

NR 3
2008

2 maja 2008

BIULETYN
URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

w numerze:

- Sprawozdanie z działalności Prezesa URE – 2007

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. 66-16-233 fax 66-16-225
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 66-16-225
Automatyczna infolinia o numerach telefonów	tel. 66-16-156

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

SPIS TREŚCI

Wprowadzenie	2	3. CIEPŁOWNICTWO	63
Część I. USTAWOWE OBOWIĄZKI PREZESA URE	4	3.1. Stan i struktura rynku	63
Część II. REALIZACJA USTAWOWYCH OBOWIĄZKÓW PREZESA URE		3.1.1. Lokalny charakter rynku	63
1. ELEKTROENERGETYKA	8	3.1.2. Bilans podaży i zużycia ciepła	63
1.1. Stan i struktura rynku – ocena Regulatora	8	3.1.2.1. Podażowa strona rynku	63
1.1.1. Bilans produkcji, wymiany i zużycia energii elektrycznej	8	3.1.2.2. Odbiorcy ciepła	67
1.1.2. Stan konkurencji	10	3.2. Regulacja	67
1.1.2.1. Ceny hurtowe energii elektrycznej	13	3.2.1. Koncesjonowanie	67
1.1.2.2. Ceny na rynku detalicznym	14	3.2.2. Taryfowanie ciepła	68
1.2. Regulowanie elektroenergetyki	14	3.2.2.1. Okoliczności ustalania taryf dla ciepła	68
1.2.1. Koncesje	15	3.2.2.2. Zatwierdzanie taryf dla ciepła	69
1.2.2. Taryfy dla energii elektrycznej	16	3.2.3. Pozostała działalność OT dot. ciepłownictwa	70
1.2.3. Uzgadnianie projektów planów rozwoju	20	4. INNE ZADANIA PREZESA URE	70
1.2.4. Wyznaczanie operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych	21	4.1. Koncesjonowanie paliw ciekłych	70
1.2.5. Uzgadnianie planu wprowadzania ograniczeń w poborze energii elektrycznej	24	4.2. Prawo i praktyka koncesjonowania	72
1.2.6. Zatwierdzanie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci	25	4.3. Monitorowanie rynku biokomponentów i biopaliw ciekłych	73
1.2.7. Kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców	26	4.3.1. Podstawy prawne	73
1.2.8. Udzielanie zgody na budowę linii bezpośredniej	27	4.3.2. Biokomponenty	75
1.3. Monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego	27	4.3.3. Biopaliwa ciekłe	76
1.3.1. Monitorowanie zasad zarządzania i rozdziału przepustowości	27	4.4. Regulacja odnawialnych źródeł energii	76
1.3.2. Monitorowanie mechanizmów bilansowania systemu	28	4.4.1. Rynek OZE	76
1.3.3. Monitorowanie warunków przyłączania podmiotów do sieci	30	4.4.2. Koncesjonowanie	77
1.3.4. Monitorowanie wypełniania obowiązku publikowania przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych informacji dot. połączeń międzysystemowych	30	4.4.3. Wspieranie odnawialnych źródeł energii	77
1.3.5. Monitorowanie bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej	31	4.4.3.1. Wydawanie i umarzanie świadectw pochodzenia	77
1.3.6. Monitorowanie wypełniania przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych ich zadań	33	4.4.3.2. Kontrola realizacji obowiązku zakupu energii	78
1.3.7. Monitorowanie wypełniania przez przedsiębiorstwo energetyczne obowiązków dot. ewidencji księgowej	35	4.4.3.3. Wstępna ocena realizacji obowiązku w 2007 r.	79
1.4. Promowanie konkurencji	35	4.4.3.4. Publikowanie wysokości jednostkowej opłaty zastępczej	79
1.5. Kontrolowanie realizacji obowiązków wynikających z przepisów	43	4.5. Wspieranie źródeł wytwarzających energię elektryczną w wysokosprawnej kogeneracji	79
2. GAZOWNICTWO	44	4.5.1. Publikowanie wysokości jednostkowej opłaty zastępczej	80
2.1. Stan i struktura rynku – ocena Regulatora	44	4.5.2. Kontrola realizacji obowiązku zakupu energii elektrycznej	81
2.1.1. Bilans produkcji, importu i zużycia gazu	44	4.5.3. Wstępna ocena realizacji obowiązku w 2007 r.	81
2.1.2. Stan konkurencji	45	4.6. Kontrola zapasów paliw stałych	82
2.2. Regulacja	46	4.6.1. Kontrole interwencyjne	82
2.2.1. Koncesje	47	4.6.2. Kontrole problemowe	82
2.2.2. Taryfy	48	4.6.3. Postępowania o ukaranie	82
2.2.2.1. Zasady cenotwórstwa	48	4.7. Ustalanie metod kontroli i przygotowanie projektów działań dla poprawy efektywności przedsiębiorstw energetycznych	83
2.2.2.2. Taryfy 2007	50	4.8. Kontrolowanie działalności przedsiębiorstw energetycznych	83
2.2.3. Wyznaczenie operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych	51	4.9. Powoływanie komisji kwalifikacyjnych	85
2.2.4. Udzielanie zgody na budowę gazociągu bezpośredniego	52	4.10. Nakładanie kar pieniężnych	86
2.2.5. Zatwierdzanie planów wprowadzania ograniczeń w poborze paliw gazowych	52	4.11. Rozstrzyganie sporów i skarg dot. spraw innych niż ciepłownictwo	87
2.2.6. Uzgadnianie projektów planów rozwoju gazowniczych przedsiębiorstw sieciowych	52	Część III. UPOWSZECHNIANIE WIEDZY O RYNKU I PRAW KONSUMENTA ENERGII	89
2.2.7. Zatwierdzanie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci	53	1. STATYSTYKA PUBLICZNA	89
2.2.8. Weryfikacja i ustalanie obowiązkowych zapasów paliw gazowych	53	2. DZIAŁALNOŚĆ INFORMACYJNO-PROMOCYJNO-PATRONACKA, UDZIAŁ W KONFERENCJACH	90
2.2.9. Kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców	54	3. DZIAŁALNOŚĆ RZECZNIKA ODBIORCÓW PALIW I ENERGII	92
2.3. Monitorowanie funkcjonowania systemu gazowego	54	Część IV. FUNKCJONOWANIE URZĘDU	
2.3.1. Monitorowanie zasad zarządzania i rozdziału przepustowości połączeń międzysystemowych	54	1. ORGANIZACJA WEWNĘTRZNA URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI	95
2.3.2. Monitorowanie mechanizmów bilansowania systemu gazowego	55	1.1. Departamenty przedmiotowe	95
2.3.3. Monitorowanie wypełniania obowiązku publikowania przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych informacji dot. połączeń międzysystemowych	56	1.2. Jednostki terytorialne	97
2.3.4. Monitorowanie warunków świadczenia usług magazynowania paliw gazowych	57	1.3. Inne jednostki organizacyjne	100
2.3.5. Monitorowanie bezpieczeństwa dostarczania paliw gazowych	57	2. WSPÓŁPRACA Z ORGANAMI ADMINISTRACJI	101
2.3.6. Monitorowanie wypełniania przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych ich zadań	58	3. WSPÓŁPRACA ZE STOWARZYSZENIAMI BRANŻOWYMI I KONSUMENTKAMI	102
2.3.7. Monitorowanie wypełniania przez przedsiębiorstwo energetyczne obowiązków wymienionych w art. 44	59	4. WSPÓŁPRACA Z ZAGRANICĄ	102
2.4. Promowanie konkurencji	59	5. ZATRUDNIENIE I KWALIFIKACJE (SZKOLENIA)	105
2.5. Kontrolowanie realizacji obowiązków wynikających z przepisów	61	6. BUDŻET	106
		7. KONTROLA DZIAŁALNOŚCI PREZESA URE PRZEZ NAJWYŻSZĄ IZBĘ KONTROLI ORAZ MINISTRA GOSPODARKI	107
		8. PROJEKTY FINANSOWANE ZE ŚRODKÓW UNIJNYCH	108
		Część V. SĄDOWA KONTROLA DZIAŁALNOŚCI PREZESA URE	109
		ANEKS 1 – Działalność regulacyjna oddziałów terenowych URE	113
		ANEKS 2 – Wyniki badania dot. niezależności działania OSD	121

Nota copyright © do artykułów zamieszczonych w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki przysługuje autorom tych artykułów.

BIULETYN URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

Wydawca: Urząd Regulacji Energetyki

Adres Redakcji: 00-872 Warszawa, ul. Chłodna 64, tel. (0-22) 661 62 22, faks: (0-22) 661 62 24

Skład i łamanie, organizacja druku i kolportaż: PWP „Gryf” SA, 06-400 Ciechanów, ul. Sienkiewicza 51, tel. (0-23) 672 32 83

Oddano do druku 18 kwietnia 2008 r. Nakład: 1500 egz. ISSN 1506-090X Cena 14 zł (w tym 0% VAT)

Materiały fotograficzne wykorzystano za zgodą właścicieli praw autorskich. Informacji o warunkach prenumeraty udzielamy pod numerem tel. (0-22) 661 62 22

Numer konta bankowego do wpłat za prenumeratę: NBP 0/0 Warszawa 58101010100028732231000000, Urząd Regulacji Energetyki (Biuletyn URE)

www.ure.gov.pl

WPROWADZENIE

Niniejszy dokument zawiera Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, zwanego też Regulatorem, za 2007 r. Podstawowe kwestie, jakie zostały ujęte w Sprawozdaniu, odnoszą się do sposobu realizacji w 2007 r. ustawowych celów Prezesa URE, obowiązku nałożonego na ten organ państwa przez ustawę – Prawo energetyczne¹⁾. Głównym celem jest wdrożenie i nadzorowanie procesu liberalizacji rynku energii, podporządkowanego takim nadrzędnym przesłankom jak bezpieczeństwo energetyczne i wysoka konkurencyjność gospodarki Polski, a także pomyślność Jej obywateli.

Rok 2007 to kolejny już rok zmagania polskiego Regulatora o sprawniejszą ekonomicznie, przyjazną ludziom i środowisku energetykę. Działaniom Prezesa URE nie sprzyjała stabilność prawa energetycznego i poważne opóźnienia w ukazywaniu się towarzyszących mu rozporządzeń.

Ze strony sfery realnej: energetyki i jej rynku, był to rok gruntujący konsolidację w elektroenergetyce, recentralizujący gazownictwo, obserwowalnej na razie w niewielkiej skali, ale koncentracji wśród przedsiębiorstw ciepłowniczych. To był też rok końca limitowania swobody konsumenta energii, 1 lipca wszyscy nabyli prawa do wolnego wyboru sprzedawcy i to nominalne otwarcie rynku wymaga jednak wielu unormowań dodatkowych i zróżnicowanych działań na rzecz przekształcenia w realne.

Był to dla Regulatora rok – w warstwie wewnętrznych uwarunkowań politycznych – szczególny ze względu na zmiany personalne na stanowisku Prezesa URE. Skomplikowana materia regulacyjna: prawna i warsztatowa, została dodatkowo utrudniona koniecznością dostosowań adaptacyjnych.

Stałym punktem odniesienia działań regulacyjnych są uwarunkowania zewnętrzne: obserwacje zjawisk i procesów zachodzących w przekształceniach systemowych i strukturalnych europejskiej energetyki, ze szczególnym uwzględnieniem warsztatowych dokonań w dziedzinie narzędzi i procedur regulacyjnych dwóch stowarzyszeń: CEER i ERGEG.

1) Ramy regulacyjne dla polskiego sektora energii określone zostały w ustawie – Prawo energetyczne, która tworzona była ze szczególnym uwzględnieniem zgodności z prawem Unii Europejskiej, m.in. z Dyrektywą 96/92/WE w sprawie jednolitych zasad rynku energii elektrycznej. Utworzenie organu regulacyjnego sprzyjać miało, między innymi, ujednoliceniu rozwiązań w dziedzinie regulowania energetyki, przyjęciu odpowiednich w tym zakresie standardów UE i tym samym ułatwieniu przedsiębiorstwom energetycznym stosowanych przeobrażeń strukturalno-systemowych. Ustawę uchwalono 10 kwietnia 1997 r. Pod jej „rządami” znajduje się niemal cały, szeroko rozumiany, sektor energetyczny.

Krajowe systemy regulacyjne w UE są ciągle mocno zróżnicowane, mają jednak wspólny mianownik: są to zasady wynikające z dyrektyw energetycznych, rozporządzeń i decyzji. Stosowanie wspólnotowych reguł ma doprowadzić do zdecydowanej konkurencji, chociaż trzeba przyznać, że postęp jest mocno niezadowolający, co rodzi chociażby idee paneuropejskiego regulatora wyposażonego w narzędzia quasi antymonopolowe. Powyższe okoliczności stanowiły stały kontekst działalności regulacyjnej Prezesa URE, która w 2007 r. obejmowała niżej ujęte systematyczne czynności:

- udzielanie bądź cofanie koncesji na działalność energetyczną przedsiębiorstw,
- zatwierdzanie, dokonywanie korekt i kontrolowanie taryf, zwłaszcza w przypadku przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej, ciepła oraz paliw gazowych,
- uzgadnianie projektów planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych,
- OZE i kogeneracja,
- monitorowanie rynków energii i paliw, w tym realizacji zasady dostępu stron trzecich do sieci przesyłowych oraz zachowań operatorów sieci,
- rozstrzyganie sporów związanych z koncesjonowaną działalnością energetyczną, kontrola działalności koncesjonowanych przedsiębiorstw energetycznych oraz nakładanie kar na podmioty nie wywiązujące się ze zobowiązań z tytułu koncesji na działalność energetyczną,
- powoływanie komisji kwalifikacyjnych i kontrola ich działalności,
- działalność informacyjna, promocyjna i popularyzatorska.

Przyniosły one szereg pozytywnych efektów, polegających przede wszystkim na umacnianiu się pożądanых tendencji i zjawisk współkształtowanych w sposób bezpośredni i pośredni przez Prezesa URE. I tak, utrzymano stabilność reguł i czytelność procedur koncesjonowania, co sprzyjało zarówno dostępowi do rynku przez wszystkich zainteresowanych, a spełniających wymagania prawa, jak i dalszemu ich efektywnemu funkcjonowaniu na wybranych rynkach. Nie podlega dyskusji, że relacje między Regulatorem a przedsiębiorstwami energetycznymi ukształtowane zostały według standardów stosowanych na świecie. Na uwagę zasługuje wzmocnienie metodologiczne w procesie uzgodnień z Prezesem URE projektów planów rozwoju. Niewątpliwie będzie to sprzyjać rozwojowi długookresowego bezpieczeństwa energetycznego kraju. Kolejny rok doskonalono proces taryfowania tak, by coraz lepiej równoważyć interesy dostawców i odbiorców energii. Przede wszystkim starano się, i w dużej mierze uży-

skano transparentność i obiektywność procesu zatwierdzania taryf. Było to możliwe m.in. dzięki podejmowaniu działań informacyjnych, przybliżających przedsiębiorstwom energetycznym, zarówno reguły taryfowania, jak i oczekiwania Regulatora, co do koniecznej poprawy efektywności gospodarowania. Istotnym wydarzeniem było wdrożenie nowego modelu ekonometrycznego służącego jakości taryfowania. Rok 2007 był także kolejnym rokiem stopniowego rozwoju konkurencyjnego rynku energii elektrycznej. Pozytywnym zdarzeniem rynkowym zapewne sprzyjały zmiany w regulaminie rynku bilansującego.

Prezentowane Sprawozdanie jest analizą oddziaływania Prezesa URE na przedsiębiorstwa energetyczne, zgodnie z założeniami polityki energetycznej państwa i przepisami zawartymi głównie w ustawie – Prawo energetyczne przy użyciu wszystkich dostępnych mu środków. Przesłanką właściwego postępo-

wania regulacyjnego jest wiedza Regulatora o stanie, strukturze i zmianach w energetyce, jej podsektorach (energii elektrycznej, energii cieplnej, paliw gazowych i paliw ciekłych) oraz sytuacji na rynkach energii. Jej źródłem są informacje gromadzone i przetwarzane w Urzędzie Regulacji Energetyki pochodzące ze sprawozdań statystycznych oraz ze stałego monitorowania funkcjonowania systemów energetycznych. Sprawozdanie obejmuje również działalność informacyjną i współpracę z innymi organami państwa, a także sprawy związane z funkcjonowaniem Urzędu Regulacji Energetyki i jego oddziałów. Obok problemów, które były przedmiotem Sprawozdania z działalności Prezesa URE w poprzednich latach, tegoroczny dokument podejmuje szereg dodatkowych kwestii, związanych z nowymi obowiązkami Regulatora nałożonymi nań przez znowelizowaną ustawę – Prawo energetyczne.

Zapraszamy na stronę internetową Urzędu Regulacji Energetyki

The screenshot shows the homepage of the Energy Regulatory Office (URE) website. At the top, there is a header with the URE logo and name, and a navigation bar with links like 'BIP URE', 'ENGLISH', 'OTWARCIE RYNKU', and 'MAPA SERWISU'. A search bar is located on the left. The main content area features a large banner titled '6 kroków Jak zmienić sprzedawcę energii elektrycznej?' (6 steps How to change electricity supplier?) with a phone number '022 661 62 32'. Below the banner is a section for a social campaign 'BEZPIECZNIEJ Z PRĄDEM' (Safer with electricity). On the left side, there is a vertical menu with various categories like 'Urząd', 'Stanowiska i Komunikaty', 'Prawo', 'Rynek energii elektrycznej', etc. At the bottom, there is a list of recent news items with dates and brief descriptions.

