie formułowania wystąpienia pokontrolnego” (str. 143) oraz „z art. 53 ust. 2 ustawy wynika, że w zakresie stwierdzonych nieprawidłowości opis zawarty w protokole ma uwzględniać przyczyny powstania, zakres i skutek tych nieprawidłowości. Z protokołu kontroli ma wynikać także, kto ponosi odpowiedzialność za stwierdzone nieprawidłowości” (str. 141).

Przywołany art. 53 ust. 2 ustawy o NIK ma kluczowe znaczenie dla ustalenia treści wystąpienia pokontrolnego. Zgodnie bowiem z art. 60 ust. 2 ustawy o NIK „Wystąpienie pokontrolne zawiera oceny kontrolowanej działalności, wynikające z ustaleń opisanych w protokole kontroli, a w razie stwierdzenia nieprawidłowości – także uwagi i wnioski w sprawie ich usunięcia.”. Prezes URE traktuje tę kwestię podobnie jak autorzy przytoczonego wyżej „Komentarza”, którzy piszą, że: „Protokół kontroli jest dokumentem o fundamentalnym znaczeniu dla postępowania kontrolnego. Stanowi on podstawę do sporządzenia dalszych dokumentów – wystąpienia pokontrolnego i informacji o wynikach kontroli.” (jw. – str. 141).

W przedstawionych Prezesowi URE protokołach kontroli zawarto pouczenie o możliwości skorzystania przez niego z art. 59 ust. 2 ustawy o NIK. Zgodnie z tym przepisem „Kierownik jednostki kontrolowanej (...) może z własnej inicjatywy złożyć kontrolerowi w terminie z nim uzgodnionym pisemne wyjaśnienia, o których mowa w ust. 1”, tj. wyjaśnienia dotyczące „przyczyn i okoliczności powstania nieprawidłowości przedstawionych w protokole kontroli”. W świetle praktyki NIK polegającej na sporządzaniu protokołów kontroli niezgodnie z art. 53 ust. 2 ustawy o NIK, Prezes URE nigdy nie mógł skorzystać z tego uprawnienia. W przypadku protokołów kontroli działalności Prezesa URE art. 59 ust. 1 i ust. 2 pozostają, z woli NIK, przepisami martwymi. A jak piszą autorzy cytowanego już wcześniej Komentarza – „ich zasadniczą rolą jest (...) dostarczenie dodatkowego, pomocniczego materiału dla sformułowania ocen, uwag i wniosków w treści wystąpienia pokontrolnego” (jw. – str. 164).

2) E. Jarzęcka-Siwik, T. Liszcz, M. Niezgódka-Medkova, W. Robaczyński. Wydawnictwo Sejmowe, Warszawa 2000.

W przypadku zaskarżenia przez Prezesa URE protokołu kontroli, który wprawdzie w przeważającej części zawierał stwierdzone fakty, ale przedstawione niemal po roku od daty zakończenia kontroli oraz nie związane z tematem i zakresem kontroli – okazało się, że ich zaskarżenie jest w praktyce niemożliwe.

Wobec innej praktyki NIK, jaka pojawiła się w 2004 r., Prezes URE był bezradny i nie podjął dalszej polemiki. Chodzi tutaj o „uzupełnienie” czy też „uściślenie”, jak pisze NIK w przytoczonej już uchwale w sprawie zastrzeżeń do protokołu kontroli Komisji Odwoławczej w Departamencie Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji NIK, tematu przeprowadzonej kontroli już po jej zakończeniu. Dla Prezesa URE wiążący był bowiem temat kontroli wskazany w upoważnieniu do przeprowadzenia kontroli, przedstawionym przez kontrolera NIK, który brzmiał „Wywiązywanie się z obowiązków podatkowych producentów i dystrybutorów paliw płynnych”. Okazało się to jednak błędnym założeniem. W wyżej wskazanej uchwale temat przeprowadzonej kontroli brzmiał bowiem następująco: „Kontrola w przedmiocie działalności koncesyjnej i udziału Prezesa URE w kształtowaniu aktów prawnych dotyczących paliw ciekłych w okresie od 1.01.2000 r. do 30.06.2003 r.”. Argumenty, wyrażone w tej uchwale, udaremniły dalszą dyskusję. Wskazano bowiem, że „Komisja nie może zgodzić się z twierdzeniem, że kontroler już po przeprowadzeniu kontroli dokonał rozszerzenia »zakresu tematu kontroli«. W wyniku zgłoszonych zastrzeżeń usunął on tylko uchybienie polegające na niewskazaniu w protokole przedmiotowego zakresu kontroli przeprowadzonej w Urzędzie Regulacji Energetyki, przez dopisanie obok tytułu kontroli koordynowanej dwu głównych zagadnień kontrolowanych w Urzędzie Regulacji Energetyki (działalność koncesyjna oraz udział Prezesa Urzędu w kształtowaniu aktów prawnych), a zakres tych badań nie budził wątpliwości jednostki kontrolowanej w toku prowadzonej kontroli.”.

Pojawiły się zatem dwa problemy, które właśnie budziły wątpliwości Prezesa URE. Podane przez NIK dwa tematy, w opinii Prezesa URE, nie są tożsame. Dopisany przez NIK temat jest bowiem odrębnym i samoistnym tematem kontroli i tak też powinien być sformułowany w upoważnieniu do przeprowadzenia kontroli, a zwłaszcza w świetle przytaczanego już art. 28 ustawy o NIK.

Jak zatem postąpić w przypadku, gdy temat kontroli nie dotyczy zadań realizowanych przez Prezesa URE? Pytanie to zyskało na swojej aktualności podczas przeprowadzanej kontroli działalności zakładów energetycznych w zakresie ograniczania nieuzasadnionych strat energii wprowadzanej do sieci elektroenergetycznych i wpływu tych strat na wysokość ustalonych taryf.

Odrębną kwestię stanowi przedstawianie kontrolerowi NIK, na jego żądanie dokumentów do kontroli (zgodnie z art.29 pkt 2 lit. b) i e) oraz art. 33 ust. 2, art. 37, art. 40 ust. 1) wraz z ustaleniem, czy dotyczą one przedmiotu i zakresu kontroli, czy też nie. Ustawa o NIK zawiera bowiem art. 98, który stanowi, że „Kto uchyla się od kontroli, o której mowa w niniejszej ustawie, lub utrud-

nia jej prowadzenie, w szczególności poprzez nieprzedstawienie potrzebnych do kontroli dokumentów, bądź niezgodnie z prawdą informuje o wykonaniu wniosków pokontrolnych, podlega karze aresztu, ograniczenia wolności albo grzywny.”.