CZĘŚĆ I. USTAWOWE OBOWIĄZKI PREZESA URE

I. Obowiązki i kompetencje Prezesa URE są ściśle związane z polityką, jaką państwo prowadzi wobec energetyki (tzn. warunkami ekonomiczno-politycznymi funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych), koncepcją funkcjonowania rynku oraz wymaganiami zewnętrznymi (obowiązek dostosowania prawa polskiego do prawa Unii Europejskiej). Geneza istnienia niezależnego organu regulacyjnego wynika z charakteru i pozycji monopolistycznych przedsiębiorstw energetycznych, których niekorzystne zachowania dla konsumentów energii należy ograniczać. Rok 2007 był dziesiątym rokiem funkcjonowania Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, jako organu powołanego do realizacji zadania z zakresu regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji, na mocy ustawy z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne¹⁾. Dziesięcioletnie doświadczenie skłania do refleksji nad rozmiarem zadań, których realizacja przypisana jest Prezesowi URE. Obecny katalog zadań jest jednocześnie niewątpliwym dorobkiem legislacyjnym. O skali zmian legislacyjnych ustawy – Prawo energetyczne niech świadczy chociażby fakt, że w tym okresie dwukrotnie ogłaszane były teksty jednolite tej ustawy (w 2003 r. i 2006 r.). Skutkiem niemal każdej nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne było poszerzanie katalogu zadań Prezesa URE.

Obecnie kompetencje Prezesa URE wynikające z art. 23 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne obejmują takie działania jak:

- 1) udzielanie i cofanie koncesji,
- 2) zatwierdzanie i kontrolowanie stosowania taryf paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła pod względem zgodności z zasadami określonymi w art. 44, 45 i 46 tej ustawy, w tym analizowanie i weryfikowanie kosztów przyjmowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne jako uzasadnione do kalkulacji cen i stawek opłat w taryfach,
- 3) ustalanie:
 - a) współczynników korekcyjnych określających projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego oraz zmianę warunków wykonywania przez to przedsiębiorstwo danego rodzaju działalności gospodarczej;
 - b) okresu obowiązywania taryf i współczynników korekcyjnych;

1) Ustawa z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, Nr 104, poz. 708, Nr 158, poz. 1123 i Nr 170, poz. 1217 oraz z 2007 r. Nr 21, poz. 124, Nr 52, poz. 343, Nr 115, poz. 790 i Nr 130, poz. 905).

- c) wysokości uzasadnionego zwrotu z kapitału, dla przedsiębiorstw energetycznych przedkładających taryfy do zatwierdzenia;
- d) maksymalnego udziału opłat stałych w łącznych opłatach za świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji dla poszczególnych grup odbiorców w taryfach dla paliw gazowych i energii, w przypadkach gdy wymaga tego ochrona interesów odbiorców;
- e) jednostkowych opłat zastępczych w odniesieniu do realizacji obowiązku zakupu energii elektrycznej z kogeneracji,
- 4) kontrolowanie wykonania obowiązków w zakresie zakupu energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii oraz kogeneracji,
- 5) uzgadnianie projektów planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych,
- 6) wyznaczanie operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych, systemów magazynowania paliw gazowych, systemów skraplania gazu ziemnego lub operatorów systemu połączanego,
- 7) udzielanie i cofanie zwolnienia z obowiązku świadczenia usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych i energii, magazynowania paliw gazowych, usług transportu paliwa gazowego oraz usług polegających na skraplaniu gazu i regazyfikacji,
- 8) zatwierdzanie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci w zakresie bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi,
- 9) organizowanie i przeprowadzanie przetargów dotyczących:
 - a) wyłaniania sprzedawców z urzędu;
 - b) budowy nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej i realizacji przedsięwzięć zmniejszających zapotrzebowanie na energię elektryczną,
- 10) kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz kontrolowanie na wniosek odbiorcy dotrzymania parametrów jakościowych paliw gazowych i energii elektrycznej,
- 11) kontrolowanie realizacji obowiązków wynikających z przepisów Rozporządzenia 1228/2003/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 26 czerwca 2003 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej (Dz. Urz. WE L 176 z 15.07.2003 r.),
- 11a) kontrolowanie realizacji obowiązków wynikających z przepisów Rozporządzenia 1775/2005/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 28 września 2005 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego (Dz. Urz. UE L 289 z 3.11.2005 r.),

- 12) rozstrzyganie sporów w zakresie odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, umowy sprzedaży, umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw lub energii, umowy o świadczenie usług transportu gazu ziemnego, umowy o świadczenie usługi magazynowania paliw gazowych, umowy o udostępnienie części instalacji do magazynowania paliwa gazowego, umowy o świadczenie usługi skraplania gazu ziemnego oraz umowy kompleksowej, a także w przypadku nieuzasadnionego wstrzymania dostarczania paliw gazowych lub energii,
- 13) nakładanie kar pieniężnych na zasadach określonych w ustawie,
- 14) współdziałanie z właściwymi organami w przeciwdziałaniu praktykom przedsiębiorstw energetycznych ograniczającym konkurencję,
- 15) ustalanie metod kontroli i podejmowanie działań dla poprawy efektywności przedsiębiorstw energetycznych,
- 16) określanie i publikowanie wskaźników i cen wskaźnikowych istotnych dla procesu kształtowania taryf,
- 17) publikowanie informacji służących zwiększeniu efektywności użytkowania paliw i energii,
- 18) zbieranie i przetwarzanie informacji dotyczących przedsiębiorstw energetycznych, w tym obliczanie i ogłaszanie w terminie do 31 marca każdego roku:
 - a) średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji;
 - b) średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym
 - w poprzednim roku kalendarzowym,
- 19) gromadzenie informacji o projektach inwestycyjnych będących w obszarze zainteresowania Unii Europejskiej i przekazywanie ich do Komisji Europejskiej w terminie do 15 kwietnia każdego roku,
- 20) monitorowanie funkcjonowania systemu gazowego i elektroenergetycznego,
- 21) wydawanie świadectw pochodzenia energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii i świadectw pochodzenia z kogeneracji oraz ich umarzanie,
- 22) wykonywanie innych zadań określonych w ustawie lub ustawach odrębnych.

Należy jednak zaznaczyć, że pełny katalog zadań, realizowanych przez Prezesa URE obejmuje kompetencje wynikające z art. 23 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, jak również kompetencje określone w przepisach odrębnych ustaw²⁾.

2) Ustawa z 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych (Dz. U. z 2006 r. Nr 69, poz. 1199, z 2007 r. Nr 35, poz. 217 i Nr 99, poz. 666) oraz ustawa z 16 lutego 2007 r. o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach za-

II. Należy również podkreślić, że w wyniku nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne dotychczasowe zadania były poszerzane o nowe obszary. Dość wspomnieć, że wprowadzona w 2004 r. zmiana polegająca na objęciu obowiązkiem uzyskania koncesji wszystkich przedsiębiorców prowadzących działalność z zakresu obrotu paliwami ciekłymi, spowodowała wzrost liczby udzielanych koncesji o około 7000. Kolejne zmiany polegały na objęciu obowiązkiem uzyskania koncesji działalności w zakresie skraplania gazu ziemnego i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego³⁾. W 2007 r.⁴⁾ obowiązkiem uzyskania koncesji objęte zostały wszystkie przedsiębiorstwa energetyczne prowadzące działalność polegającą na wytwarzaniu energii elektrycznej w kogeneracji, podczas gdy w poprzednim stanie prawnym obowiązek uzyskania koncesji dotyczył przedsiębiorstw wytwarzających energię w źródłach o mocy zainstalowanej przekraczającej 5 MW. Dla zobrazowania narastającej liczby decyzji o udzieleniu koncesji należy wskazać, że w okresie 18 miesięcy od dnia wejścia w życie ustawy (tj. od 5 grudnia 1997 r.), Prezes URE zobowiązany był udzielić koncesji przedsiębiorstwom energetycznym działającym na rynku lub będącym w budowie w dniu wejścia w życie tej ustawy. Koncesji tych wydano 1585, z tego „na wniosek” 931 i „z urzędu” 654 (w wyniku postępowań wszczętych z urzędu w 1998 r.)⁵⁾. Natomiast obecnie liczba koncesjonariuszy wynosi 11 568. Należy podkreślić, że realizacja zadań związanych z koncesjonowaniem działalności energetycznej nie ogranicza się jedynie do wydawania decyzji o udzieleniu koncesji. Koncesjonowanie działalności energetycznej wymusza również działania związane z kontrolowaniem przedsiębiorstw posiadających koncesje np. w zakresie uiszczania opłat koncesyjnych i dotrzymywania warunków koncesji. Podkreślenia również wymaga okoliczność, że liczba decyzji w sprawach koncesji ulega ciąglemu zwiększeniu – ze względu na częste zmiany organizacyjne po stronie przedsiębiorców działających chociażby na rynku paliw ciekłych (tworzenie, przekształcanie i likwidacja podmiotów).

grożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym (Dz. U. Nr 52, poz. 343), a także ustawa z 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz. U. Nr 130, poz. 905).

3) Ustawa z 4 marca 2005 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. Nr 62, poz. 552).

4) Zmiana art. 32 ust. 1 pkt 1 wprowadzona ustawą z 12 stycznia 2007 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne, ustawy – Prawo ochrony środowiska oraz ustawy o systemie oceny zgodności (Dz. U. Nr 21, poz. 124).

5) Dane pochodzą ze Sprawozdania z działalności Prezesa URE w 1999 r.

III. W 2004 r. na mocy nowelizacji⁶⁾ ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE zobowiązany został do wydawania tzw. „świadczeń pochodzenia”, tj. dokumentów potwierdzających wytworzenie energii elektrycznej w odnawialnych źródłach oraz do umarzania tych świadectw w drodze decyzji. W 2007 r. szczególną uwagą objęte zostało monitorowanie i rozliczanie realizacji obowiązków związanych ze świadectwami i opłatami zastępczymi uiszczanymi w wykonaniu obowiązku zakupu energii elektrycznej pochodzącej z odnawialnych źródeł energii.

IV. Istotne zmiany ustawy – Prawo energetyczne, skutkujące znacznym powiększeniem zadań Prezesa URE, zostały wprowadzone nowelizacją ustawy z 2005 r.⁷⁾ Nowelizacja ta dokonywała wdrożenia dwóch dyrektyw dotyczących zasad wspólnego rynku dla energii elektrycznej oraz gazu⁸⁾, a obowiązki, o które poszerzone zostały zadania Prezesa URE, związane są z realizacją zadań wynikających z członkostwa Rzeczypospolitej Polskiej w Unii Europejskiej. Warto w tym miejscu wskazać, że niektóre z przepisów wprowadzonych na mocy tej ustawy nałożyły obowiązki, których realizacja nastąpiła w 2007 r. (np. wyznaczenie operatorów sieci dystrybucyjnych, zgodnie z przepisem tej ustawy nastąpiło w czerwcu 2007 r.). W konsekwencji zmian wprowadzonych ustawą z 2005 r. Prezes URE zobowiązany jest również do wyłonienia sprzedawców z urzędu (przedsiębiorstw, które zobowiązane będą do świadczenia usług kompleksowych odbiorcom w gospodarstwach domowych niekorzystającym z prawa wyboru sprzedawcy).

V. Uchwalona w styczniu 2007 r. kolejna zmiana ustawy⁹⁾ – Prawo energetyczne, implementująca dyrektywę kogeneracyjną¹⁰⁾, poszerzyła zadania Prezesa URE o obowiązki związane z wydawaniem i umarzaniem świadectw pochodzenia energii elektrycznej w kogeneracji. Podobnie jak w przypadku

świadectw pochodzenia energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, zadanie to realizowane jest w drodze decyzji administracyjnych. Również w odniesieniu do tej grupy przedsiębiorstw, w 2007 r. szczególną uwagą objęte zostało monitorowanie i rozliczanie realizacji obowiązków związanych ze świadectwami i opłatami zastępczymi uiszczanymi w wykonaniu obowiązku zakupu energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł kogeneracyjnych.

VI. Rosnące z roku na rok zadania Prezesa URE wynikają nie tylko z kolejnych nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne, ale także z przepisów ustaw odrębnych. I tak, z 1 stycznia 2007 r. weszła w życie ustawa o biokomponentach i biopaliwach ciekłych¹¹⁾. Zgodnie z tą ustawą Prezes URE zobowiązany jest do sporządzania zbiorczego raportu kontrolnego, dotyczącego rynku biokomponentów paliw ciekłych i biopaliw ciekłych przeznaczonego dla ministrów właściwych do spraw: finansów publicznych, gospodarki, rynków rolnych oraz środowiska – w terminie do 75 dni po zakończeniu kwartału. Ponadto, do zadań Prezesa URE należy gromadzenie sprawozdań kwartalnych od wytwórców i producentów, zawierających informacje dotyczące m.in. kosztów wytworzenia poszczególnych biokomponentów. Prezes URE jest również uprawniony do wymierzania kar za niełożenie w terminie sprawozdań kwartalnych przez podmioty zobowiązane.

VII. 7 kwietnia 2007 r. weszła w życie ustawa o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym¹²⁾. W związku z powyższym zadania Prezesa URE poszerzyły się o obowiązki związane z weryfikowaniem informacji o wielkościach obowiązkowych zapasów paliw gazowych przedstawianych przez przedsiębiorstwa wykonujące działalność w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą lub podmioty dokonujące przywozu gazu ziemnego z zagranicy (art. 25 ust. 3). Do kompetencji Prezesa URE należy również ustalanie, w drodze decyzji, wielkości obowiązkowych zapasów gazu ziemnego w przypadku podmiotów rozpoczynających działalność w zakresie przywozu gazu ziemnego (art. 25 ust. 5), a także kontrolowanie przedsiębiorstw wykonujących działalność w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą lub podmio-

6) Ustawa z 2 kwietnia 2004 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. Nr 91, poz. 875).

7) Ustawa z 4 marca 2005 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. Nr 62, poz. 552).

8) Dyrektywy 2003/54/WE dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylającej Dyrektywę 96/92/WE (Dz. Urz. WE L 176 z 15.07.2003 r.) oraz Dyrektywy 2003/55/WE dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającej Dyrektywę 98/30/WE (Dz. Urz. WE L 176 z 15.07.2003 r.).

9) Ustawa z 12 stycznia 2007 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne, ustawy – Prawo ochrony środowiska oraz ustawy o systemie oceny zgodności (Dz. U. Nr 21, poz. 124).

10) Dyrektywa 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 11 lutego 2004 r. w sprawie wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii oraz zmieniającą Dyrektywę 92/42/EWG (Dz. Urz. UE L 52 z 21.02.2004 r.).

11) Ustawa z 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych (Dz. U. z 2006 r. Nr 69, poz. 1199, z 2007 r. Nr 35, poz. 217 i Nr 99, poz. 666).

12) Ustawa z 16 lutego 2007 r. o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym (Dz. U. Nr 52, poz. 343).

tów dokonujących przywozu gazu ziemnego z zagranicy w zakresie wykonania obowiązków utrzymywania obowiązkowych zapasów gazu ziemnego (art. 30 ust. 1). Prezes URE zobowiązany jest również do gromadzenia informacji o zamiarze rozpoczęcia przywozu gazu ziemnego z zagranicy. Informacje gromadzone są od przedsiębiorstw energetycznych prowadzących działalność w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą lub podmiotów dokonujących przywozu gazu ziemnego z zagranicy (art. 25 ust. 6). Do obowiązków Prezesa URE należy także zatwierdzanie corocznych planów ograniczeń, a także kontrolowanie przestrzegania ograniczeń (art. 58 ust. 17 i art. 60 tej ustawy).

VIII. Realizacja uchwalonej w 2007 r. ustawy o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej¹³⁾, w znaczącym stopniu przypisana została Prezesowi URE. Nowe zadania, wynikające z tej ustawy, zamykają się w 21 punktach, do najważniejszych zaliczyć należy kalkulowanie stawki opłaty przejściowej, o której mowa w art. 2 pkt 9 tej ustawy oraz ustalanie w drodze decyzji administracyjnej zaktualizowanej na dany rok kwoty kosztów osieroconych, a także wysokości korekty rocznej kosztów osieroconych dla różnych grup wytwórców. Do obowiązków Prezesa URE należy również wydawanie decyzji w sprawie spełnienia przez jednostkę wytwórczą warunków technicznych określonych

w umowie rozwiązującej umowę długoterminową (art. 40 ust. 1 tej ustawy). Ponadto Prezes URE jest zobowiązany do opracowywania i przedstawiania ministrowi właściwemu do spraw gospodarki corocznego sprawozdania z wykonania zadań, wynikających z ustawy, do 30 kwietnia każdego roku.

IX. Do zadań Prezesa URE należy również przygotowanie wniosków do Komisji Europejskiej o stwierdzenie, że przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się tworzeniem sieci przeznaczonych do świadczenia usług związanych z wytwarzaniem, przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej, gazu lub ciepła lub dostarczaniem energii elektrycznej, gazu lub ciepła do takich sieci lub zarządzaniem takimi sieciami, prowadzi działalność na rynku konkurencyjnym, do którego dostęp nie jest ograniczony (art. 138f ust. 2 ustawy o zamówieniach publicznych¹⁴⁾).

X. Prezes URE po raz pierwszy, rozporządzeniem Rady Ministrów z 22 lipca 2003 r. w sprawie programu badań statystycznych statystyki publicznej na rok 2004, w badaniu 1.44.02 (105) został wskazany jako jeden z podmiotów prowadzących to badanie (w zakresie źródeł odnawialnych i ciepłownictwa). Przeprowadzenie tego badania przewidziane było w programie badań statystycznych na rok 2007. Rozporządzenie Rady Ministrów z 9 października 2007 r. w sprawie programu badań statystycznych statystyki publicznej na rok 2008¹⁵⁾ przewiduje, oprócz przeprowadzenia dotychczasowego badania, dodatkowo realizację badania dotyczącego biokomponentów, paliw ciekłych i biopaliw ciekłych (badanie 1.44.02 (104)).

13) Ustawa z 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz. U. Nr 130, poz. 905).

14) Dz. U. z 2007 r. Nr 223, poz. 1655.

15) Dz. U. z 2007 r. Nr 210, poz. 1521, z późn. zm.

CZĘŚĆ II. REALIZACJA USTAWOWYCH OBOWIĄZKÓW PREZESA URE

1. ELEKTROENERGETYKA

1.1. Stan i struktura rynku – ocena Regulatora

Rok 2007 był okresem wielu znaczących zmian zarówno na rynku energii elektrycznej, w strukturze sektora elektroenergetycznego, jak i w otoczeniu prawnym i regulacyjnym. Przede wszystkim zmieniła się struktura podmiotowa rynku na skutek dokonanej konsolidacji i wyodrębnienia prawnego operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD). Od 1 lipca wszyscy odbiorcy – a więc również najliczniejsza ich grupa, jaką stanowią odbiorcy w gospodarstwach domowych – mogą korzystać z prawa wyboru sprzedawcy. Jednocześnie pozostali oni jedyną grupą, dla której Prezes URE utrzymał ochronę w postaci regulacji cen. Ustawowego rozwiązania doczekał się problem kontraktów długoterminowych. Zaobserwowana skala wzrostu cen energii elektrycznej w obrocie o 3,5% w 2007 r. była zbliżona do poziomu rocznego inflacji. Nie zaobserwowano zasadniczych zmian struktury sprzedaży energii, co wynikało z dominującej strategii kontraktowania energii na cały rok z góry. Dzięki temu ujemne skutki wzrostu koncentracji wytwarzania nie przełożyły się na natychmiastowy wzrost cen.

Mimo łagodnej zimy i niezbyt upalnego lata trzeba odnotować dalszy wzrost krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną, przy jednoczesnym spadku produkcji i braku nowych mocy wytwórczych oddanych do eksploatacji. Znacząco zmniejszył się eksport energii, co wynikało z jego ograniczania ze względu na bezpieczeństwo pracy systemu, a nie z braku zainteresowania handlem transgranicznym. Pojawiły się kolejne niepokojące symptomy świadczące o zbliżaniu się zdolności wytwórczych w krajowym systemie elektroenergetycznym do granicy, po przekroczeniu której deficyt mocy stanie się faktem.

1.1.1. Bilans produkcji, wymiany i zużycia energii elektrycznej

Średnie roczne zapotrzebowanie na moc w 2007 r. wyniosło 21 179 MW i wzrosło o 601 MW, czyli o 2,9% w stosunku do 2006 r. Maksymalne zapotrzebowanie wyniosło 24 611 MW (wystąpiło 18 grudnia o godz. 16:30), a minimalne – 10 561 MW (wystąpiło 5 sierpnia o godz. 5:45).

Zestawienie wybranych danych charakteryzujących pracę elektrowni zawodowych w latach 2006 i 2007 – na podstawie średnich rocznych wartości ze szczytów wieczornych w dniach roboczych – zawiera tabela 1; zwraca uwagę spadek (o 12,4%) mocy jednostek wytwórczych zaliczonych do tzw. pozostałych ubytków (m.in. postoję ze względu na warunki eksploatacyjne). W 2007 r. nastąpił wzrost mocy jednostek wytwórczych (o 17,8%), będących w remontach kapitalnych i średnich. Ponadto, podobnie jak w 2006 r., można zaobserwować wzrost mocy jednostek wytwórczych będących w postojach awaryjnych (o 37,5%), co ma związek ze starzeniem się urządzeń wytwórczych.

Produkcja energii elektrycznej brutto w kraju w 2007 r. kształtowała się na poziomie 159 453 GWh i była niższa o 2,5% w porównaniu do 2006 r. Jej struktura nie uległa zasadniczym zmianom (tabela 2).

Saldo handlowej wymiany energii elektrycznej z sąsiednimi systemami elektroenergetycznymi oraz rzeczywiste przepływy energii zostały przedstawione w tabeli 3.

W 2007 r. można zaobserwować znaczną zmianę salda handlowej wymiany energii elektrycznej z zagranicą, tj. spadek *per saldo* eksportu o ponad 50%. Powyższa sytuacja jest wynikiem spadku eksportu o ok. 47% oraz wzrostu importu o ok. 30% w stosunku do 2006 r. Jednocześnie wystąpiły znacznie

Tabela 1. Elektrownie zawodowe – wybrane aspekty pracy (na podstawie średnich – rocznych wartości ze szczytów wieczornych w dniach roboczych)

Wyszczególnienie	2006 r. [w MW]	2007 r. [w MW]	2007/2006 r. [w %]
Moc osiągalna	32 399	32 612	100,7
Obciążenie	20 885	20 954	100,3
Rezerwy	4 955	4 615	93,1
Remonty kapitalne i średnie	2 684	3 163	117,8
Remonty awaryjne	769	1 057	137,5
Pozostałe ubytki	2 804	2 457	87,6

Źródło: PSE – Operator SA.

Tabela 2. Struktura produkcji energii elektrycznej w 2006 r. i 2007 r.

Segment	Produkcja energii [w GWh]		Dynamika [w %]	Struktura wytwarzania [w %]	
	2006	2007		2006	2007
Produkcja w kraju ogółem	161 859	159 453	98,5	100,0	100,0
z tego:					
– elektrownie zawodowe	153 010	150 669	98,5	94,5	94,5
w tym:					
– elektrownie ciepłone:	150 246	148 024	98,5	98,2	98,2
z tego elektrownie spalające:					
– węgiel kamienny	93 060	90 926	97,7	61,9	61,4
– węgiel brunatny	53 464	51 051	95,5	35,6	34,5
– gaz	2 570	4 411	171,6	1,7	3,0
– współspalanie biomasy	1 151	1 636	142,2	0,8	1,1
– elektrownie wodne	2 764	2 645	95,7	1,8	1,8
– elektrownie przemysłowe	8 260	7 824	94,7	5,1	4,9
z tego:					
– ciepłone	7 583	7 101	93,6	91,8	90,8
w tym: gazowe	195	539	277,1	2,4	6,9
– źródła odnawialne	677	723	106,7	8,2	9,2
– elektrownie niezależne pozostałe	589	961	163,0	0,4	0,6

Źródło: „Informacja statystyczna o energii elektrycznej”, grudzień 2007 r., Agencja Rynku Energii SA.

Tabela 3. Wymiana międzysystemowa energii elektrycznej [w GWh]*

Wyszczególnienie	2003	2004	2005	2006	2007	Dynamika 2007/2006 [w %]	Dynamika 2007/2003 [w %]
Bilans handlowy – saldo	10 161	9 293	11 172	11 014	5 356	48,6	52,7
Eksport	13 222	12 487	14 290	13 434	8 497	63,2	64,3
Import	3 061	3 194	3 119	2 420	3 140	129,8	102,6
Przepływy rzeczywiste							
Wypłynęło z Polski	15 146	14 605	16 188	16 188	13 110	81,0	86,6
w tym do:							
Czech	9 490	9 156	11 167	10 183	9 232	90,7	97,3
Niemiec	282	450	1 046	720	48	6,7	17,0
Słowacji	2 728	2 623	2 792	3 373	3 600	106,7	132,0
Szwecji	2 646	2 376	1 182	1 498	230	15,4	8,7
Wpłynęło do Polski	4 985	5 312	5 002	4 774	7 752	162,4	155,5
w tym z:							
Białorusi	1 226	1 001	874	1 045	0	0,0	0,0
Czech	57	80	63	44	20	45,5	35,1
Niemiec	2 761	3 156	2 264	2 546	4 889	192,0	177,1
Słowacji	0	8	0,320	4	0	0,0	0,0
Szwecji	11	214	817	264	2 211	837,5	20 100,0
Ukrainy	931	853	983	870	631	72,5	67,8

* Dane prezentowane w tabeli obejmują również wymianę międzysystemową na liniach 110 kV: Wólka Dobryńska – Brześć, Mnisztwo – Trzciniec – Ustroń, Boguszów – Porici, Kudowa – Nachod, Pogwizdów – Darkov.

Źródło: URE na podstawie danych PSE – Operator SA.

zwiększone przepływy rzeczywiste energii elektrycznej do Polski z Niemiec oraz Szwecji.

Wśród przyczyn tej sytuacji należy wymienić systematycznie zwiększające się krajowe zapotrzebowanie na energię elektryczną i pojawiające się okresowo

utrudnione możliwości zbilansowania krajowego systemu elektroenergetycznego, w szczególności w godzinach szczytowego zapotrzebowania na energię. Znaczny wzrost importu energii elektrycznej ze Szwecji jest wynikiem interwencyjnych dostaw w celu zbilan-

sowania północnego obszaru Polski i zapobiegania zagrożeniom bezpieczeństwa pracy krajowego systemu elektroenergetycznego. Zmiana salda handlowej wymiany energii elektrycznej była także spowodowana zmniejszeniem eksportowych zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej udostępnianych przez operatora systemu przesyłowego. Jest to m.in. konsekwencją stale rosnących, trudno przewidywalnych, rzeczywistych przepływów energii elektrycznej z systemu niemieckiego będących wynikiem dynamicznie rozwijającej się energetyki wiatrowej na północy tego kraju.

1.1.2. Stan konkurencji

Koncentracja wytwarzania i konsolidacja

W 2007 r. został zrealizowany kolejny etap konsolidacyjny, w którym, zgodnie z dokumentem rządowym *Program dla elektroenergetyki*, utworzono:

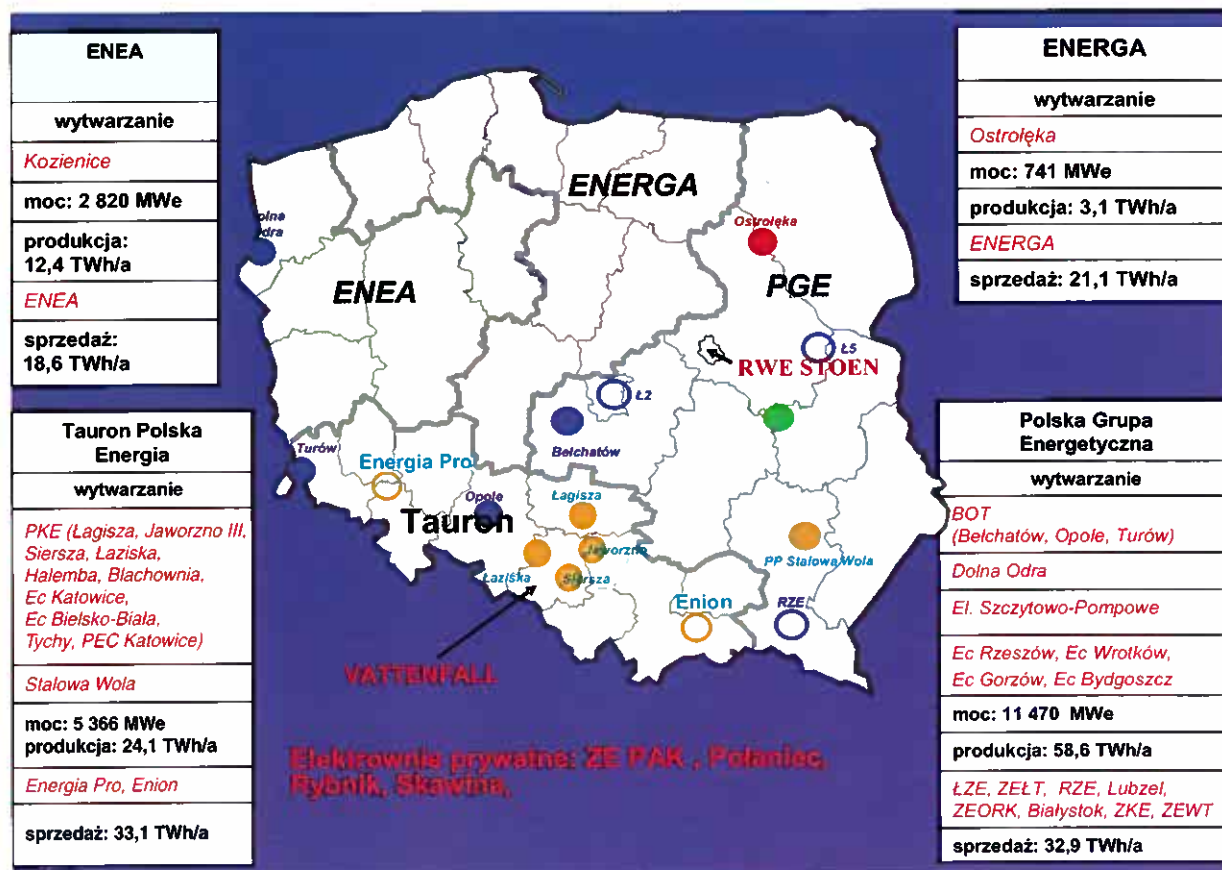
- PGE – Polską Grupę Energetyczną SA, w której skład weszły: PSE SA (po wydzieleniu OSP), BOT SA, Elektrownia Dolna Odra SA oraz Spółki Dystrybucyjne: LUBZEL SA, ZEORK SA, Rzeszowski Zakład Energetyczny SA, Łódzki Zakład Energetyczny SA, Zakład Energetyczny Łódź-Teren SA, Zakład Energetyczny Warszawa-Teren SA, Zamajska Korporacja Energetyczna SA, Zakład Energetyczny Białystok SA,

- Tauron Polska Energia SA, w którego skład weszły: PKE SA, Elektrownia Stalowa Wola SA, EnergiaPro SA, ENION SA,
- ENERGA SA, w której skład weszły: Koncern Energetyczny ENERGA SA i Zespół Elektrowni Ostrołęka SA,
- ENEA SA, w której skład weszły spółki energetyczne ENEA SA i Elektrownia Kozienice.

W wyniku konsolidacji koncentracja na rynku wytwarzania znacznie wzrosła; liczba wytwórców o udziale w rynku powyżej 5% zmalała, a wskaźniki HHI wzrosły do wielkości oznaczających średni poziom koncentracji. Udział w rynku trzech największych producentów po konsolidacji nieznacznie przekroczył 50%, co, na tle krajów UE, jest wielkością poniżej średniej (tabela 4).

Koncentracja sprzedaży

Handel hurtowy energią elektryczną na polskim rynku energii w 2007 r. odbywał się przede wszystkim na podstawie niestandardyzowanych kontraktów bilateralnych (krótko- i średnioterminowych) oraz w ramach KDT. W niewielkim stopniu transakcje zawierane były na Towarowej Giełdzie Energii SA oraz na wirtualnych giełdach energii (tabela 5).



Rysunek 1. Struktura rynku po konsolidacji

Tabela 4. Stan koncentracji podsektora wytwarzania*

Lata	Liczba wytwórców o ponad 5% udziale w rynku (wg mocy osiągalnej) [w szt.]	Udział w rynku trzech największych wytwórców (wg mocy osiągalnej) [w %]	Wskaźnik HHI	
			elektrownie (wg mocy osiągalnej)	elektrownie (wg produkcji faktycznej)
2006	7	45,1	1 024,6	1 347,7
2007**	6	51,7	1 309,6	1 660,2

* Dla 860 podmiotów zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej.

** Prognoza na podstawie wykonania roku 2006.

Źródło: URE.

Tabela 5. Kierunki sprzedaży energii elektrycznej – elektrownie systemowe [w TWh]

Lata	Ogółem	W KDT*	W kontraktach dwustronnych	Na rynku spot	Na rynku bilansującym**	Na rynku terminowym
2003	109,56	51,12	49,55	0,74	8,15	0
2004	120,52	54,48	53,81	1,10	11,13	0
2005	124,43	39,45	71,93	1,05	12,01	0
2006	126,01	47,12	70,70	0,19	7,99	0
2007	123,30	38,88	75,42	0,49	8,51	0

* Segment regulowany.