Przypadki dwóch kontroli oraz stwierdzenia zawarte w Uchwale Nr 1/2004 zachęcają do korzystania z formuły odmowy udostępniania dokumentów nie związanych z tematem kontroli. Sankcją karną, przewidzianą w ustawie o NIK, może bowiem nałożyć jedynie sąd powszechny, a nie NIK, i tam też zapadnie rozstrzygnięcie co do tematu i zakresu prowadzonej przez NIK kontroli.

Czy aby nie narażać się na proces karny, na Prezesie URE ciąży obowiązek udostępnienia każdego dokumentu na żądanie kontrolera NIK i w konsekwencji podpisanie protokołu kontroli na jakikolwiek temat oraz zawierającego jakiegokolwiek treści, które kontroler NIK w nim zamieścił?

Prezes URE własnym podpisem stwierdza przecież, że zgadza się z treściami zamieszczonymi nie tylko w całym protokole kontroli, ale na każdej jego stronie. Przyjęcie rozwiązania proponowanego przez NIK wydaje się być zatem kuriozalne, a omijanie przez nią przepisów własnej ustawy stanowi zagrożenie dla realizacji przez jednostki kontrolowane uprawnień przyznanych im ustawą o NIK.

Należałoby zatem przypuszczać, że w przypadku, gdy przedstawiony Prezesowi URE protokół kontroli nie stwierdza nieprawidłowości, to w wystąpieniu pokontrolnym zostaną zamieszczone pozytywne oceny działalności Prezesa URE.

Tymczasem, jak pokazuje dotychczasowe doświadczenie, protokoły kontroli nie wskazywały na nieprawidłowości w pracy Prezesa URE, natomiast wystąpienia pokontrolne zawierały także negatywną ocenę jego działalności.

Refleksja dotycząca współpracy Prezesa URE z NIK w 2004 r. każe zadać pytania: „Jakie pozytywne myśli czy propozycje ulepszeń wniosła działalność NIK do regulowanego przez Prezesa URE sektora? Czy kontrole NIK przyczyniły się do wskazania nieprawidłowości w realizacji zadań Prezesa URE lub organizacji pracy kierowanego przez niego Urzędu, które wpłyną na doskonalenie procesów regulacyjnych?” Odpowiedź na te pytania, w świetle prezentowanego materiału, wydaje się być oczywista.

Na zjawisko potwierdzające nie stosowanie się NIK do przepisów własnej ustawy Prezes URE wskazywał już poprzednio i będzie to czynił nadal. Przede wszystkim z uwagi na fakt, że to właśnie NIK jest powołana do kontrolowania działania zgodnego z przepisami prawa, a zatem ona sama powinna pozostawać poza wszelkimi podejrzeniami o nieprzestrzeganie prawa. Po drugie – wszystko to dzieje się być może nie za wiedzą i przyzwoleniem podatników, lecz z całą pewnością za ich pieniądze. Sama NIK, zarówno na stronie internetowej, jak i do własnej publikacji „Kontrola Państwowa” zamieściła motto: „...ktokolwiek grosz publiczny do swego rozporządzenie odbiera, wydatek onegoż usprawiedliwić winien” i tak, jakby sama temu nie podlegała.

Część IV. FUNKCJONOWANIE URZĘDU

1. Struktura Urzędu Regulacji Energetyki

W skład Urzędu wchodzi następujące komórki organizacyjne:

- Gabinet Prezesa,
- Departament Przedsiębiorstw Energetycznych,
- Departament Taryf,
- Departament Promowania Konkurencji,
- Departament Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych,
- Biuro Prawne,
- Biuro Obsługi Urzędu,
- Oddział Centralny w Warszawie,
- Północny Oddział Terenowy z siedzibą w Szczecinie,
- Północny Oddział Terenowy z siedzibą w Gdańsku,
- Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Poznaniu,
- Wschodni Oddział Terenowy z siedzibą w Lublinie,
- Środkowozachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Łodzi,
- Południowo-Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą we Wrocławiu,
- Południowy Oddział Terenowy z siedzibą w Katowicach,
- Południowo-Wschodni Oddział Terenowy z siedzibą w Krakowie.

Ponadto, istnieją wyodrębnione stanowiska pracy: Stanowisko Rzecznika Odbiorców Paliw i Energii, Stanowisko do Spraw Ochrony Informacji Niejawnych i Stanowisko Audytora Wewnętrznego.

Obowiązki dyrektora zastępującego Dyrektora Generalnego pełni Ryszard Taradejna - dyrektor Biura Prawnego. Pozostałymi komórkami organizacyjnymi kierują:

- Witold Włodarczyk – Departamentem Przedsiębiorstw Energetycznych,
- Tomasz Kowalak – Departamentem Taryf,
- Zofia Janiszewska – Departamentem Promowania Konkurencji,
- Agnieszka Dobroczyńska – Departamentem Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych,
- Bogdan Agnieszczak – Biurem Obsługi Urzędu.

Funkcję Rzecznika Odbiorców Paliw i Energii pełni Jacek Bełkowski.

2. Zatrudnienie

31 grudnia 2004 r. w Urzędzie Regulacji Energetyki było zatrudnionych 267 osób (129 osób w departamentach i biurach „centrali” Urzędu oraz 138 osób w oddziałach terenowych), w tym 247 członków korpusu służby cywilnej i 20 osób, do których nie mają zastosowania przepisy ustawy o służbie cywilnej (m.in. dyrektorzy oddziałów terenowych i doradcy Prezesa URE).

Pośród członków korpusu służby cywilnej, 28 osób posiada status urzędnika tej służby, w tym 16 osób,

które pomyślnie przeszły postępowanie kwalifikacyjne organizowane przez Szefa Służby Cywilnej (w 2004 r. – dwie) oraz 12 absolwentów Krajowej Szkoły Administracji Publicznej. Urzędnicy służby cywilnej stanowią 11,3% członków korpusu tej służby. Wielu spośród pozostałych członków korpusu służby cywilnej zamierza uzyskać status urzędnika tej służby w roku 2005 (i następnych). W tym celu przygotowują się oni do egzaminów potwierdzających znajomość języków obcych, co stanowi jeden z wymogów przystąpienia do postępowania kwalifikacyjnego (w większości przypadków – jedyny, którego nie spełniają).