** Łącznie z tzw. generacją wymuszoną względami systemowymi.

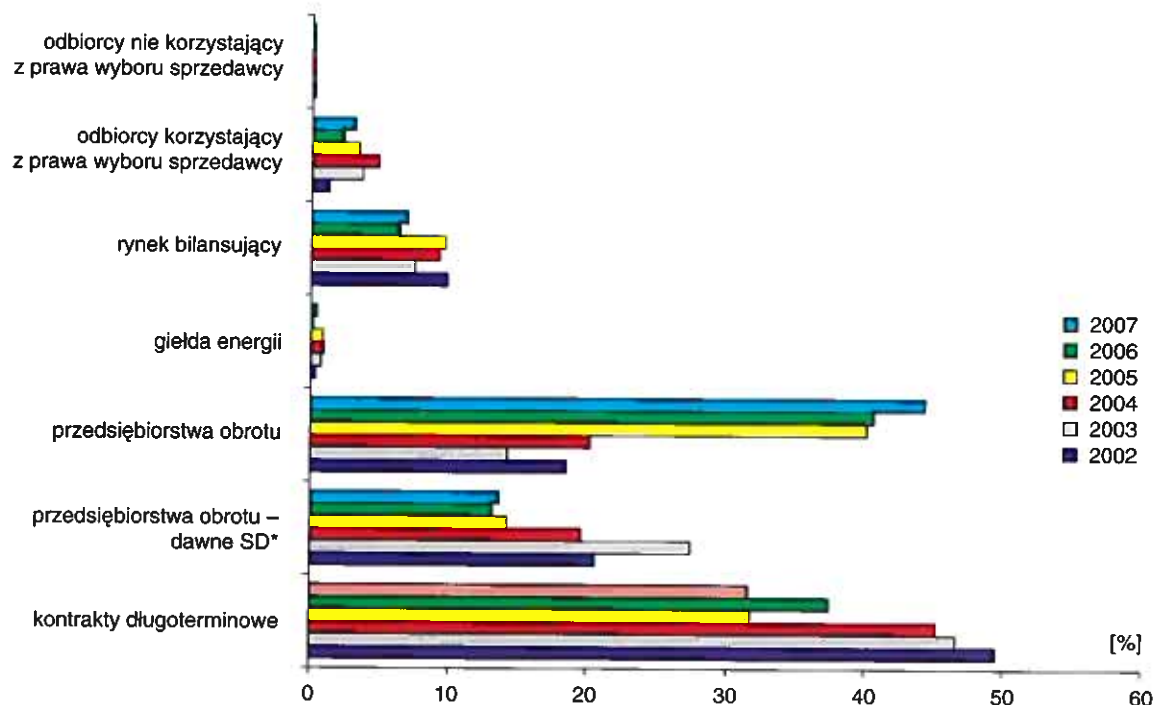
Źródło: URE.

Struktura sprzedaży energii elektrycznej 10 wytwórców systemowych jest przedstawiona na rysunku 2.

Sprzedaż w ramach kontraktów długoterminowych stanowiła w 2007 r. około 31,5% całkowitej sprzedaży wytwórców systemowych. W porównaniu do roku po-

przedniego, wartość ta zmalała o 15,7%. Największy udział miała sprzedaż do spółek obrotu (44,4%).

Największy wzrost sprzedaży realizowanej przez wytwórców systemowych został zaobserwowany w segmentach rynku o niskim udziale, tj. na giełdzie



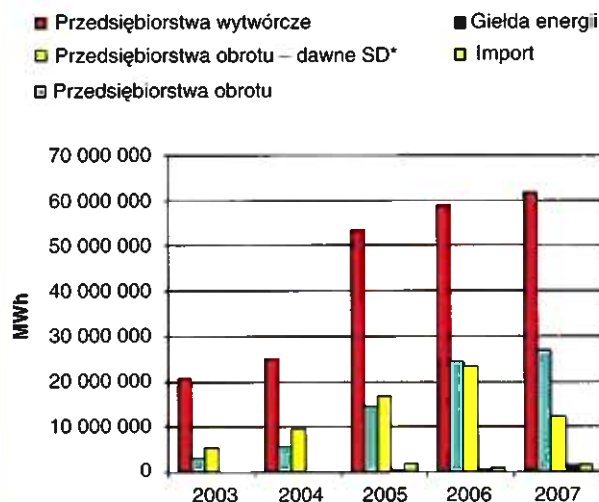
* Do 30.06.2007 r. spółki dystrybucyjne, od 1.07.2007 r. przedsiębiorstwa obrotu pełniące funkcje sprzedawców z urzędu.

Rysunek 2. Struktura sprzedaży wytwórców systemowych (Źródło: URE)

energii – o 157,2% i wśród odbiorców korzystających z prawa wyboru sprzedawcy – o 37,3%.

W URE od kilku lat prowadzone jest badanie funkcjonowania przedsiębiorstw obrotu¹⁾ energią elektryczną. W 2007 r. przebadano 36 jednostek. Ogólnie przedsiębiorstwa obrotu kupiły o 7% więcej energii elektrycznej w porównaniu do roku poprzedniego. Analiza dynamiki zakupu energii w zależności od źródła zakupu wskazuje, że zwiększyły się obroty między przedsiębiorstwami obrotu (wzrost o 10% w porównaniu do roku poprzedniego). Znacznie wzrósł wolumen zakupionej energii na giełdzie energii (wzrost o 131%) i z importu (wzrost o 40%), choć w dalszym ciągu wolumen energii elektrycznej w tych segmentach jest niewielki.

Ilości zakupionej energii w podziale na poszczególne źródła zakupu przedstawia rysunek 3.



* Do 30.06.2007 r. spółki dystrybucyjne, od 1.07.2007 r. przedsiębiorstwa obrotu pełniące funkcje sprzedawców z urzędu.

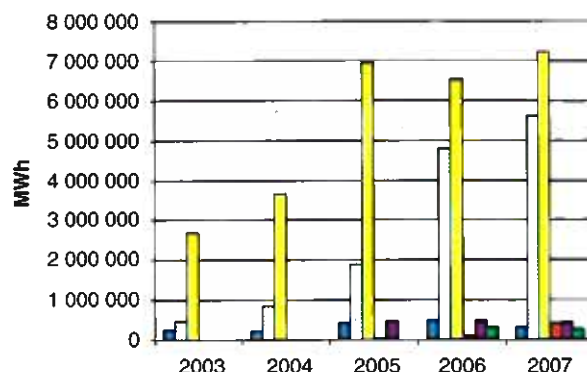
Rysunek 3. Źródła zakupu energii elektrycznej przedsiębiorstw obrotu [w MWh] (Źródło: URE)

Ogółem w 2007 r. ilość energii sprzedanej przez te przedsiębiorstwa wyniosła 116 TWh²⁾, co oznacza wzrost o 7 TWh w porównaniu do roku poprzedniego.

1) W ostatnich latach rozpoczęły działalność obrotu energią elektryczną nowe podmioty. Z tego względu oraz w wyniku istotnego zwiększenia sprzedaży przez kilka przedsiębiorstw wcześniej istniejących, analizie za 2007 r. poddano po raz pierwszy trzy dodatkowe przedsiębiorstwa obrotu. Jedno z analizowanych wcześniej przedsiębiorstw zawiesiło swą działalność. Dodatkowo od 1 lipca 2007 r. w dotychczasowych spółkach dystrybucyjnych doszło do rozdzielenia działalności operatorskiej i obrotu. Z tego powodu monitoringiem objęto dodatkowo 14 spółek obrotu.

2) Należy podkreślić, że częściowo mamy do czynienia z obrotem wielokrotnym energią, dlatego wolumenu energii podlegającej obrotowi nie można rozpatrywać w odniesieniu do całkowitego zużycia energii elektrycznej w kraju.

■ Przedsiębiorstwa obrotu – dawne SD* ■ Eksport (od 2005)
□ Przedsiębiorstwa obrotu ■ Giełda energii
■ Przedsiębiorstwa wytwórcze ■ Odbiorcy końcowi



* Do 30.06.2007 r. spółki dystrybucyjne, od 1.07.2007 r. przedsiębiorstwa obrotu pełniące funkcje sprzedawców z urzędu.

Rysunek 4. Sprzedaż energii elektrycznej przedsiębiorstw obrotu w podziale na grupy odbiorców [w MWh] (Źródło: URE)

Podobnie jak w 2006 r., występowała odsprzedaż energii do przedsiębiorstw wytwórczych, które w ten sposób wywiązują się z zobowiązań umownych, gdy koszt wytwarzania przewyższa koszt zakupu (rysunek 4). Ponadto taka transakcja umożliwia „zaoszczędzenie” własnych pozwoleń na emisję CO₂.

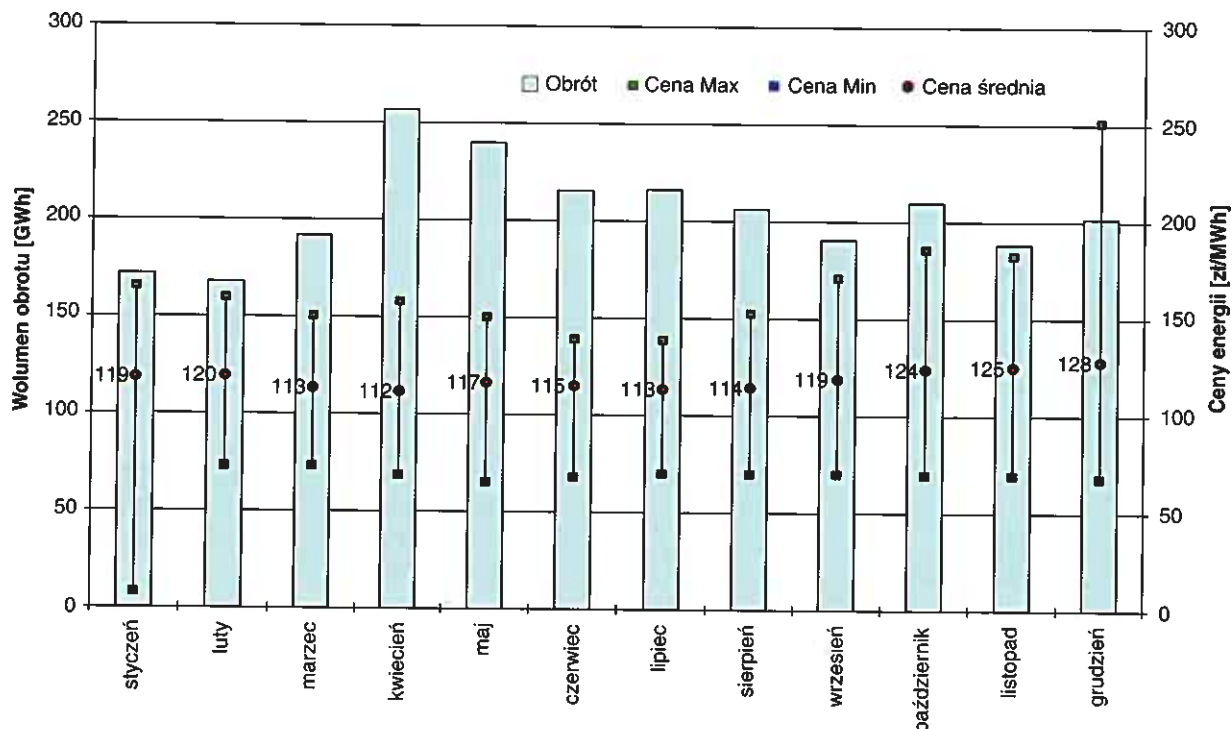
Rola Towarowej Giełdy Energii

Pierwsze transakcje handlowe na giełdzie zawarto 30 czerwca 2000 r. Sytuacja na Towarowej Giełdzie Energii SA (TGE SA) w 2007 r. została przedstawiona na rysunku 5. Transakcje na Rynku Dnia Następnego (RDN) TGE SA stanowiły około 2,2% całkowitej sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych. Jednocześnie wolumen obrotu na tym rynku wzrósł o ok. 47,5% w stosunku do 2006 r.

Należy podkreślić, że transakcje w tym segmencie rynku nadal mają charakter bilansujący (poprawa pozycji przed zamknięciem rynku bilansującego) oraz coraz częściej dotyczą energii szczytowej, tj. pokrywającej popyt w godzinach szczytowego zapotrzebowania na energię elektryczną. Ta druga tendencja stała się widoczna w szczególności w ostatnim kwartale 2007 r. O zwiększonym zapotrzebowaniu na energię w tym okresie, przy dość stabilnej podaży energii, świadczy m.in. gwałtowny wzrost maksymalnych cen energii na TGE SA, które występują w godzinach szczytowego zapotrzebowania.

Głównym czynnikiem mającym wpływ na niski wolumen obrotu energią na giełdzie jest sprzedaż prawie całej energii w kontraktach dwustronnych.

Uczestnicy rynku mogą korzystać również z usług tzw. wirtualnych giełd energii, takich jak: Platforma Ob-



Rysunek 5. Wolumen obrotu i ceny energii elektrycznej na Towarowej Giełdzie Energii SA, 2007 r. (Źródło: URE na podstawie danych Towarowej Giełdy Energii SA)

rotu Energią Elektryczną, Kantor Energii, eSPOT³⁾. Należy przy tym zauważyć, że udział platform tego typu w ogólnym wolumenie obrotu energią elektryczną jest póki co niewielki, mimo, że obecnie może być porównywalny z obrotami na Towarowej Giełdzie Energii SA.

3) Internetowa Platforma Obrotu Energią Elektryczną – poee jest wirtualnym placem handlowym przeznaczonym do zawierania różnego rodzaju transakcji kupna/sprzedaży energii i praw majątkowych dla wszystkich producentów energii, spółek dystrybucyjnych i obrotu, a także dla odbiorców energii korzystających z zasady TPA. Platforma ta stwarza idealne warunki dla graczy, którzy szukają prawdziwie rynkowych zasad handlu energią wspartych na super-nowoczesnej technologii informatycznej.

Kantor Energii – to elektroniczny system handlu energią elektryczną w formie notowań ciągłych na wszystkie 24 godziny dostaw na „dzień do przodu” w sesji porannej i „dwa dni do przodu” w sesji popołudniowej. Wszystkie transakcje kupna i sprzedaży zawierane są pomiędzy Uczestnikiem a JAC EnTra poprzez wybranie przez Uczestnika rodzaju i godziny transakcji i „kliknięcie” na oferowanej przez EnTra cenie.

eSPOT – jest elektroniczną platformą obrotu przeznaczoną dla skonsolidowanych grup zakładów energetycznych. Jej zastosowanie pozwala zminimalizować niezbilansowanie grupy i zmaksymalizować wolumen obrotu oraz umożliwia wygodne i sprawne zawieranie transakcji na rynku SPOT. Celem platformy eSPOT jest tworzenie łatwych i pewnych w eksploatacji mechanizmów tak, aby jak najmniejszy wolumen był bilansowany poza grupą, w stosunku do mechanizmów bardziej kosztownych, jak Giełda Energii czy ostatecznie Rynek Bilansujący. Platforma ta umożliwia także handel z podmiotami spoza grupy konsolidacyjnej. Dzięki temu poszczególne zakłady energetyczne, a docelowo powstałe w ich miejsce organizacje, mogą optymalizować swoje zakupy i sprzedaż energii.

1.1.2.1. Ceny hurtowe energii elektrycznej

Średnie ceny hurtowe wytwórców

Średnia cena energii elektrycznej sprzedanej przez wytwórców w 2007 r. wyniosła 142,79 zł/MWh i była o 3,1% wyższa niż w 2006 r. (tabela 6 na str. 14).

W segmencie kontraktów długoterminowych zanotowano wzrost cen o 4,3% w porównaniu do 2006 r. przy średniej 176,63 zł/MWh. W części rynku podlegającej konkurencji, średnie ceny energii elektrycznej kształtowały się na poziomie 127,20 zł/MWh, czyli wzrosły o 6,7% w stosunku do cen z roku poprzedzającego. Spadek cen zanotowano jedynie w sprzedaży na giełdzie – o 8,5% w stosunku do 2006 r. przy średniej cenie 124,99 zł/MWh. W segmencie sprzedaży do przedsiębiorstw obrotu zaobserwowano wzrost o 7,4%, zaś średnia cena wyniosła 125,32 zł/MWh.

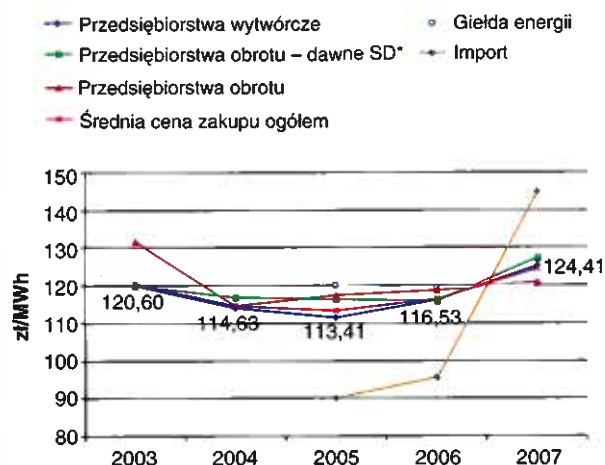
Średnie ceny zakupu w obrocie

Średnie ceny zakupu energii przez przedsiębiorstwa obrotu w 2007 r. (rysunek 6) charakteryzują się tendencją wzrostową (o 7%). Średnia cena zakupu od przedsiębiorstw wytwórczych kształtuje się na poziomie 125,28 zł/MWh i jest wyższa o 9,03 zł/MWh. Nieznacznie wzrosła średnia cena zakupu od innych przedsiębiorstw obrotu i na giełdzie. Największe wzrosty zaobserwowane zostały w imporcie (wzrost o 52%) – i średnia cena wynosi 144,92 zł/MWh. Na giełdzie energii zaobserwowano wzrost o 1%.