W 2004 r. przyjęto do pracy 15 nowych pracowników, natomiast z 12 osobami stosunek pracy został rozwiązany, w tym w 4 przypadkach – na podstawie porozumienia stron, w 2 – wskutek odwołania ze stanowiska dyrektora oddziału terenowego, w 1 – na podstawie wypowiedzenia umowy o pracę przez pracodawcę.

Większość pracowników Urzędu stanowią osoby z wykształceniem wyższym (238 osób – 89% zatrudnionych), wśród których znajduje się jeden profesor zwyczajny, 12 doktorów, 190 magistrów i magistrów inżynierów, 19 inżynierów i 16 licencjatów. Wielu spośród nich posiada też ukończone studia podyplomowe przydatne w działalności Urzędu (jedne lub więcej).

Pośród pozostałych 29 pracowników Urzędu (11%), 7 osób podnosi swoje kwalifikacje zawodowe (3 – na studiach magisterskich i 4 – na licencjackich).

Struktura zatrudnienia ze względu na rodzaj wykształcenia przedstawia się następująco: ekonomiści – 26%, energetycy i elektrycy – 16%, prawnicy – 16%, mechanicy – 9%, specjaliści z zakresu zarządzania – 6%, administratywiści – 4%, inne zawody – 23%.

Stanowisko dyrektora generalnego Urzędu pozostaje od roku nieobsadzone i jego zadania wykonuje wyznaczony dyrektor jednego z departamentów. Wcześniej, na podstawie przepisów przejściowych ustawy o służbie cywilnej, przez niespełna cztery lata funkcję tę sprawowały dwie osoby z nadania politycznego kolejnych Premierów (jedna z nich była absolwentem KSAP). Od kilku lat nie udaje się przeprowadzić konkursu na to stanowisko. Spowodowane jest to sporem pomiędzy Szefem Służby Cywilnej a Prezesem URE, dotyczącym wymagań, jakie powinni spełniać kandydaci. Proponowane przez Szefa Służby Cywilnej wymagania dotyczące stanowiska dyrektora generalnego w tym właśnie urzędzie są minimalistyczne. Natomiast w ocenie Prezesa URE, dla zapewnienia sprawnego funkcjonowania każdego urzędu, konieczne jest, aby osoba pełniąca funkcję dyrektora generalnego posiadała wysokie kwalifikacje i doświadczenie zawodowe. Stanowisko Szefa Służby Cywilnej jest tym bardziej niezrozumiałe, że w konkursach na analogiczne stanowiska w innych

urzędach (centralnych, a nawet terenowych) stawiano kandydatom wymagania znacznie wyższe.

Wspomniani wyżej niespełna roczny okres wakatu przyniósł Urzędowi istotne oszczędności (w tym na wynagrodzeniu dyrektora, jego sekretarki i kierowcy oraz kosztach towarzyszących). Wykazał także, że w małym urzędzie (a takim jest również Urząd Regulacji Energetyki) stanowisko dyrektora generalnego jest zbędne, tym bardziej, że wiele jego kompetencji – o charakterze rutynowym – można było powierzyć dyrektorom komórek organizacyjnych, co dodatkowo usprawniło pracę Urzędu.

W Urzędzie jest zatrudnionych 145 kobiet i 122 mężczyzn. Średnie wynagrodzenie wszystkich mężczyzn jest nieco wyższe niż średnie wynagrodzenie wszystkich kobiet (o ok. 2,7%), jednakże w przypadku niektórych stanowisk jest odwrotnie. Dla przykładu, na stanowisku specjalisty średnie wynagrodzenie kobiet jest wyższe o ok. 1,8%, starszego specjalisty – o ok. 5,8%, głównego specjalisty – o ok. 4,1%, a naczelnika wydziału o ok. 7%.

3. Budżet

Plan wg ustawy budżetowej na 2004 r. dla części 50

– URE wynosił:

- dochody 66 165 tys. zł,
- wydatki 33 428 tys. zł.

Wykonanie budżetu URE ukształtowało się następująco:

- dochody wyniosły 71 971 tys. zł, tj. 108,8% planu,
- wydatki wyniosły 31 339 tys. zł, tj. 93,8% planu.

3.1. Dochody budżetu państwa

Oplaty z tytułu uzyskania koncesji

W roku 2004 łączne wykonanie dochodów URE wyniosło 71 971 tys. zł. Podstawowe źródło dochodów stanowiły opłaty z tytułu uzyskania koncesji, wnoszone przez przedsiębiorstwa energetyczne, zgodnie z art. 34 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, w wysokości okre-

ślonej przepisami rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 5 maja 1998 r. w sprawie wysokości i sposobu pobierania przez Prezesa URE corocznych opłat wnoszonych przez przedsiębiorstwa energetyczne, którym została udzielona koncesja (Dz. U. z 1998 r. Nr 60, poz. 387 i z 1999 r. Nr 92, poz. 1049). Z tytułu opłat koncesyjnych do budżetu państwa przekazano 71 771 tys. zł, co stanowi 108,7% planowanych dochodów na 2004 r. Dochody uzyskane w 2004 r. były o 16,7% wyższe w porównaniu z rokiem 2003.

Do 31 grudnia 2004 r. ustalona kwota zaległości z tytułu opłat koncesyjnych, dotycząca nie wniesionych opłat za 2004 r. oraz lata ubiegłe, wyniosła 1 760 037 zł. W stosunku do opłat wniesionych w 2004 r., ustalone zaległości wyniosły 2,5%. Za 2004 rok nie opłacone pozostały 162 koncesje. Przeważającą część tych zaległości stanowią opłaty dotyczące koncesji na prowadzenie działalności w zakresie obrotu paliwami ciekłymi.