Tabela 6. Średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej spółek wytwórczych

Segment	Średnia cena energii elektrycznej [w zł/MWh]					Zmiana [w %]
	2003	2004	2005	2006	2007	2007/2006
Ogółem	143,83	139,08	137,78	138,46	142,79	3,1
W kontraktach długoterminowych	166,68	160,29	183,64	170,69	176,63	3,5
Poza kontraktami długoterminowymi	123,84	118,69	116,44	119,20	127,20	6,7
w tym:						
- sprzedaż do spółek dystrybucyjnych	120,10	118,48	116,97	118,76	127,57	7,4
- sprzedaż do przedsiębiorstw obrotu	118,48	112,57	111,23	116,65	125,32	7,4
- sprzedaż energii na giełdzie	114,80	113,42	117,38	136,60	124,99	- 8,5
- sprzedaż energii na Rynku Bilansującym	153,67	133,68	135,62	133,24	132,83	- 0,3

Źródło: URE.



* Do 30.06.2007 r. spółki dystrybucyjne, od 1.07.2007 r. przedsiębiorstwa obrotu pełniące funkcje sprzedawców z urzędu.

Rysunek 6. Średnie ceny zakupu energii elektrycznej w obrocie wg źródeł zakupu [w zł/MWh] (Źródło: URE)

1.1.2.2. Ceny na rynku detalicznym

Średnie ceny detaliczne wytwórców

W 2007 r. sprzedaż w segmencie odbiorców uprawnionych do korzystania z prawa wyboru sprzedawcy (TPA) wzrosła o 10,8% (tabela 7).

Średnie ceny sprzedaży energii w obrocie

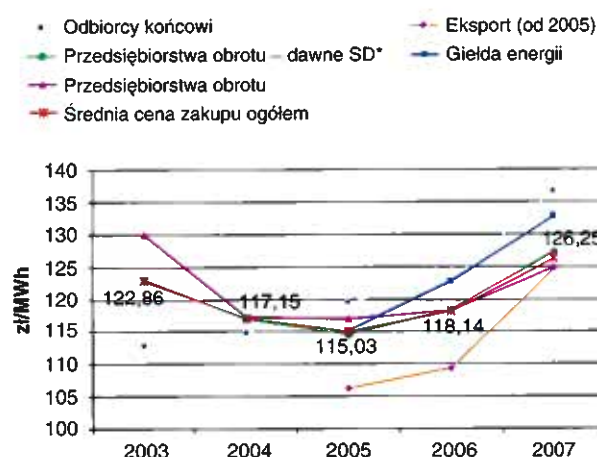
Średnia cena sprzedaży energii elektrycznej w 2007 r. do odbiorców końcowych wynosiła 136,53 zł/MWh.

Tabela 7. Średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej 10 wytwórców odbiorcom TPA i pozostałym odbiorcom końcowym

Segment	Średnia cena energii elektrycznej [w zł/MWh]					Zmiana [w %]
	2003	2004	2005	2006	2007	2007/2006
sprzedaż energii odbiorcom korzystającym z prawa wyboru sprzedawcy	112,66	116,65	119,60	125,16	138,62	10,8
sprzedaż energii innym odbiorcom finalnym	164,14	161,70	166,32	168,87	173,84	2,9

Źródło: URE.

Najniższa średnia cena występowała przy sprzedaży do przedsiębiorstw wytwórczych i wynosiła 118,84 zł/MWh. Średnia cena sprzedaży pomiędzy przedsiębiorstwami obrotu wynosiła 125,00 zł/MWh.



* Do 30.06.2007 r. spółki dystrybucyjne, od 1.07.2007 r. przedsiębiorstwa obrotu pełniące funkcje sprzedawców z urzędu.

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

1.2. Regulowanie elektroenergetyki

Podstawowym zadaniem Prezesa URE jest prowadzenie działań regulacyjnych przy pomocy takich narzędzi jak: koncesjonowanie, uzgadnianie projektów planów rozwoju, zatwierdzanie taryf dla energii elektrycznej, zatwierdzanie planów ograniczeń w po-

borze energii elektrycznej, zatwierdzanie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci, wyznaczanie operatorów sieci dystrybucyjnej i przesyłowej. Regulacja działalności podmiotów gospodarczych funkcjonujących na rynku energii polega na stymulowaniu, nadzorowaniu i kontroli zachowań wspomnianych podmiotów gospodarczych w ramach istniejących szczegółowych uregulowań prawnych i instytucjonalnych. Regulacja jest formą ingerencji w swobodę gospodarczą w celu ograniczania praktyk monopolistycznych, które mogą być stosowane przez przedsiębiorstwa funkcjonujące w warunkach monopolu naturalnego.

1.2.1. Koncesje

Koncesjonowanie działalności jest typową formą regulacji administracyjnej, umożliwiającą zarówno kontrolę wejścia przedsiębiorstw na rynek, jak i kontrolę sposobów działania koncesjonariuszy na rynku.

Na podstawie doświadczeń polskiej praktyki regulacyjnej można stwierdzić, że koncesja nie stała się instrumentem utrudniającym lub wręcz zamykającym dostęp do rynku. Proces koncesyjny przebiega w warunkach równoprawnego traktowania podmiotów ubiegających się o koncesję i nie dyskryminuje żadnego przedsiębiorstwa. Z kolei wypracowana i wdrożona procedura koncesjonowania umożliwia zainteresowanym podmiotom prowadzenie nieskrępowanej i efektywnej działalności w sektorze energetycznym.

Uzyskania koncesji wymaga wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie (art. 32 Prawa energetycznego⁴):

- wytwarzania energii elektrycznej, z wyłączeniem: wytwarzania energii elektrycznej w źródłach o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nieprzekraczającej 50 MW niezaliczonych do odnawialnych źródeł energii lub do źródeł wytwarzających energię elektryczną w kogeneracji,
- przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej,
- obrotu energią elektryczną, z wyłączeniem: obrotu energią elektryczną za pomocą instalacji o napięciu poniżej 1 kV będącej własnością odbiorcy oraz obrotu energią elektryczną dokonywanego na giełdach towarowych przez towarowe domy maklerskie prowadzące działalność maklerską w zakresie obrotu towarami giełdowymi na podstawie ustawy z 26 października 2000 r. o giełdach towarowych.

Koncesję może otrzymać – zgodnie z art. 33 ust. 1 Prawa energetycznego – przedsiębiorca mający 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. Przedsiębiorca musi dysponować środkami finansowymi w wielkości gwarantującej prawidłowe wykonywanie działalności, bądź jest w stanie udokumentować możliwość ich pozyskania, mieć możliwości techniczne adekwatne do zakresu działań, zatrudniać osoby o właściwych kwalifikacjach zawodowych (art. 54 Prawa energetycznego). Po spełnieniu tych warunków oraz uzyskaniu decyzji o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu, zgodnie z odrębnymi przepisami otrzyma koncesję.

W 2007 r. istotną sprawą było *udzielenie koncesji* podmiotom utworzonym na skutek restrukturyzacji prawnej dotychczasowych elektroenergetycznych spółek dystrybucyjnych. W zależności od koncepcji ich zarządów, na wypełnienie nakazu prawnego wyodrębnienia działalności operatorskiej⁵ powstało 10 nowych spółek zajmujących się dystrybucją energii elektrycznej⁶, które uzyskały koncesje na działalność OSD. W tej sytuacji dotychczasowym spółkom wykonującym już tylko działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną cofnięto koncesje na dystrybucję energii elektrycznej. Natomiast w przypadku czterech spółek zostały udzielone koncesje na obrót energią elektryczną.

W ramach przyporządkowania działalności koncesyjnej OSD spółkom również wydano cztery decyzje zmieniające udzielone koncesje w związku ze zweryfikowanym obszarem działania spółek, tj. nazw województw, gmin i miast.

Koncesje w zakresie energii elektrycznej są udzielane, zgodnie z regulaminem organizacyjnym URE, zarówno w centrali, jak i oddziałach terenowych (OT). Poniższe informacje dotyczą działalności regulacyjnej prowadzonej w centrali Urzędu w zakresie koncesjonowania działalności energetycznej, natomiast działalność regulacyjna OT została szczegółowo opisana w Aneksie 1 do Sprawozdania.

Ogółem w 2007 r. wpłynęło 151 wniosków o udzielenie koncesji w zakresie energii elektrycznej, które zostały złożone przez 140 przedsiębiorców. Natomiast o udzielenie promesy koncesji w 2007 r. wystąpiło 31 przedsiębiorców. W 2007 r. Prezes URE udzielił 129 koncesji w zakresie energii elektrycznej.

Na koniec grudnia 2007 r. ważne koncesje (w liczbie 1344) posiadało 1081 przedsiębiorstw wykonujących koncesjonowaną działalność gospodarczą

4) W zakresie, w jakim kwestie dotyczące koncesjonowania nie znalazły bezpośredniego uregulowania w Prawie energetycznym, odpowiednio stosuje się ustawę z 2 lipca 2004 r. o swobodzie działalności gospodarczej (Dz. U. z 2007 r. Nr 155, poz. 1095 z późn. zm.).

5) Na podstawie art. 9d ust. 1 Prawa energetycznego oraz Dyrektywy 2003/54/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 26 czerwca 2003 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej.

6) W celu zapewnienia możliwości realizacji zadań operatora systemu dystrybucyjnego nowopowstałe spółki zostały wyposażone przez spółki dystrybucyjne w niezbędne ku temu środki (majątek i zasoby ludzkie), które stanowią przedsiębiorstwo w rozumieniu art. 55¹ Kodeksu cywilnego.

w zakresie energii elektrycznej (ogółem URE), w tym 493 ważne koncesje posiadały 324 przedsiębiorstwa wykonujące koncesjonowaną działalność gospodarczą w zakresie energii elektrycznej inną niż wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach odnawialnych⁷⁾.

W 2007 r. wydano również 160 decyzji zmieniających udzielone koncesje w zakresie energii elektrycznej. Zmiany udzielonych koncesji podyktowane były przede wszystkim:

- wnioskiem strony o rozszerzenie lub zawężenie zakresu udzielonych koncesji w związku z przejęciem lub przekazaniem, wyłączeniem lub modernizacją składników majątku służącego prowadzeniu działalności koncesjonowanej,
- wprowadzeniem technologii współspalania przy wytwarzaniu energii elektrycznej,
- zmianą nazwy lub siedziby koncesjonariusza,
- przedłużeniem okresu obowiązywania koncesji (art. 39 Prawa energetycznego).

W URE prowadzi się też sprawdzian koncesjonowanej działalności, tj. jak realizowane są warunki udzielonych przedsiębiorcom koncesji. I tak, w związku z trwałym zaprzestaniem wykonywania działalności gospodarczej lub niepodjęciem działalności objętej koncesją, w 2007 r. cofnięto 43 koncesje dla 31 przedsiębiorców (art. 41 ust. 2 Prawa energetycznego). Ponadto dwóm przedsiębiorcom została cofnięta koncesja w związku z naruszeniem przez nich warunków koncesji na obrót energią elektryczną (na podstawie art. 41 ust. 3 Prawa energetycznego). Przedsiębiorcy ci nie wykonali ciążącego na nich obowiązku wnoszenia corocznych opłat do budżetu państwa z tytułu posiadania koncesji udzielonych przez Prezesa URE. Zaległości ww. przedsiębiorców w związku z niepłaconiem opłaty koncesyjnej obejmowały okres dwóch lat.

Nie wszystkie wnioski przedsiębiorców o udzielenie koncesji są akceptowane przez Regulatora. W przypadku, kiedy wnioskodawca nie spełnia wymaganych przepisami warunków, Prezes URE odmawia takiemu przedsiębiorcy udzielenia koncesji.

Ponadto, zgodnie z art. 38 ustawy – Prawo energetyczne, udzielenie koncesji może być uzależnione od złożenia przez wnioskodawcę zabezpieczenia majątkowego w celu zaspokojenia roszczeń osób trzecich, mogących powstać wskutek niewłaściwego prowadzenia działalności objętej koncesją, w tym szkód w środowisku.

Podstawą uzależnienia udzielenia koncesji od złożenia przez wnioskodawcę zabezpieczenia majątkowego jest ustalenie, w toku postępowania administracyjnego, że prowadzona przez niego działalność objęta koncesją może spowodować powstanie roszczeń osób trzecich, wynikających z niewłaściwego prowadzenia działalności. Ze względu na zamierzony zakres działalności roszczenia takie mogą dotyczyć wysokich kwot. Decyzja o konieczności złożenia przez wnioskodawcę zabezpieczenia majątkowego jest podejmowana na podstawie analizy jego sytuacji finansowej oraz zamierzonego zakresu działalności objętej koncesją.

W 2007 r. w przypadku energii elektrycznej wydano trzy decyzje o odmowie udzielenia koncesji. Ze względu na fakt, że przedsiębiorcy ci nie dysponowali środkami finansowymi wystarczającymi dla zaspokojenia ewentualnych roszczeń, Prezes URE uzależnił (art. 38 Prawa energetycznego) udzielenie koncesji ww. przedsiębiorcom od złożenia zabezpieczenia majątkowego. Przyczynami odmów udzielenia koncesji były:

- niewłaściwa forma zabezpieczenia majątkowego,
- niezłożenie w wymaganym terminie zabezpieczenia majątkowego,
- ustalenie braku wiarygodności gwaranta.

Zestawienie koncesji ważnych na koniec 2007 r. zawiera tabela 8.

Tabela 8. Energia elektryczna – liczba koncesji ogółem

Zakres działalności	Koncesje ważne na koniec 2007 r.	W tym udzielone w 2007 r. centrala + OT
Wytwarzanie	818	85 + 25
Przesyłanie lub dystrybucja	207	16 + 12
Obrót	319*	28** + 12
Razem	1344	129 + 49

* W tym 14 decyzji o udzielenie koncesji dla podmiotów z zagranicy.

** W tym 3 decyzje o udzieleniu koncesji dla podmiotów z zagranicy.

Źródło: URE.

1.2.2. Taryfy dla energii elektrycznej

Taryfa dla energii elektrycznej jest zbiorem cen i stawek opłat oraz warunków ich stosowania, opracowanym przez przedsiębiorstwo energetyczne i wprowadzonym jako obowiązujący dla określonych w nim odbiorców. Proces zatwierdzania taryfy odbywa się poprzez szczegółową analizę wniosku taryfowego podczas postępowania administracyjnego, a zakończony zostaje wydaniem przez Prezesa URE decyzji

7) Różnica pomiędzy liczbą koncesjonowanych przedsiębiorstw a liczbą udzielonych/ważnych koncesji wynika z faktu, iż jedno przedsiębiorstwo może wykonywać kilka rodzajów koncesjonowanej działalności energetycznej. W związku z tym jedno przedsiębiorstwo może posiadać kilka koncesji na różne rodzaje działalności energetycznej. Przykładowo, w przypadku działalności w zakresie energii elektrycznej jedno przedsiębiorstwo może posiadać koncesje na wytwarzanie, dystrybucję i obrót.

taryfowej⁸⁾. Jest to jedno z najważniejszych narzędzi regulacji, będących w kompetencjach Prezesa URE, działającego w procesie zatwierdzania taryfy jako substytut mechanizmu rynkowego; jest narzędziem równoważenia sprzecznych w swej istocie interesów danego przedsiębiorstwa energetycznego i jego odbiorców. Podstawą metodologiczną regulacji w taryfowaniu przedsiębiorstw zajmujących się dystrybucją energii taryfowej jest wykorzystywany model regulacji bodźcowej z elementami analizy porównawczej, natomiast taryfa dla operatora systemu przesyłowego jest ustalana na podstawie metody kosztowej⁹⁾.

Zatwierdzanie taryfy dla operatora systemu przesyłowego PSE – Operator SA

W procesie zatwierdzania taryfy dla PSE – Operator SA stosowana była – podobnie jak w latach ubiegłych – metoda kosztowa¹⁰⁾.

Wniosek PSE – Operator SA o zatwierdzenie taryfy na 2008 r., opracowany wstępnie jedynie w zakresie kosztowym, został złożony przez przedsiębiorstwo w sierpniu.

Istotne przesłanki prawne taryfowania zawarte zostały w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z 2 lipca 2007 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną¹¹⁾, które wprowadziło szereg nowych uregulowań dotyczących m.in. sposobu kalkulacji stawek opłat przesyłowych. Gruntowne zmiany dotyczyły zasad wyznaczania mocy umownych dla odbiorców będących operatorami systemów dystrybucyjnych stanowiących podstawę kalkulacji składnika stałego stawki sieciowej oraz sposobu określania nośnika stawki opłaty systemowej. Nowe przepisy rozszerzyły bowiem obowiązek partycypacji w kosztach utrzymania systemowych standardów jakości i niezawodności bieżących dostaw energii elektrycznej na wszystkich zużywających energię odbiorców końcowych, korzystających z krajowego systemu elektroenergetycznego.