W celu wyegzekwowania należności z tytułu opłat koncesyjnych wobec koncesjonariuszy, którzy nie wnieśli opłat w ustawowym terminie (tj. do 31 marca 2004 r.) podjęto działania windykacyjne. Do końca grudnia 2004 r. wysłano:

- 354 wezwania do zapłaty,
- 134 pisma informujące o zamiarze wszczęcia postępowania administracyjnego w sprawie obliczenia corocznej opłaty z tytułu uzyskania koncesji,
- 43 zawiadomienia o wszczęciu z urzędu postępowania administracyjnego z ww. tytułu,
- 117 upomnień (które są ostatnim etapem procedury przed wystawieniem do urzędu skarbowego tytułu wykonawczego),
- 64 tytuły wykonawcze do urzędów skarbowych,
- 66 wezwań do uregulowania odsetek.

Ponadto, wydano 20 decyzji ustalających wysokość opłat koncesyjnych oraz zgłoszono do listy wierzytelności 12 przedsiębiorstw nie uregulowane należności URE z tytułu tych opłat (w tym również dotyczące roku

Tabela 1. Wpływy z opłat koncesyjnych uzyskane w 2004 r.

Rodzaj działalności koncesjonowanej	Wniesione opłaty w 2004 r.	
	Liczba	Kwota [zł]
Wytwarzanie ciepła	713	4 492 695,60
Przesyłanie i dystrybucja ciepła	701	1 742 259,26
Obrót ciepłem	201	2 048 679,92
Wytwarzanie energii elektrycznej	121	10 590 897,72
Przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej	205	9 599 919,00
Obrót energią elektryczną	286	12 332 503,76
Wytwarzanie paliw ciekłych	63	3 714 527,91
Magazynowanie paliw ciekłych	102	67 215,02
Przesyłanie i dystrybucja paliw ciekłych	1	9 922,00
Obrót paliwami ciekłymi	4 657	20 019 179,48
Wytwarzanie paliw gazowych	5	133 058,10
Przesyłanie i dystrybucja paliw gazowych	60	3 586 819,43
Obrót paliwami gazowymi	64	3 423 271,57
Obrót gazem ziemnym z zagranicą	14	9 972,00
Razem	7 193	71 770 920,77

Źródło: URE.

2003). W związku z uregulowaniem opłat umorzono 7 postępowań administracyjnych w sprawie obliczenia opłaty.

Po rozpatrzeniu wniosków złożonych przez dwóch koncesjonariuszy, rozłożono na raty jedną należność z tytułu opłaty koncesyjnej (kwota 20 867,02 zł), a jedną należność z tego samego tytułu (kwota 1 524 zł) – odroczone.

Pozostałe dochody

Pozostałe dochody Urzędu ukształtowały się następująco:

- sprzedaż „Biuletynu URE” – 114 tys. zł,
- odsetki za nieterminowe wniesienie opłat – 28 tys. zł,
- różne dochody (m.in. zwrot kosztów procesu, w tym kosztów zastępstwa procesowego, wynagrodzenia dla płatnika składek ZUS) – 58 tys. zł.

3.2. Wydatki

Wykonanie wydatków za 2004 r. wyniosło 31 339 tys. zł, tj. 93,8% kwoty planowanej w ustawie budżetowej.

Wydatki URE zaplanowano w grupach:

- „inne świadczenia na rzecz osób fizycznych”,
- „wydatki bieżące”,
- „wydatki majątkowe”.

Największą grupę stanowiły wydatki bieżące jednostek budżetowych – 30 646 tys. zł. Stanowiły one 97,8% ogółu wydatków Urzędu.

Najpoważniejszą pozycją bieżących wydatków budżetowych były wynagrodzenia z pochodnymi (ok. 69,7% poniesionych wydatków ogółem) oraz wydatki związane z najmem pomieszczeń biurowych (ok. 18,4% poniesionych wydatków ogółem).

W 2004 r. całkowita powierzchnia wynajmowanych przez Urząd pomieszczeń wynosiła 5 330,26 m² (w tym 4 216,96 m² stanowiła powierzchnia biurowa). Zróżnicowanie cen wynajmowanych powierzchni biurowych wyniosło w 2004 r.:

- od 25 zł/m² (za lokal wynajmowany od Skarbu Państwa przez OT w Szczecinie),
- do 12 euro/m² (centrala URE).

W porównaniu z rokiem 2003, powierzchnia całkowita zmalała o 111,78 m². Jednocześnie w 2004 r. wydatki na najem zmniejszyły się o 698 tys. zł. Do obniżenia tych wydatków przyczynił się niski kurs euro oraz nowe, korzystniejsze warunki najmu pomieszczeń biurowych.

W 2004 r. zakończył się w większości jednostek organizacyjnych Urzędu trzyletni okres obowiązywania umów najmu. Spadek cen powierzchni biurowych na wolnym rynku spowodował, że powierzchnie oferowane do wynajmu były znacznie tańsze. W zawieranych nowych umowach Urząd wynegocjował znacznie lepsze warunki najmu, co spowodowało znaczącą obniżkę kosztów najmu i w efekcie zmniejszenie wydatków w budżecie URE.

Pozostałe wydatki w tej grupie dotyczyły zakupu wyposażenia, materiałów biurowych, paliwa oraz czę-

ści zamiennych i eksploatacyjnych, jak również usług telekomunikacyjno-pocztowych. Wydatki na usługi telekomunikacyjno-pocztowe w porównaniu z 2003 r. wzrosły o 150 tys. zł. Wzrost ten wynikał z dużej ilości korespondencji przesyłanej nowym podmiotom gospodarczym ubiegającym się o udzielenie koncesji w związku z wejściem w życie ustawy z dnia 23 stycznia 2004 r. o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw ciekłych i biopaliw ciekłych.

Wydatki majątkowe stanowiły tylko 2% ogółu poniesionych wydatków. Dotyczyły one zakupu sprzętu komputerowego, modernizacji infrastruktury informatycznej Urzędu oraz zakupu dwóch samochodów osobowych.

Należy podkreślić, że wszystkie wydatki były dokonywane w sposób celowy i oszczędny, z zachowaniem zasady uzyskiwania najlepszych efektów z danych nakładów, w sposób umożliwiający terminową realizację zadań oraz na zasadach określonych w przepisach o zamówieniach publicznych.

4. Szkolenie pracowników

Działalność edukacyjną URE stanowiły szkolenia służące aktualizowaniu i rozszerzeniu wiedzy specjalistycznej na temat funkcjonowania sektora energetycznego, szkolenia poświęcone tematyce związanej z funkcjonowaniem Unii Europejskiej oraz szkolenia informatyczne. Były to szkolenia:

- 1) wewnętrzne – dotyczące obsługi prawnej w działalności URE oraz Warsztaty Regulatora; łącznie wzięło w nich udział 81 pracowników,
- 2) zewnętrzne – o tematyce odpowiadającej profilowi URE oraz szkolenia z zakresu integracji europejskiej, a także dotyczące audytu wewnętrznego, z zakresu zamówień publicznych oraz szkolenia informatyczne; łącznie wzięło w nich udział 75 pracowników.

5. Współpraca z zagranicą

Stosowanie nowoczesnych instrumentów regulacji polega w dużej mierze na adaptowaniu sprawdzonych rozwiązań wypracowanych w toku rozwoju teorii regulacji. Jednocześnie procesy liberalizacji energetyki w Europie i wysiłki zmierzające do utworzenia jednolitego, europejskiego rynku energii elektrycznej i gazu dodatkowo determinują konieczność międzynarodowej współpracy Prezesa URE. Dostęp do wiedzy opartej na doświadczeniach i danych różnych krajów, umożliwiających analizy porównawcze i prognozowanie, jest warunkiem niezbędnym działania na rzecz tworzenia nowoczesnego rynku energii w Polsce, stanowiącego część tworzącego się rynku europejskiego. Rok 2004 był przełomowy w obszarze międzynarodowej aktywności Prezesa URE, co wynika z przystąpienia Polski do Unii Europejskiej. Wynikająca z aktów prawa wspólnotowego¹⁾ współpraca z europejskimi organami regulacyjnymi, wymiana doświadczeń w zakresie wykorzystania regu-

1) Dyrektywa 2003/54/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r. dotycząca wspólnych zasad ryn-

lacji we wspieraniu konkurencji na rynku energii elektrycznej i gazu wymagały zwiększonej intensywności działań Prezesa URE oraz przygotowania Urzędu do szerszej niż w latach poprzednich współpracy międzynarodowej.

Decyzją nr 11/2004 Prezesa URE z dnia 6 lipca 2004 r. w sprawie utworzenia w Urzędzie Regulacji Energetyki Zespołu do Spraw Interdyscyplinarnej Współpracy Międzynarodowej został powołany Zespół, którego celem jest kolegalne wypracowanie stanowisk i opinii wyrażanych przez Prezesa URE lub jego przedstawicieli w ramach współpracy z organami instytucji międzynarodowych. Jest to także forum wymiany doświadczeń i wiedzy wśród pracowników Urzędu. W tym celu został stworzony elektroniczny system rejestracji pism i katalogu dokumentów, gdzie przygotowanie opinii następuje wyłącznie przy wykorzystaniu drogi elektronicznej.

W procesie przygotowywania opinii Prezes URE korzysta również z pomocy zewnętrznych ekspertów. Stało się to możliwe dzięki podpisaniu przez Prezesa URE 31 sierpnia 2004 r. Porozumienia w Sprawie Współpracy Europejskiej, zawartego z Prezesami Stowarzyszeń i Izb przedsiębiorstw sektora energetycznego w obecności przedstawicieli PSE SA i PGNiG SA oraz wydzielonych z nich operatorów systemów przesyłowych, na podstawie którego Prezes URE powołał Zespół Ekspertów do Spraw Współpracy Europejskiej.

Jego powołanie było wyrazem ogłoszonego przez Prezesa URE poglądu, iż rynek jako taki nie jest tworem boskim, a powstał za sprawą ludzi, którzy na przestrzeni wieków umawiali się czym i na jakich warunkach handlują, stanowiąc jednocześnie wypadkową decyzji o różnorodnym charakterze: indywidualnych i zbiorowych, politycznych, administracyjnych i biznesowych. W momencie zaś uzyskania przez Polskę statusu pełnopraw-

nego członka Unii Europejskiej wyłoniła się potrzeba zadeklarowania wspólnej woli wypracowywania zasad, mechanizmów i kryteriów funkcjonowania konkurencyjnego rynku energetycznego.

Kontynuowana jest także dwustronna współpraca z zagranicznymi instytucjami regulacyjnymi, mająca na celu wymianę informacji i porównanie doświadczeń potrzebnych w systematycznym doskonaleniu jakości wypełnianych obowiązków, nałożonych na Prezesa URE ustawą – Prawo energetyczne.

5.1. Działalność w ramach instytucji zrzeszających regulatorów

Rada Europejskich Regulatorów Energii (Council of European Energy Regulators – CEER) i Grupa Europejskich Regulatorów dla Energii Elektrycznej i Gazu (European Regulators Group for Electricity and Gas – ERGEG)

W 2004 r. Prezes URE przystąpił do dwóch instytucji europejskich: Rady Europejskich Regulatorów Energii (CEER) oraz do Grupy Europejskich Regulatorów dla Energii Elektrycznej i Gazu (ERGEG).

CEER został powołany 7 marca 2000 r. przez regulatorów z 10 państw członkowskich UE oraz Norwegii. Ma on status organizacji o charakterze publicznym, powstała z inicjatywy regulatorów i jej głównym celem jest stwarzanie dobrego klimatu, na poziomie UE, wokół inicjatyw nakierowanych na rozwój jednolitego, konkurencyjnego rynku energii oraz na kreowanie jego sprawnej regulacji. Obecnie odgrywa rolę centrum reprezentującego regulatorów w kontaktach z Komisją Europejską.

Do CEER Prezes URE został przyjęty podczas V Zgromadzenia Ogólnego, które odbyło się 4 maja 2004 r. w siedzibie organizacji w Brukseli.

Druga spośród europejskich instytucji o charakterze regulacyjnym – ERGEG, do której Prezes URE przystąpił w 2004 r., została powołana do życia Decyzją Komisji – 2003/796/WE – z 11 listopada 2003 r.²⁾ Jej głównym zadaniem jest wypełnianie funkcji doradczych i konsultacyjnych wobec Komisji Europejskiej w procesie tworzenia wewnętrznego rynku energii. Prezes URE otrzymał status obserwatora jeszcze pod koniec 2003 r., natomiast pełnoprawnym członkiem ERGEG stał się z chwilą przystąpienia Polski do Unii Europejskiej.