Zmiana rozporządzenia taryfowego z 31 października 2007 r. miała istotne znaczenie z punktu widzenia kształtowania taryfy PSE – Operator SA, którego przepisy utrzymały w mocy sposób kalkulacji, a w rezultacie wysokość składnika wyrównawczego stawki systemowej przyjętego w taryfie zatwierdzonej na 2007 r. Powodem przyjęcia takiego rozwiązania były postanowienia art. 60 ust. 1 i 2 ustawy o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej¹²⁾, iż składnik wyrównawczy stawki systemowej pobierany będzie od odbiorców jedynie do 31 marca 2008 r.

Znaczące zmiany przepisów regulujących proces kształtowania taryf uniemożliwiły pozyskanie przez PSE – Operator SA, na etapie przedkładania do URE wniosku o zatwierdzenie taryfy, wszystkich danych dotyczących planowanych na 2008 r. ilości energii stanowiących podstawę kalkulacji stawek opłat przesyłowych. Wobec tego, postępowanie taryfowe opierało się przez pewien czas na weryfikacji jedynie wielkości kosztowych.

Kompletny wniosek zawierający skalkulowane stawki opłat uwzględniające zebrane przez PSE – Operator SA od odbiorców usług przesyłowych prognozowane wielkości energii, złożony został pod koniec października 2007 r.

Czwarta taryfa PSE – Operator SA została zatwierdzona decyzją Prezesa URE 17 grudnia 2007 r. na okres 12 miesięcy, rozpoczynający się 1 stycznia 2008 r.

Przychód wynikający z zatwierdzonej taryfy PSE – Operator SA uległ podwyższeniu w stosunku do przychodu uznanego za uzasadniony w taryfie obowiązującej w 2007 r. o 0,5%, co wynika ze zwiększenia kosztów różnicy bilansowej (będącego efektem zarówno wzrostu wolumenu, jak i wzrostu ceny zakupu energii na ten cel), nieznacznego wzrostu kosztów składnika jakościowego oraz obniżonych kosztów stałych działalności OSP.

Zatwierdzanie taryf dla operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD)

W 2007 r. prowadzone były w URE prace zmierzające do wprowadzenia od 1 stycznia 2008 r. nowego okresu regulacji dla przedsiębiorstw sektora dystrybucji. Ponadto w procesie taryfowania trzeba było uwzględnić postępującą konsolidację i zmienioną konfigurację podmiotową sektora¹³⁾. Ostateczny kształt

8) Taryfa powinna być zgodna z przepisami ustawy – Prawo energetyczne, bowiem stwierdzenie przez Regulatora niezgodności w zakresie art. 44–46 Prawa energetycznego może stanowić podstawę odmowy zatwierdzenia taryfy.

9) Więcej w Sprawozdaniu z działalności Prezesa URE w 2006 r., Biuletyn URE nr 3/2007, str. 82.

10) Ten typ regulacji, opierający się na kosztach historycznych bądź aktualnie ponoszonych, wykorzystujący sprawozdania statystyczne jest w chwili obecnej jedynym możliwym rozwiązaniem w przypadku taryfowania jedynego w kraju przedsiębiorstwa pełniącego funkcję Operatora Systemu Przesyłowego.

11) 2 sierpnia 2007 r. weszło w życie rozporządzenie Ministra Gospodarki z 2 lipca 2007 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz. U. Nr 128, poz. 895), zmienione następnie rozporządzeniem Ministra Gospodarki z 31 października 2007 r. (Dz. U. Nr 207, poz. 1498), które zaczęło obowiązywać od 9 listopada 2007 r.

12) Ustawa z 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz. U. Nr 130, poz. 905).

13) 1 lipca 2007 r., zgodnie z wytycznymi Dyrektywy 2003/54/WE dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz przepisami ustawy – Prawo energetyczne, nastąpiło prawne wyodrębnienie, ze struktur przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo, operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD).

zatwierdzonych na 2008 r. taryf w zakresie dystrybucji, był również wynikiem znowelizowania tzw. rozporządzenia taryfowego Ministra Gospodarki¹⁴⁾.

Prezes URE – wykorzystując uprawnienie Regulatora do stosowania metod porównawczych oceny efektywności przedsiębiorstw energetycznych wykonujących w zbliżonych warunkach działalność gospodarczą tego samego rodzaju (art. 47 ust. 2 Prawa energetycznego) – podjął decyzję o kontynuacji dotychczasowej metodologii taryfowania, opartej na idei regulacji pułapowej. Jej istotą jest wyznaczanie kwoty przychodów na dany rok okresu regulacji, na podstawie której przedsiębiorstwo ustala w taryfie stawki opłat. Tak więc, w procesie zatwierdzania I taryf OSD na 2008 r., do oceny uzasadnionego poziomu kosztów operacyjnych, strat sieciowych oraz nakładów inwestycyjnych – analogicznie jak w latach ubiegłych – wykorzystano metody analizy porównawczej.

Przygotowując proces zatwierdzania taryf w 2007 r. przyjęto założenie, iż wraz z rozpoczęciem nowego okresu regulacji, tj. 1 stycznia 2008 r., zostanie wprowadzony nowy model ekonometryczny, który umożliwi określenie uzasadnionego poziomu kosztów operacyjnych dla 14 przedsiębiorstw sektora dystrybucji. Konieczność wprowadzenia nowego modelu ekonometrycznego do oceny efektywności operacyjnej wynikała przede wszystkim ze zmian organizacyjnych, jakie zaszły w sektorze. Konsolidacja przedsiębiorstw spowodowała nie tylko zmniejszenie liczby przedsiębiorstw dystrybucyjnych z 33 do 14, lecz również zwiększyła różnice pomiędzy największymi i najmniejszymi podmiotami, co w praktyce uniemożliwiło stosowanie dotychczasowego modelu.

Prace nad modelem prowadzone były od początku 2007 r. Z uwagi na złożoność problematyki, Prezes URE zwrócił się do przedsiębiorstw sektora dystrybucji z prośbą o przedstawienie propozycji w tym zakresie, jednakże udzielone odpowiedzi nie pozwoliły zarówno na korektę dotychczas stosowanego modelu, jak również na budowę nowego. Wobec tego, Prezes URE zlecił opracowanie modelu efektywności kosztów operacyjnych zewnętrznym ekspertom z ekonometrii¹⁵⁾. Szczegółowy opis wszystkich modeli wykorzystanych w procesie taryfowania OSD w 2007 r. został zawarty w dalszej części Sprawozdania.

Założenia teoretyczne modeli, a następnie wyniki ich praktycznego zastosowania w ocenie efektywności operacyjnej sektora dystrybucji, zostały zapre-

zentowane przedsiębiorstwom regulowanym, a następnie poddane dyskusji.

Prace przygotowawcze do procesu taryfowania zostały zakończone opublikowaniem wytycznych do kalkulacji I taryf dla OSD, w których Prezes URE zapowiedział wprowadzenie od 1 stycznia 2008 r. trzyletniego okresu regulacji, w odniesieniu do modelowych wielkości kosztów operacyjnych, wyznaczonych z wykorzystaniem wspomnianego wcześniej modelu ekonometrycznego. Wprowadzenie kilkuletniego okresu regulacji oznacza w istocie pewną stabilizację przyjmowanych założeń do kalkulacji kolejnych taryf.

17 i 18 grudnia 2007 r. Prezes URE zatwierdził I taryfę dla 14 operatorów systemów dystrybucyjnych na okres 12 miesięcy, rozpoczynający się 1 stycznia 2008 r.

W wyniku zatwierdzenia taryf dla OSD nastąpił wzrost stawek opłat dystrybucyjnych dla odbiorców końcowych średnio o 1,46%¹⁶⁾. (W zależności od obszaru kraju wzrost ten ukształtował się w przedziale od spadku 1,97% do wzrostu 6,56%.) Do podstawowych czynników sprawczych wzrostu średnich stawek opłat dystrybucyjnych należy zaliczyć:

- a) wzrost kosztów operacyjnych (pomimo zastosowania modelu ekonometrycznego) wynikający ze zwiększenia skali działania przedsiębiorstw dystrybucyjnych,
- b) wzrost cen towarów i usług (PPI),
- c) potrzebę zapewnienia przedsiębiorstwom sieciowym wynagrodzenia majątku zaangażowanego w działalność koncesjonowaną,
- d) konieczność zwiększenia amortyzacji na odtworzenie przeszacowanego – w wyniku wyodrębnienia OSD – majątku tych przedsiębiorstw.

W odniesieniu do poszczególnych, wybranych grup odbiorców, średnie stawki dystrybucji energii elektrycznej zmieniły się w następującym przedziale:

- A23: od wzrostu 4,50% do spadku –1,98%;
- B23: od wzrostu 5,55% do spadku –2,42%;
- C22a: od wzrostu 7,45% do spadku –7,38%;
- C22b: od wzrostu 7,15% do spadku –4,23%;
- C11: od wzrostu 7,46% do spadku –7,29%;
- C12a: od wzrostu 6,87% do spadku –5,59%;
- C12b: od wzrostu 6,69% do spadku –4,05%;
- G11: od wzrostu 7,05% do spadku –2,76%;
- G12: od wzrostu 6,74% do spadku –2,90%.

Taki stan rzeczy jest skutkiem jednoczesnego oddziaływania wielu czynników, z różną siłą wpływających na wzrost lub spadek opłat w poszczególnych spółkach. Spośród najważniejszych wymienić należy:

16) Biorąc pod uwagę, że przewidywany w ustawie budżetowej na 2008 r. średnioroczny wskaźnik inflacji wynosi 2,3%, powyższy wzrost nominalny oznacza w istocie spadek jednostkowego kosztu dostarczania energii elektrycznej do odbiorców.

14) 2 sierpnia 2007 r. weszło w życie rozporządzenie Ministra Gospodarki z 2 lipca 2007 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz. U. Nr 128, poz. 895), zmienione następnie rozporządzeniem Ministra Gospodarki z 31 października 2007 r. (Dz. U. Nr 207, poz. 1498), które zaczęło obowiązywać od 9 listopada 2007 r.

15) Byli to: prof. Jacek Osiewalski oraz dr Renata Wróbel-Rotter z Uniwersytetu Ekonomicznego w Krakowie.

- nierównomierny udział poszczególnych spółek dystrybucyjnych w korzystaniu z dostaw energii z sieci przesyłowej, co powoduje, że zmiana taryfy przesyłowej w różnym stopniu wpływa na wynikowe stawki w taryfach OSD,
- ogólny wzrost zużycia energii w zróżnicowany sposób rozkłada się w poszczególnych spółkach, co powoduje, że koszty stałe działalności dystrybucyjnej rozkładają się na zróżnicowaną podstawę,
- zróżnicowanie wartości majątku (mimo jednakowego procentowego wynagrodzenia kapitału) przy niejednakowych wielkościach dostawy, co powoduje nie tylko zróżnicowanie stawek dystrybucyjnych pomiędzy spółkami, ale także różną dynamikę ich zmian.

Na koniec warto podkreślić, że wzrost opłat w taryfach zatwierdzonych przez Prezesa URE jest znacząco niższy niż we wnioskach przedsiębiorstw dystrybucyjnych, co ilustruje tabela 9.

nie dłużej niż przez okres 12 miesięcy od dnia dokonania tych przekształceń.

Zgodnie natomiast z postanowieniem art. 3 ustawy z 15 czerwca 2007 r., przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się obrotem energią elektryczną, które zostało wyodrębnione z przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo pełniące funkcję operatora systemu dystrybucyjnego, stosuje taryfę dla energii elektrycznej zatwierdzonej przez Prezesa URE przed dniem wyodrębnienia, do czasu wprowadzenia do stosowania nowej taryfy w zakresie obrotu, nie dłużej jednak niż do 31 grudnia 2007 r.

W związku z faktem zwolnienia przez Prezesa URE przedsiębiorstw obrotu z obowiązku przedkładania taryf dla energii elektrycznej do zatwierdzenia z wyjątkiem odbiorców zakwalifikowanych do grup taryfowych G i upływem 31 grudnia 2007 r. obowiązywania taryf dotychczasowych, Prezes URE, działając w oparciu o postanowienia art. 47 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne,

Tabela 9. Efekty regulacyjne z procesu zatwierdzania taryf dla energii elektrycznej – operatorzy systemów dystrybucyjnych

Przychody roczne		Obniżka przychodów	Wnioskowany przez przedsiębiorstwa średni wzrost opłat w taryfach	Wzrost opłat wynikający z zatwierdzonych taryf przez Prezesa URE
wnioskowane przez przedsiębiorstwa	zatwierdzone w taryfach			
[w tys. zł]			[w %]	
16 277 260	15 061 979	1 215 281	10,0	1,46

Źródło: URE.

Zatwierdzanie taryf dla przedsiębiorstw obrotu

W związku z omówionym wcześniej procesem prawnych przekształceń dotychczasowych spółek dystrybucyjnych (co skutkowało zaistnieniem przedsiębiorstw operatorów systemów dystrybucyjnych), na rynku zaczęło działać również 14 przedsiębiorstw prowadzących działalność jedynie w zakresie obrotu energią elektryczną. Ta sytuacja wymagała rozstrzygnięć także w sferze trybu i reguł taryfowania. Stosowne uwarunkowania prawne zawarte zostały w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z 2 lipca 2007 r. oraz ustawie z 15 czerwca 2007 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne¹⁷⁾.

Zgodnie z § 32 ww. rozporządzenia Ministra Gospodarki z 2 lipca 2007 r., przedsiębiorstwo energetyczne powstałe w wyniku wydzielenia z tego przedsiębiorstwa innego przedsiębiorstwa, zachowuje prawo do prowadzenia rozliczeń z odbiorcami na podstawie cen i stawek opłat ustalonych w taryfie przedsiębiorstwa, które uległo przekształceniu organizacyjnemu, do dnia wejścia w życie taryfy ustalonej przez to przedsiębiorstwo i zatwierdzonej przez Prezesa URE, przez okres, na jaki taryfa dotychczasowa została zatwierdzona przez Prezesa URE, lecz

ne, 7 grudnia 2007 r. wezwał przedsiębiorstwa obrotu do złożenia taryf dla energii elektrycznej w zakresie odbiorców z grup taryfowych G, przyłączonych do sieci dystrybutora, na którego terenie działania przedsiębiorstwo obrotu prowadzi działalność i dla których przedsiębiorstwo to świadczy usługę kompleksową.

W odpowiedzi na wezwanie do Urzędu wpłynęły wnioski od 13 przedsiębiorstw o zatwierdzenie taryf. Jedno nie złożyło wniosku uznając, iż przedsiębiorstwa obrotu już w 2001 r. zostały zwolnione z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia bez ograniczeń dotyczących grup taryfowych G¹⁸⁾. Zdaniem przedsiębiorstwa ma ono prawo do stosowania swojej oferty cenowej dla odbiorców wszystkich grup taryfowych.

Do 31 grudnia 2007 r. postępowania nie zostały zakończone.

Zatwierdzanie taryf dla przedsiębiorstw tzw. energetyki przemysłowej

Postępowania administracyjne w sprawach zatwierdzania taryf dla energii elektrycznej dla tzw. przedsiębiorstw energetyki przemysłowej, prowa-

18) Stanowisko Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z 28 czerwca 2001 r. w sprawie zwolnienia przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem i obrotem energią elektryczną z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia.

17) Dz. U. z 2007 r. Nr 115, poz. 790.

dzone były podobnie jak w latach ubiegłych. Przedsiębiorstwa przedstawiając taryfy do zatwierdzenia musiały dołączyć materiał analityczny – dość obszerny i dla niektórych skomplikowany – pozwalający na stwierdzenie zasadności proponowanych podwyżek cen i stawek opłat oraz zgodności przedłożonej taryfy z obowiązującym stanem prawnym.

Proces zatwierdzania taryf dla energetyki przemysłowej jest bardzo pracochłonny i to dla obu stron, tj. Regulatora i regulowanego przedsiębiorstwa, przede wszystkim ze względu na:

- brak w omawianych przedsiębiorstwach wyspecjalizowanych służb w zakresie kalkulowania taryf,
- konieczność zastosowania bardzo indywidualnego podejścia do każdej sprawy ze względu na wielce zróżnicowany charakter przedsiębiorstw i brak możliwości stworzenia modelu do analizy porównawczej, tak jak w sektorze dystrybucji.

Taryfy są zatwierdzane, zgodnie z regulaminem organizacyjnym URE, zarówno w centrali Urzędu, jak i oddziałach terenowych.

Rezultatem procesu zatwierdzania taryf dla tego typu przedsiębiorstw jest z reguły ustalenie cen i stawek opłat na takim poziomie, przy którym obliczone na ich podstawie opłaty nie są wyższe od opłat, jakie odbiorca tego przedsiębiorstwa ponosiłby będąc odbiorcą spółki dystrybucyjnej, od której przedsiębiorstwo zakupuje energię elektryczną i usługi dystrybucyjne. Oczywiście stosowanie powyższej zasady było uzależnione od specyfiki przedsiębiorstwa i ponoszonych przez nie kosztów.

Ogółem w centrali Urzędu w 2007 r. zostały wszczęte 93 postępowania administracyjne w zakresie taryf dla energii elektrycznej.