Od pierwszych dni przynależności do ww. instytucji Prezes URE aktywnie uczestniczy w pracach tych instytucji – bądź osobiście, bądź za pośrednictwem swoich przedstawicieli. Współpraca między Prezesem URE a CEER i ERGEG była w 2004 r. intensywna i przyjmowała następujące formy:

- 2) Decyzja Komisji 2003/796/WE z dnia 11 listopada 2003 r. ustanawiająca Grupę Europejskich Regulatorów dla Energii Elektrycznej i Gazu (2003/796/EC: Commission Decision of 11 November 2003 on establishing the European Regulators Group for Electricity and Gas, *Official Journal L*, 296 14/11/2003 P. 34).

► ku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca Dyrektywę 96/92/WE – Oświadczenia składane w odniesieniu do działań związanych z likwidacją i zarządzaniem odpadami (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 – Statements made with regard to decommissioning and waste management activities, *Official Journal L* 176, 15/07/2003 P. 0037 – 0056).

Dyrektywa 2003/55/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca Dyrektywę 98/30/WE (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, *Official Journal L* 176, 15/07/2003 P. 0057 – 0078).

Rozporządzenie (WE) Nr 1228/2003 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej (Regulation (EC) No 1228/2003 of the European Parliament and of the Council of 26 June 2003 on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity, *Official Journal L* 176, 15/07/2003 P. 0001 – 0010).

- udział Prezesa URE bądź jego przedstawicieli w spotkaniach Zgromadzenia Ogólnego CEER oraz posiedzeniach ERGEG;
- udział przedstawicieli Prezesa URE w pracach merytorycznych, jakie przez cały rok 2004 były prowadzone przez CEER i ERGEG. Były one prowadzone na dwóch poziomach i odbywały się w Zespołach Zadaniowych (*Task Forces*) oraz w Grupach Roboczych (*Working Groups* i *Focus Groups* – odpowiednio dla CEER i ERGEG). W CEER w 2004 r. istniało 5 grup roboczych ds. energii elektrycznej, gazu, wspólnego rynku energii, regulacji energii elektrycznej w południowo-wschodniej Europie, nowych państw członkowskich. Ze względu na szczególnie ważne dla polskiego regulatora kwestie, Prezes URE delegował swoich przedstawicieli do Grupy Roboczej ds. Gazu. Przedstawiciele Prezesa URE pracują w Zespołach Zadaniowych ds. Infrastruktury i Taryfikacji (*Gas Working Group, Infrastructure and Tarification Task Force*), ds. Funkcjonowania Systemu Gazowego (*Gas Working Group, Gas System Operation Task Force*). W przypadku ERGEG funkcjonowały w 2004 r. dwie Grupy Zadaniowe ds. energii elektrycznej i gazu (*Electricity Focus Group, Gas Focus Group*). Grupa Zadaniowa ds. energii elektrycznej zajmuje się opracowaniem wytycznych w sprawie warunków dostępu do sieci w transgranicznej wymianie energii elektrycznej, a w szczególności mechanizmem kompensowania kosztów wykorzystania sieci na potrzeby wymiany międzysystemowej między operatorami systemów przesyłowych, zarządzaniem ograniczeniami w wymianie transgranicznej, harmonizacją taryf sieciowych oraz standardami bezpieczeństwa i niezawodności pracy systemów przesyłowych. W ramach Zadaniowej Grupy Gazowej istniały Zespoły Zadaniowe ds. magazynowania, zasad entry-exit oraz przesyłu transgranicznego (*Gas Focus Group, Task Force Storage, Task Force Entry-Exit* oraz *Task Force Cross Border Transport*). Również w przypadku ERGEG, przedstawiciele Prezesa URE brali aktywny udział w pracach, w szczególności w Zespole Zadaniowym ds. przesyłu transgranicznego;
- opiniowanie i zgłaszanie uwag do projektów dokumentów wypracowywanych przez obie ww. instytucje. W roku 2004, za pośrednictwem Departamentu Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych, zrealizowano opinie do siedmiu dokumentów;
- opracowywanie materiałów badawczych w formie ankiet służących pozyskaniu informacji niezbędnych do opracowywania analiz. W roku 2004 opracowano materiał niezbędny do wypełnienia jedenastu ankiet;
- uczestnictwo przedstawicieli Prezesa URE w szkoleniach organizowanych przez CEER. W ramach współpracy z CEER pracownicy URE wzięli udział w trzecim szkoleniu dla Regulatorów Energetyki, które odbyło się w dniach 15 – 23 października 2004 r. we Florencji, oraz w warsztatach dla oficerów łącznikowych (26 maja 2004 r., Bruksela).

Regionalne Stowarzyszenie Regulatorów Energii (Energy Regulators Regional Association – ERRA)

Przedstawiciele Prezesa URE uczestniczyli także (podobnie jak w poprzednich latach) w pracach Regionalnego Stowarzyszenia Regulatorów Energii (*ERRA*). Regularnie brali udział w spotkaniach Komitetu Taryf i Cen oraz Komitetu Koncesyjno-Konkurencyjnego, a także uczestniczyli w pracach grup roboczych oraz szkoleniach organizowanych przez Stowarzyszenie. Osobne spotkania, w formie warsztatów, są organizowane dla prawników instytucji regulacyjnych państw zrzeszonych w *ERRA*, które mają na celu wymianę doświadczeń w stosowanych rozwiązaniach prawnych w poszczególnych państwach. W maju 2004 r. odbyła się coroczna konferencja – zgromadzenie ogólne regulatorów energetyki (*ERRA Annual Energy Regulatory Conference*) – w której także uczestniczyli przedstawiciele URE.

W ramach prac stowarzyszenia *ERRA*, Przedstawiciel Prezesa URE został poproszony o wygłoszenie w trakcie warsztatów organizowanych w Sofii prezentacji na temat skarg odbiorców oraz rozstrzygnięcia sporów.

Dodatkowo, pracownicy Urzędu przygotowywali odpowiedzi na ankiety *ERRA* dotyczące różnych aspektów regulacji energii elektrycznej i gazu w Polsce.

5.2. Współpraca w ramach struktur instytucji unijnych

W ramach współpracy z Komisją Europejską, w szczególności z Dyrektoriatem Generalnym ds. Transportu i Energii (*Directorate General for Energy and Transport, DG TREN*) pracownicy URE opracowali materiały do Raportu Komisji Europejskiej na temat rozwoju wewnętrznego rynku gazu i energii elektrycznej, zwanego też IV Raportem Porównawczym³⁾, prezentującego postępy w liberalizacji rynków energii w krajach UE.

W tym obszarze kontynuowane były związki z elektroenergetycznym Forum Florenckim (*European Electricity Regulatory Forum*) i gazowym Forum Madryckim (*European Gas Regulatory Forum*). Przedstawiciele Prezesa URE wzięli udział w zorganizowanym przez *DG TREN* ósmym spotkaniu Forum Regulatorów Gazu (Madryckiego) oraz w jedenastym spotkaniu Regulatorów Energii Elektrycznej (Florenckiego).

Przedstawiciel Prezesa URE brał również aktywny udział w pracach *Regulatory Committee on Guidelines for Trans European Energy Networks* przy Komisji Europejskiej.

Pracownicy URE uczestniczyli też w spotkaniu z pracownikiem Komisji Europejskiej *DG TREN* w siedzibie Urzędu, które dotyczyło postępów w liberalizacji rynku i procesu wdrażania Dyrektyw 2003/54/WE i 2003/55/WE do prawa polskiego.

3) Report from the Commission. Annual Report on the Implementation of the Gas and Electricity Internal Market, Brussels, 5.1.2005, COM (2004) 863 final.

5.3. Działalność w ramach stowarzyszeń międzynarodowych

W 2004 r. kontynuowano współpracę w ramach Karty Energetycznej (*Energy Charter*). Przedstawiciele Prezesa URE wzięli udział w spotkaniach organizowanych przez Sekretariat Karty oraz w warsztatach nt. Doświadczeń w Restrukturyzacji i Prywatyzacji Sektora Energetycznego, zorganizowanych 12 maja 2004 r. w Brukseli, oraz w konferencji na temat Perspektyw i Wyzwań w Dziedzinie Tranzytu Energii w Eurazji, zorganizowanej w dniach 19 – 20 października 2004 r.

W ramach współpracy z Komitetem Ekonomicznym dla Europy Organizacji Narodów Zjednoczonych (*United Nations Economic Commission for Europe – UNECE*) w 2004 r. odbyło się spotkanie grupy gazowej Komitetu Wspierania Energetyki, na którym omawiano reformy sektora gazowego w Europie Centralnej i Wschodniej oraz o implikacjach tych reform dla państw zachodnich.

Kolejnym torem wymiany doświadczeń regulacyjnych jest Światowa Rada Energetyczna (*World Energy Council – WEC*). W marcu 2004 przedstawiciel URE wzięł udział w spotkaniu Grupy Krajów Europy Środkowej i Wschodniej Światowej Rady Energetycznej (*WEC Group Central and Eastern Europe*) połączonym ze spotkaniem międzynarodowego Zespołu Ekspertów ds. Problemów Regulacji Ciepłownictwa i Gospodarki Skojarzonej w Krajach Transformacji Gospodarczej w WEC. Spotkania zostały zorganizowane w Moskwie. Tematem spotkań były m.in. konkurencja między ciepłownictwem i gazownictwem, eliminowanie subsydiowania skrośnego, dostęp do sieci ciepłowniczych, prywatyzacja przedsiębiorstw ciepłowniczych, zasady taryfikacji w ciepłownictwie oraz planowanie energetyczne w skali miast.

5.4. Konferencje i seminaria międzynarodowe

Przedstawiciele Prezesa URE brali również udział w wielu przedsięwzięciach organizowanych przez różne stowarzyszenia o charakterze międzynarodowym.

W maju 2004 r. odbyła się w Pradze konferencja w ramach projektu SUSTELNET, dotycząca należytego miejsca generacji rozproszonej na liberalizowanym rynku energii elektrycznej, w której wzięł udział przedstawiciel Prezesa URE. Rozpoczęty w 2002 r. projekt SUSTELNET (*Policy and Regulatory Road Maps for the Integration of Distributed Generation and Development of Sustainable Electricity Networks*) tworzy 10 europejskich instytucji o charakterze naukowo-badawczym. Jego podstawowym celem jest wypracowanie strategii regulacyjnej

umożliwiającej udział generacji rozproszonej w rynku energii elektrycznej, w tym utworzenie takiej struktury sieci, która pozwoli na udział generacji zcentralizowanej i rozproszonej na równych warunkach oraz ułatwi rozwój odnawialnych źródeł energii.

Przedstawiciel Prezesa URE wzięł udział w roboczym spotkaniu międzynarodowego zespołu ekspertów uczestniczących w realizacji projektu pt. „Połączona gospodarka ciepłno-chłodnicza oraz skojarzone wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej: materiały promocyjne dla krajów kandydackich oraz pilotowe przedsięwzięcia na Węgrzech i w Rumunii” oraz wygłosił referat na międzynarodowej konferencji na temat polityki w zakresie ciepłownictwa w krajach przekształceń ekonomicznych, zorganizowanej przez Międzynarodową Agencję Energetyczną (*IEA*) w Pradze.

Również w Pradze odbywało się Europejskie Forum Gazu (*European Forum Gas 2004*), w trakcie którego przedstawiciel URE przedstawił prezentację na temat zobowiązań Polski wynikających z obowiązujących przepisów unijnych dotyczących rynku gazu.

5.5. Wsparcie innych organizacji i instytucji

Działalność Prezesa URE oraz doświadczenia gromadzone od momentu utworzenia Urzędu (grudzień 1997 r.) budzą zainteresowanie i chęć skorzystania z nich. W 2004 r. w Urzędzie przebywała grupa pracowników Agencji Regulacji Energetyki z Republiki Czarnogóry, którzy zapoznawali się z metodami, instrumentami regulacji oraz sposobem funkcjonowania urzędu w Polsce.