Prezes URE wydał 65 decyzji administracyjnych, w tym:

- 37 decyzji o zatwierdzeniu taryf dla energii elektrycznej, w tym:
 - 15 decyzji dla spółek dystrybucyjnych,
 - 1 decyzję dla PSE – Operator SA,
 - 21 decyzji dla przedsiębiorstw energetyki przemysłowej;
- 10 decyzji o zatwierdzeniu zmian w taryfach dla energii elektrycznej, w tym:
 - 4 decyzje dla spółek dystrybucyjnych,
 - 6 decyzji dla przedsiębiorstw energetyki przemysłowej;
- 8 decyzji o umorzeniu postępowania, w tym:
 - 3 decyzje dla spółek obrotu energią,
 - 5 decyzji dla przedsiębiorstw energetyki przemysłowej;
- 8 decyzji o odmowie zatwierdzenia taryf bądź zmian w taryfach, w tym:
 - 4 decyzje dla spółek dystrybucyjnych,
 - 4 decyzje dla spółek obrotu energią;

- 1 decyzję w sprawie rozstrzygnięcia sporu między przedsiębiorstwami energetycznymi;
- 1 decyzję w sprawie wymierzenia kary.

Dodatkowo na wniosek dwóch przedsiębiorstw zostały wydane dwa postanowienia o sprostowaniu oczywistych pomyłek w taryfach.

Do 31 grudnia 2007 r. 26 prowadzonych postępowań administracyjnych nie zostało zakończonych, w tym cztery o wymierzenie kary.

Natomiast w oddziałach terenowych URE w zakresie taryf dla energii elektrycznej wydano 81 decyzji zatwierdzających nowe taryfy i 34 decyzje zmieniające dotychczas stosowane taryfy.

1.2.3. Uzgadnianie projektów planów rozwoju elektroenergetycznych przedsiębiorstw sieciowych

Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej są obowiązane do sporządzenia dla obszaru swojego działania planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na te paliwa (art. 16 ust. 1 Prawa energetycznego). Projekty planów podlegają uzgodnieniu z Prezesem URE z wyłączeniem tych, które dotyczą przedsiębiorstw wykonujących działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji dla mniej niż 100 odbiorców, którym przedsiębiorstwo to dostarcza rocznie mniej niż 50 GWh tej energii.

W 2007 r. wobec operatora systemu przesyłowego obowiązywały uzgodnienia z poprzedniego roku.

Operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSD)

Wydzielenie prawne działalności operatorskiej z dotychczasowych elektroenergetycznych spółek dystrybucyjnych spowodowało w URE wezwanie nowych operatorów (14 spółek) do opracowania i przekazania do uzgodnienia projektów planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2008-2011. W ten sposób projekty te były ich pierwszymi projektami planów rozwoju.

Ponieważ koszty modernizacji i rozwoju są elementem uwzględnianym w przychodzie regulowanym przedsiębiorstwa sieciowego, horyzont uzgodnienia projektu planu został skorelowany z okresem regulacji taryfowej przyjętym dla tej grupy przedsiębiorstw sieciowych, obejmującym lata 2008-2010.

W celu oszacowania uzasadnionego poziomu nakładów inwestycyjnych, w URE opracowany został model ekonometryczny, który pozwala lepiej od uprzedniego uwzględnić właściwości funkcjonowania poszczególnych operatorów. Jego zastosowanie wymaga odpowiednich informacji i danych przekazywanych przez OSD. W celu usprawnienia tego procesu

opracowany został „Ramowy projekt planu rozwoju przedsiębiorstw sieciowych zajmujących się dystrybucją energii elektrycznej. Zakłady energetyczne 2007”.

Nakłady inwestycyjne (NI) wyznaczone przez nowy model są sumą trzech analizowanych oddzielnie składników: nakładów związanych ze wzrostem obciążenia sieci (LRE)¹⁹⁾, nakładów nie związanych ze wzrostem obciążenia sieci (wymiana i modernizacje urządzeń – NLRE), pozostałych nakładów inwestycyjnych nie ujętych w powyższych grupach.

Poziomem odniesienia oceny uzasadnionego poziomu LRE są potencjalne NI, które należałoby ponieść dzisiaj, aby zapewnić dostawy energii elektrycznej dla aktualnych odbiorców danego OSD. W tym celu w oparciu o zestawienie podstawowych elementów sieci, została obliczona wartość sieciowego nowoczesnego majątku równoważnego, która odniesiona do liczby odbiorców [szt.] i dostaw energii elektrycznej [MWh] pozwala określić uzasadniony poziom NI wynikający ze wzrostu obciążenia sieci spowodowanego przyłączeniem nowych odbiorców i wzrostu dostaw energii. Takie podejście pozwala z dużą dokładnością uwzględnić specyficzne warunki działania OSD – miasto/wieś, gęstość odbiorców, strukturę linii (napowietrzne, kablowe).

na poszczególne grupy rzeczowe. Nakłady w poszczególnych grupach (w cenach stałych 2006 r.) zostały odniesione do liczby odbiorców w 2006 r. a następnie do liczby odbiorców w horyzoncie planu. Ze względu na konieczność przyspieszenia budowy infrastruktury niezbędnej do obsługi odbiorców, poziom odniesienia w zakresie informatyki, łączności i pomiarów został podniesiony o 10%.

Istotą zastosowanego modelu jest oszacowanie niezbędnych nakładów inwestycyjnych potrzebnych do realizacji rzeczowego zakresu zadań zaplanowanego przez poszczególne spółki, bez jego ograniczania. Za właściwy dobór rzeczowego zakresu zadań inwestycyjnych odpowiadają przecież władze spółki.

Uzasadniony poziom nakładów inwestycyjnych wyznaczany przy pomocy ww. modelu oraz planowane nakłady inwestycyjne OSD zostały przedstawione w tabeli 10. Różnica pomiędzy nakładami inwestycyjnymi planowanymi a nakładami inwestycyjnymi modelowymi wynika z faktu, iż ten sam zakres zadań inwestycyjnych może być w praktyce zrealizowany przy pomocy mniejszych nakładów.

W projekcjach finansowych na potrzeby kolejnych taryf operatorów systemów dystrybucyjnych przyjęto nakłady inwestycyjne w wielkościach modelowych.

Tabela 10. Nakłady inwestycyjne w tys. zł (suma 14 OSD), ceny stałe 2006 r.

Rodzaje nakładów	2006 wykonanie	2008	2009	2010
Modelowe URE		2 799 436	2 991 886	3 125 197
Plan OSD	2 514 820	3 370 114	3 607 671	3 746 336

Źródło: URE.

Ostateczny poziom LRE uwzględnia również NI niezbędne do przyłączenia nowych źródeł energii elektrycznej.

Drugi składnik NI – NLRE został określony z uwzględnieniem następujących kryteriów: wieku poszczególnych składników majątku sieciowego, średnich dopuszczalnych ze względów technicznych okresów eksploatacji poszczególnych składników majątku sieciowego, nakładów na modernizację/wymianę poszczególnych składników majątku sieciowego.

Trzeci składnik NI – uzasadniony poziom pozostałych NI (m.in. nakłady niezbędne do zapewnienia właściwej obsługi pracy sieci i odbiorców, czyli na łączność, pomiary, informatykę, budynki i budowlę, przygotowanie inwestycji, zakup gotowych dóbr inwestycyjnych) został ustalony na podstawie poniesionych NI przez cały podsektor dystrybucji w latach 2002-2006

Energetyka przemysłowa

W 2007 r. Prezes URE uzgodnił również siedem projektów planów rozwoju przedsiębiorstw sieciowych prowadzących działalność dystrybucyjną o charakterze lokalnym. Obszar wykonywanej przez te przedsiębiorstwa działalności w zakresie dystrybucji energii elektrycznej ogranicza się do terenu zakładów przemysłowych. Przedsiębiorstwa te nie podejmowały się realizacji nowych inwestycji, a ich przedsięwzięcia inwestycyjne ograniczały się do modernizacji i wymiany na nowe elementów sieci i urządzeń elektroenergetycznych.

1.2.4. Wyznaczanie operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych

Wyznaczanie przez Prezesa URE operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych w drodze decyzji administracyjnej – na wniosek właściciela sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej – jest narzędziem regulacyjnym, które pozwala mu dokonać oceny, czy przedsiębiorstwo energetyczne może pełnić rolę operatora systemu i czy spełnia wszystkie nie-

¹⁹⁾ W przypadku pierwszego składnika – LRE, wielkościami wejściowymi do modelu są: liczba odbiorców przyłączanych do sieci OSD w poszczególnych latach, prognozowana wielkość dostaw energii elektrycznej, zestawienie podstawowych elementów sieci, nakłady jednostkowe na podstawowe elementy sieci.

zbędne warunki w celu właściwego wykonywania tej działalności, w tym równego traktowania uczestników rynku w dostępie do sieci.

Jednocześnie ustawa – Prawo energetyczne nałożyła na przedsiębiorstwa zintegrowane pionowo obowiązek wydzielenia prawnego operatorów systemów przesyłowych oraz operatorów systemów dystrybucyjnych²⁰⁾, który wszedł w życie 1 lipca 2007 r.²¹⁾

Wobec upływającego 30 czerwca 2007 r. okresu ważności decyzji wyznaczających operatorów systemów dystrybucyjnych, udzielonych przez Prezesa URE w grudniu 2006 r. i jednocześnie braku stosownych wniosków od przedsiębiorców oraz w sytuacji, gdy Prezes URE nie mógł działać „z urzędu” – w maju 2007 r. została opracowana „Informacja w sprawie wyznaczenia przez Prezesa URE Operatorów Systemów Dystrybucyjnych”²²⁾ dla ułatwienia przedsiębiorcom przygotowania wniosków.

Wyznaczanie OSD

W grudniu 2006 r. Prezes URE wyznaczył 14 operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, działających w ramach przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo w rozumieniu art. 3 pkt 12a Prawa energetycznego, tj. zajmujących się zarówno dystrybu-

cją, jak i sprzedażą bądź wytwarzaniem energii elektrycznej. Przy czym wszystkie spółki dystrybucyjne (ze względu na brak rozdzielenia prawnego działalności dystrybucyjnej od innych rodzajów działalności) zostały wyznaczone na OSD na czas określony, tj. od 1 stycznia do 30 czerwca 2007 r. Było to uzasadnione tym, że do tego czasu operatorzy powinni uzyskać niezależność pod względem formy prawnej (do 31 grudnia 2006 r. spółki miały obowiązek uzyskać niezależność pod względem formy organizacyjnej i podejmowania decyzji) i działać jako odrębne podmioty prawne.

W tej sytuacji kolejne wyznaczenie OSD powinno było nastąpić nie później niż do 30 czerwca 2007 r., tak, aby po tym dniu wyodrębnieni prawnie OSD mogli wykonywać swoją działalność.

W lutym (jeden wniosek) oraz pod koniec maja i w czerwcu do Prezesa URE wpłynęły wnioski od 14 dotychczasowych spółek dystrybucyjnych, wykonujących do 30 czerwca 2007 r. funkcje OSD (właścicieli sieci dystrybucyjnych), o wyznaczenie operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych na kolejny okres, tj. po 30 czerwca 2007 r.

W świetle informacji przedstawionych w toku postępowań uznano, że spółki – podmioty kandydujące do wyznaczenia na OSD – wypełniły prawne dyspozycje o obowiązku zapewnienia OSD niezależności pod względem formy prawnej i organizacyjnej oraz podejmowania decyzji od innych rodzajów działalności niezwiązanych z dystrybucją energii elektrycznej.

Rozdzielenie prawne działalności w zakresie dystrybucji oraz obrotu energią elektryczną bądź jej wytwarzania w dotychczasowych spółkach dystrybucyjnych zostało dokonane według trzech koncepcji przekształceń:

- wydzielenie dystrybucji – utworzonych zostało dziewięć nowych podmiotów gospodarczych, które miały przejąć działalność związaną z wykonywaniem zadań OSD i do których w formie aportu został wniesiony majątek dystrybucyjny dotychczasowych spółek dystrybucyjnych, wyznaczonych na OSD do 30 czerwca 2007 r.,
- wydzielenie obrotu – w dotychczasowych spółkach dystrybucyjnych pozostał majątek związany z wykonywaniem działalności w zakresie dystrybucji, natomiast wyodrębniony został (do innych podmiotów) majątek związany z wykonywaniem innych rodzajów działalności koncesjonowanej (obrotu oraz wytwarzanie energii elektrycznej). Taką koncepcję rozdzielenia działalności przyjęta została w czterech spółkach dystrybucyjnych,
- wydzielenie ze spółki dystrybucyjnej (jako spółki matki) obrotu oraz dystrybucji i przeniesienie tych rodzajów działalności koncesjonowanej do dwóch odrębnych podmiotów funkcjonujących względem siebie w strukturze siostrzanej.

W trakcie procesu wyznaczania OSD badano także, czy podmioty kandydujące do funkcji operatora posiadają warunki do skutecznego zarządzania systemem

20) Zgodnie z art. 9d ust. 1 operator systemu przesyłowego, operator systemu dystrybucyjnego, będący w strukturze przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, powinien pozostawać pod względem formy prawnej i organizacyjnej oraz podejmowania decyzji niezależny od innych działalności niezwiązanych z: przesyłaniem, dystrybucją lub magazynowaniem paliw gazowych lub skraplaniem gazu ziemnego albo przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej.

Ponadto, zgodnie z art. 7 ustawy zmieniającej, te przedsiębiorstwa energetyczne, które uzyskały przed 3 maja 2005 r. koncesje na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej albo paliw gazowych (ponieważ tylko takie koncesje były wówczas udzielone przez Prezesa URE) i wykonywały zadania operatorów systemów – odpowiednio przesyłowego lub dystrybucyjnego – stały się OSP lub OSD z mocy tej ustawy, nie dłużej jednak niż do 31 grudnia 2006 r.

Obowiązek ten nie dotyczy OSD elektroenergetycznych, jeżeli liczba odbiorców przyłączonych do sieci nie jest większa niż 100 000 oraz OSD obsługujących systemy elektroenergetyczne o rocznym zużyciu energii elektrycznej nieprzekraczającym 3 TWh w 1996 r., w których mniej niż 5% rocznego zużycia energii elektrycznej pochodziło z innych połączonych z nimi systemów elektroenergetycznych oraz OSD gazowych, jeżeli liczba odbiorców przyłączonych do sieci nie jest większa niż 100 tysięcy i sprzedaż paliw gazowych w ciągu roku nie przekracza 100 mln m³. Operatorzy ci mają jedynie obowiązek prowadzić ewidencję księgową w sposób określony w art. 44 ustawy (tzw. zasada rozdziału księgowości).

21) Art. 22 pkt 2 ustawy z 4 marca 2005 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. Nr 62, poz. 552), zwanej „ustawą zmieniającą”.

22) „Informacja” została zamieszczona na stronie internetowej Urzędu 21 maja 2007 r.

dystybucyjnym elektroenergetycznym na wyznaczonym terenie w sposób ekonomicznie efektywny.

W efekcie, 29 i 30 czerwca 2007 r. Prezes URE wyznaczył 14 operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych. Przy czym 10 podmiotów (tzn. spółki nowo utworzone w celu przejęcia działalności operatorskiej) zostało wyznaczonych na okres obowiązywania koncesji na dystrybucję energii elektrycznej, tj. do 31 grudnia 2025 r. (jedna spółka do 1 lipca 2017 r.). Natomiast 4 podmioty²³⁾ zostały wyznaczone na OSD na okres krótszy niż okres obowiązywania koncesji na dystrybucję energii elektrycznej – tj. do 30 czerwca 2008 r.

W uzasadnieniu decyzji o wyznaczeniu na OSD wskazano, że struktura organizacyjna, w której funkcjonują (spółki są uczestnikami grup kapitałowych), jest akceptowalna jedynie w okresie przejściowym, a przyjęta formuła wydzielenia OSD (obróć i wytwarzanie energii elektrycznej w spółkach zależnych OSD) implikuje dalsze przekształcenia w ramach grup kapitałowych – w tym w szczególności związane z usytuowaniem spółek w tych grupach. Celem przekształceń powinno być osiągnięcie stanu, w którym osoby odpowiedzialne za zarządzanie będą odpowiedzialne wyłącznie za działalność wynikającą z zadań operatora, bez konieczności wprowadzania dodatkowych rozwiązań formalno-prawnych ograniczających ich prawa i obowiązki wynikające z przepisów kodeksu spółek handlowych, w związku z koniecznością realizacji postanowień przepisów szczególnych, jakimi w tym zakresie są przepisy ustawy – Prawo energetyczne. Rozwiązania te polegały na dokonaniu zmian w statutach spółek poprzez m.in. wprowadzenie do Statutu OSD postanowień dotyczących:

- zakazu uczestnictwa i odpowiedzialności OSD – za bieżącą działalność w zakresie wykonywanej działalności gospodarczej innej niż wynika to z zadań OSD,
- przekazania innym osobom (prawnym lub fizycznym), odrębnym od OSD, wykonywania praw i obowiązków wynikających z akcji (udziałów) posiadanych przez OSD w innych podmiotach (na czas wykonywania funkcji OSD lub do czasu zakończenia procesu przekształceń).