Przedstawiciel Prezesa URE wzięł udział w międzynarodowym seminarium na temat reformy taryf dla miejskich systemów ciepłowniczych w Chinach z uwzględnieniem sytuacji ubogich rodzin (*Pro – Poor Urban Heating Tariff Reform in China*), zorganizowanym przez chińskie Ministerstwo Budownictwa oraz Azjatycki Bank Rozwoju. Przedstawiciel Prezesa URE omówił zasady regulacji cen ciepła oraz sposobu, w jaki w Polsce dokonano przejścia od subsydiowania do ukierunkowanych rynkowo taryf dla ciepła, a także omówił zasady subsydiowania biednych rodzin w Polsce w zakresie pokrywania kosztów zaopatrzenia w ciepło (jako jeden z elementów dodatków mieszkaniowych).

W ramach wsparcia ośrodków badawczych i naukowych, pracownicy Urzędu współpracowali przy wypełnianiu ankiet i przygotowywaniu wydawnictw dotyczących regulacji oraz liberalizacji rynku energii w Polsce, m.in. dla Europejskiego Banku Odbudowy i Rozwoju oraz *Indian Institute of Management Bangalore Indie*.

Zapraszamy na stronę internetową URE:

www.ure.gov.pl

The screenshot shows the website of the Urząd Regulacji Energetyki (URE). The header includes the URE logo, the name of the office, and contact information. Below the header is a navigation menu with various categories like 'Uzgod', 'Stwierdzenia Prezesa URE', etc. The main content area is titled 'AKTUALNOŚCI' and contains a list of news items with dates.

Temat	Data
<ul style="list-style-type: none"> • Biuletyn Branżowy URE - Energia Elektryczna Nr 16: <ul style="list-style-type: none"> ○ Taryfa Zakładu Energetyki-Biełchownia Sp. z o.o. ○ Odmowa zmiany okresu obowiązywania taryfy dla Zakładu Usług Technicznych "Fasty" Sp. o.o. ○ Zmiana okresu obowiązywania taryfy dla Grupy Kęty S.A. ○ Zmiana okresu obowiązywania taryfy dla P.U.H.P. "ELTRONIK" Spółka Jawna Z.Soból, F.Siuta, M.Kuboń ○ Zmiana okresu obowiązywania taryfy dla Zakładów Azotowych Kędzierzyn S.A. ○ Zmiana okresu obowiązywania taryfy dla Super Krak S.A. ○ Zmiana okresu obowiązywania taryfy dla Zakładu Utrzymania Ruchu Sp. z o.o. ○ Sprostowanie oczywistej omyłki w taryfie Janikowskich Zakładów Sodowych JANIKOSODA S.A. 	13.04.2005
<ul style="list-style-type: none"> • Biuletyn Branżowy URE - Paliwa gazowe Nr 10: <ul style="list-style-type: none"> ○ Taryfa Zakładów Mechanicznych "BUMAR-LABEDY" S.A. ○ Zmiana okresu obowiązywania taryfy dla ENESTA Sp. z o.o. 	7.04.2005
<ul style="list-style-type: none"> • Informacja w sprawie średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w przyłączonych do sieci odnawialnych źródłach energii 	31.03.2005
<ul style="list-style-type: none"> • Stanowisko Prezesa URE ws. stosowania art. 6 ust. 3a ustawy - Prawo energetyczne określającego tryb wstrzymania dostaw energii elektrycznej, paliw gazowych i ciepła, z powodu zwłoki z zapłatą 	29.03.2005
<ul style="list-style-type: none"> • Odpowiedź udzielona redaktorowi naczelnemu "Świata Energii" przez Prezesa URE w kwestii udostępnienia informacji dotyczących umów zawartych między odbiorcami energii elektrycznej a przedsiębiorstwami energetycznymi 	29.03.2005
<ul style="list-style-type: none"> • Zasada TPA. Prawo wyboru sprzedawcy w polskiej elektroenergetyce - teoria a rzeczywistość 	17.03.2005
<ul style="list-style-type: none"> • Urząd Regulacji Energetyki ogłasza przetarg nieograniczony (o wartości szacunkowej do 60 000 EURO) na zakup biletów lotniczych na zagraniczne podróże służbowe dla pracowników dla Urzędu Regulacji Energetyki 	16.03.2005
<ul style="list-style-type: none"> • Biuletyn URE nr 2/2005 	8.03.2005
<ul style="list-style-type: none"> • Komunikat Prezesa URE w sprawie sylvacji na ryku energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła 	28.02.2005

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

Tytułem:
Oplata za Biuletyn URE

..... (pieczęć zleceniodawcy i podpisy) (stempel Banku)
--	--------------------------

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

Tytułem:
Oplata za Biuletyn URE

..... (pieczęć zleceniodawcy i podpisy) (stempel Banku)
--	--------------------------

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

Tytułem:
Oplata za Biuletyn URE

..... (pieczęć zleceniodawcy i podpisy) (stempel Banku)
--	--------------------------

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

Tytułem:
Oplata za Biuletyn URE

..... (pieczęć zleceniodawcy i podpisy) (stempel Banku)
--	--------------------------

Zamówienie – Biuletyn URE – 2005	
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: _ _ _ _ - _ _ _ _ - _ _ _ _ - _ _ _ _	
<i>Oświadczam, że jestem płatnikiem VAT i upoważniam Urząd Regulacji Energetyki do wystawienia faktury bez mojego podpisu.</i>	
..... <i>Pieczętka i podpis</i>	

Zamówienie – Biuletyn URE – 2005	
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: _ _ _ _ - _ _ _ _ - _ _ _ _ - _ _ _ _	
<i>Oświadczam, że jestem płatnikiem VAT i upoważniam Urząd Regulacji Energetyki do wystawienia faktury bez mojego podpisu.</i>	
..... <i>Pieczętka i podpis</i>	

**„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 2005
dwumiesięcznika:
„Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki”**

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

Cena rocznej prenumeraty (6 numerów × 12 zł za 1 egz.) wynosi 72 zł, 2 egz. odpowiednio 144 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, faks: (022) 661 62 24.

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. Wierzbicice 1
61–569 Poznań
tel. (0-prefix 61) 833-12-64
fax (0-prefix 61) 835-16-95
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 6a
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. Juliusza Lea 114
30–133 Kraków
tel. (0-prefix 12) 638-80-90
fax (0-prefix 12) 637-55-47
e-mail: krakow@ure.gov.pl

Urząd Regulacji Energetyki
e-mail: ure@ure.gov.pl
adres internetowy: www.ure.gov.pl



URE
URZĄD REGULACJI ENERGETYKI