Zgodnie z harmonogramami – załączonymi do wniosków o wyznaczenie na OSD – przekształcenia prowadzące do osiągnięcia struktur docelowych w poszczególnych grupach miały być zrealizowane w ściśle wyznaczonych terminach²⁴⁾. Z informacji

uzyskanych przez Prezesa URE wynika, że do końca 2007 r. spółki te nie zrealizowały harmonogramów i nie osiągnęły docelowych struktur organizacyjnych. Jednakże trzy spółki deklarowały, że procesy przekształceń zostaną zakończone przed 30 czerwca 2008 r., natomiast jedna przewidywała zakończenie do połowy września 2008 r. Wypełnienie wymagań pozwoliłoby realizować OSD cele gospodarcze związane z funkcjonowaniem spółki prawa handlowego z jednoczesnym uwzględnieniem przepisów szczególnych dotyczących działalności gospodarczej zawartych w Prawie energetycznym.

W 2007 r. Prezes URE wyznaczył również trzech „lokalnych” operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych²⁵⁾: dwie spółki zostały wyznaczone na OSD na okres obowiązywania koncesji na dystrybucję, natomiast jedna spółka – na okres od 1 grudnia 2007 r. do 31 maja 2008 r. W przypadku tej spółki Prezes URE uznał, iż jest to okres wystarczający do przeprowadzenia i zakończenia postępowania związanego z zatwierdzeniem Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (art. 9g ust. 1 Prawa energetycznego). Ponadto, kolejny wyznaczony operator, ograniczony do obszaru i okresu określonego w koncesji na dystrybucję energii elektrycznej, będzie pełnił funkcję OSD wykorzystując majątek należący do innej spółki²⁶⁾.

Wyznaczenie OSP

Na operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego na terenie Rzeczypospolitej Polskiej do 31 grudnia 2007 r. Prezes URE wyznaczył 26 stycznia 2006 r. spółkę PSE – Operator SA, biorąc pod uwagę trwający w spółce proces przekształceń własnościowych zmierzający do zapewnienia OSP statusu prawnego zgodnego z wymaganiami ustawy, bezpieczeństwa pracy Krajowego Systemu Przesyłowego oraz okres obowiązywania umowy dzierżawy majątku przesyłowego.

5 stycznia 2007 r. PSE – Operator SA zawiadomił Prezesa URE o nabyciu 100% akcji spółki przez Skarb Państwa²⁷⁾. Następnie, wobec zbliżającego się terminu upływu ważności decyzji o wyznaczeniu OSP, 9 listopada 2007 r. PGE Polska Grupa Energetyczna SA (dawniej Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA, w skrócie – PGE SA) oraz PSE – Operator

23) Zakład Energetyczny Łódź-Teren SA z siedzibą w Łodzi, ENION SA z siedzibą w Krakowie, Energia-Pro Koncern Energetyczny SA z siedzibą we Wrocławiu i Koncern Energetyczny ENERGA SA z siedzibą w Gdańsku – po zmianie nazwy ENERGA-OPERATOR SA z siedzibą w Gdańsku.

24) Do 27.09.2007 r. – ENERGA-OPERATOR SA, do 31.12.2007 r. – ENION SA i EnergiaPro Koncern Energetyczny SA oraz do 30.12.2008 r. – Zakład Energetyczny Łódź-Teren SA.

25) Polski Koncern Naftowy ORLEN SA z siedzibą w Płocku, Przedsiębiorstwo Energetyczne „ESV” SA z siedzibą w Siechnicach i POLENERGIA SA z siedzibą w Warszawie.

26) ELCO Sp. z o.o. w Katowicach, a majątek Nowe Centrum Sp. z o.o. z siedzibą w Katowicach.

27) Przeniesienie praw własności akcji, tytułem wypłaty w formie dywidendy rzeczowej, stało się skuteczne 31.12.2006 r. Tym samym została wypełniona dyspozycja wymaganego statusu prawnego OSP (w art. 9k Prawa energetycznego).

SA wystąpili do Prezesa URE z kolejnym wnioskiem o wyznaczenie PSE – Operator SA na operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego.

Prezes URE, decyzją z 24 grudnia 2007 r., wyznaczył PSE – Operator SA operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej na okres od 1 stycznia 2008 r. do 1 lipca 2014 r., tj. zgodnie z terminem ważności koncesji na przesyłanie energii elektrycznej, ponieważ uznał, że w świetle przesłanek wskazanych w art. 9h ust. 2 Prawa energetycznego, spółka posiada warunki do skutecznego zarządzania systemem przesyłowym elektroenergetycznym na wyznaczonym terenie w sposób ekonomicznie efektywny, a przejęcie na własność majątku przesyłowego będzie sprzyjać zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego kraju oraz stworzy odpowiednie warunki do właściwego rozwoju i utrzymania systemu przesyłowego.

W momencie rozpatrywania wniosku, majątek sieciowy umożliwiający PSE – Operator SA wykonywanie funkcji OSP, był użytkowany na podstawie „Umowy dzierżawy przedsiębiorstwa” zawartej z PGE SA 1 lipca 2004 r., której okres obowiązywania upływał 31 grudnia 2007 r. Zostały zatem podjęte skuteczne działania, aby od 1 stycznia 2008 r. przekazać OSP na własność materialne i niematerialne składniki majątku potrzebne do realizacji jego zadań²⁸⁾. W toku postępowania zdecydowano o przeprowadzeniu podziału spółki PGE SA (podział przez wydzielenie – art. 529 § 1 pkt 4 Kodeksu spółek handlowych, dalej Ksh) w drodze przeniesienia części majątku PGE SA na spółkę PSE – Operator SA. W „Planie podziału” uzgodnionym przez spółkę dzielącą i spółkę przejmującą szczegółowo określono, jaki majątek zostanie przeniesiony do OSP²⁹⁾.

10 grudnia 2007 r. PSE – Operator SA wystąpił do Sądu Rejonowego dla m.st. Warszawy w Warszawie z wnioskiem (uzupełnionym 11 grudnia 2007 r.) o dokonanie wpisu podwyższenia kapitału zakładowego do kwoty 9 357 173,00 zł oraz zmiany Statutu ze skutkiem na dzień 31 grudnia 2007 r.³⁰⁾

14 stycznia 2008 r. PSE – Operator SA zawiadomił Prezesa URE o podwyższeniu kapitału zakładowego spółki o kwotę 9 356 173,00 zł, wynikającą z podziału PGE SA w drodze przeniesienia na spółkę materialnych i niematerialnych składników majątkowych PGE SA, stanowiących odrębne przedsiębiorstwo w rozumieniu art. 55¹ Kodeksu cywilnego.

28) Wytyczne „Programu dla elektroenergetyki” (pkt 3.3.2), przyjętego przez Radę Ministrów 28 marca 2006 r.

29) Jednocześnie należy zauważyć, że ustalono, iż właścicielem linii napowietrznych na wschodnich granicach Polski – tj. linii 220 kV relacji Roś-Białystok i Dobrotwór-Zamość oraz linii 750 kV relacji Chmielnicka-Rzeszów – pozostanie nadal PGE SA.

30) Zgodnie z art. 530 § 2 Ksh, w przypadku przeniesienia części majątku spółki dzielonej na istniejącą spółkę, wydzielanie następuje w dniu wpisu do rejestru podwyższenia kapitału zakładowego spółki przejmującej (dzień wydzielania).

1.2.5. Uzgadnianie planu wprowadzania ograniczeń w poborze energii elektrycznej opracowanego przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego

W przypadku zagrożenia bezpieczeństwa energetycznego Rzeczypospolitej Polskiej mogą zostać wprowadzone na jej terytorium na czas oznaczony ograniczenia w dostarczaniu energii elektrycznej (ograniczenie maksymalnego poboru mocy elektrycznej oraz dobowego poboru energii elektrycznej). Operatorzy systemów elektroenergetycznych zostali ustawowo zobowiązani do opracowania planu ograniczeń, który określa sposoby ich wprowadzania. Wprowadzenie planu poprzedzone musi zostać – w drodze decyzji administracyjnej – uzgodnieniem z Prezesem URE, który poddaje plan ocenie i analizie, biorąc pod uwagę stanowiska stron postępowania. Poprzez proces uzgadniania planu wprowadzenia ograniczeń Prezes URE spełnia funkcję regulacyjną w stosunku do operatora systemu przesyłowego, w zakresie jego działania w sytuacjach wyjątkowych, związanych z zagrożeniem bezpieczeństwa.

Wobec upływającego 31 sierpnia 2007 r. okresu ważności planu ograniczeń operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego oraz niepokojem przedsiębiorstw obowiązanych do opracowywania planów ograniczeń wywołanym przez brak odpowiednich przepisów wykonawczych³¹⁾, na początku czerwca 2007 r. Prezes URE wystosował pismo do Ministra Gospodarki w przedmiotowej sprawie.

Nowe rozporządzenie³²⁾ regulujące problematykę związaną z planami ograniczeń w zakresie energii elektrycznej, weszło w życie dopiero 8 sierpnia 2007 r., a zgodnie z utrzymanym w nim zapisem, w terminie do 31 sierpnia podlegały uzgodnieniu z Prezesem URE plany ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej opracowywane przez operatorów systemów przesyłowych elektroenergetycznych. Natomiast plany opracowywane przez operatorów systemów dystrybucyjnych lub operatorów systemów połączonych podlegały uzgodnieniu z właściwym OSP.

Kilka dni po opublikowaniu rozporządzenia operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego wezwał wszystkich OSD do przekazania w trybie pilnym (do 30 sierpnia 2007 r.) do uzgodnienia plany wprowa-

31) Na podstawie art. 3 ustawy z 21 lipca 2006 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 158, poz. 1123), 20 marca 2007 r. utraciło moc rozporządzenie Rady Ministrów z 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 oraz z 2006 r. Nr 12, poz. 69).

32) Rozporządzenie Rady Ministrów z 23 lipca 2007 r. w sprawie szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła (Dz. U. Nr 133, poz. 924).

dzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na okres 1 wrzesień 2007 r. – 31 sierpień 2008 r., opracowane w trybie i na zasadach określonych przez to rozporządzenie.

Jednocześnie na początku sierpnia 2007 r. Prezes URE wysłał do OSP pismo przypominające o konieczności opracowania i uzgodnienia z Prezesem URE aktualizacji planu wprowadzania ograniczeń. Wobec braku do 22 sierpnia 2007 r. wpływu stosownego wniosku, Prezes URE wezwał OSP do przedstawienia w trybie pilnym stanu sprawy, w tym harmonogramu działań.

Ostatecznie wniosek o uzgodnienie aktualizacji planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej opracowany przez OSP, tj. PSE – Operator SA, wpłynął do Prezesa URE 23 sierpnia 2007 r.

Po konsultacjach z Polskim Towarzystwem Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej oraz korektach, aktualizacja planu ograniczeń sporządzona przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego PSE – Operator SA, mająca obowiązywać od 1 września 2007 r. do 31 sierpnia 2008 r., została decyzją Prezesa URE z 31 sierpnia 2007 r. uznana za uzgodnioną.

W związku z korektą planów ograniczeń dwóch OSD, operator systemu przesyłowego wystąpił 15 listopada 2007 r. o zmianę ww. decyzji, którą Prezes URE wydał 17 grudnia 2007 r.

1.2.6. Zatwierdzanie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci w zakresie bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi

Operator systemu przesyłowego prowadził bilansowanie systemu przesyłowego i zarządzanie ograniczeniami zgodnie z zasadami zawartymi w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej w części dotyczącej bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami (IRiESP – Bilansowanie) zatwierdzonej decyzją Prezesa URE z 10 lutego 2006 r. W 2007 r. decyzja ta była zmieniana czterokrotnie. Zmiany obejmowały:

- modyfikację algorytmu wyznaczania ilości energii wytwarzanej z powodu ograniczeń elektrownianych,
- uchylenie rocznego okresu obowiązywania instrukcji (IRiESP obecnie obowiązuje bezterminowo),
- wyodrębnienie jednostki graficznej operatora systemu dystrybucyjnego, poprzez którą jest domykany bilans energii elektrycznej w obszarze sieci dystrybucyjnej tego operatora. W okresie przejściowym, tj. do końca 2008 r. funkcje Jednostki Bilansującej OSD mogą być realizowane w ramach Jednostki Graficznej odbiorczej należącej do Uczestnika Rynku Bilansującego typu Odbiorca sieciowy (tj. przedsiębiorstwa obrotu powstałego w wyniku rozdzielenia działalności operatorskiej i związanej z obrotem energią elektryczną ze spółek dystrybucyjnych),

- uszczegółowienie zasad współpracy operatora systemu przesyłowego i operatorów systemów dystrybucyjnych w zakresie administrowania bilansowaniem handlowym, w tym zasad i procedur wymiany danych pomiarowo-rozliczeniowych umożliwiających prowadzenie rozliczeń odbiorców detalicznych na podstawie standardowych profili zużycia energii oraz zasad i procedur postępowania w przypadku zaprzestania działalności na Rynku Bilansującym przez podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe odbiorców detalicznych,
- dostosowanie do wytycznych w sprawie zarządzania i alokacji dostępnej zdolności przesyłowej połączeń wzajemnych pomiędzy systemami krajowymi, zatwierdzonych decyzją Komisji Europejskiej³³⁾ oraz do § 18 rozporządzenia Ministra Gospodarki z 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego³⁴⁾. W świetle tych postanowień operator jest zobowiązany realizować przesył transgraniczny jedynie na podstawie rezerwacji mocy dokonanych w trybie aukcyjnym, stąd też zaistniała konieczność dostosowania zasad udostępniania zdolności przesyłowych dla realizacji kontraktów historycznych.

W pierwszym półroczu 2007 r. prawie wszystkie przedsiębiorstwa energetyczne wyznaczone na operatorów systemów dystrybucyjnych – zarówno zintegrowane pionowo, tzw. spółki dystrybucyjne (13 spośród 14), jak i Energoserwis Kleszczów Sp. z o.o., prowadziły ruch i eksploatację sieci dystrybucyjnej w zakresie bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi na podstawie zatwierdzonych przed końcem 2006 r. przez Prezesa URE instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnych w części dotyczącej bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi.

Jedynie w przypadku ENION SA stosowana była instrukcja ruchu i eksploatacji sieci rozdzielczej, która została opracowana przez przedsiębiorstwo przed zmianą art. 9d Prawa energetycznego³⁵⁾.

33) Decyzja z 9 listopada 2006 r., zmieniająca załącznik do Rozporządzenia 1228/2003/WE w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej (Dz. U. UE L 312/59). W świetle tych postanowień operator jest zobowiązany realizować przesył transgraniczny jedynie na podstawie rezerwacji mocy dokonanych w trybie aukcyjnym, stąd też zaistniała konieczność dostosowania zasad udostępniania zdolności przesyłowych dla realizacji kontraktów historycznych.

34) Dz. U. Nr 93, poz. 623.

35) Art. 9d ustawy – Prawo energetyczne został zmieniony ustawą z 4 marca 2005 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. Nr 62, poz. 552), która weszła w życie 3 marca 2005 r.

Wynikało to z faktu, że wszczęte w 2006 r. postępowanie administracyjne w sprawie zatwierdzenia instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej, zostało zawieszone przez Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów (SOKiK) w Warszawie (postanowieniem z 22 listopada 2006 r.) do czasu rozpatrzenia odwołania od decyzji Prezesa URE z 22 maja 2006 r. o odmowie wszczęcia postępowania w sprawie stwierdzenia nieważności decyzji z 10 lutego 2006 r. zatwierdzającej IRIESP.

Wyrokiem z 8 marca 2007 r. SOKiK oddalił odwołanie. Żadna ze stron nie wniosła apelacji od tego wyroku. W związku tym Prezes URE postanowieniem z 26 października 2007 r. podjął z urzędu postępowanie w sprawie zatwierdzenia instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej (IRIESD) ENION SA. Postępowanie to w 2007 r. nie zostało zakończone.

W czerwcu 2007 r. ośmiu operatorów systemów dystrybucyjnych wypełniając nowe obowiązki prawne³⁶⁾ oraz w związku ze zbliżającym się terminem otwarcia rynku dla wszystkich odbiorców, złożyło wnioski o zatwierdzenie zmian IRIESD, polegających na dołączeniu do tych instrukcji standardowych profili zużycia wykorzystywanych w bilansowaniu handlowym miejsc dostarczania energii elektrycznej dla odbiorców z grupy taryfowej G. Prezes URE w trybie art. 155 Kodeksu postępowania administracyjnego (Kpa) zmienił swoje decyzje zatwierdzające IRIESD w ten sposób, że zatwierdził przedłożone zmiany instrukcji.

Pozostali operatorzy wymagane profile zużycia dołączyli do instrukcji zatwierdzonych pod koniec 2006 r.

W wyniku zaistniałego od 1 lipca 2007 r. prawnego unbundlingu w elektroenergetyce, na rynku energii elektrycznej pojawiły się przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje wyłącznie na dystrybucję energii elektrycznej. Przedsiębiorstwa te zostały wyznaczone operatorami systemów dystrybucyjnych. Jednocześnie złożyły one oświadczenia o przejściowym stosowaniu IRIESD – do czasu opracowania i zatwierdzenia własnych instrukcji w części dotyczącej bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi (art. 9d ust. 9 Prawa energetycznego) – opracowanych przez spółki dystrybucyjne i zatwierdzonych przez Prezesa URE w 2006 r.

Następnie 13 spośród 14 wyznaczonych operatorów po przeprowadzeniu konsultacji społecznych (art. 9g ust. 2 Prawa energetycznego) opracowanych przez siebie projektów instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnych w części dotyczącej bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi, złożyło wnioski o zatwierdzenie tych projektów. Wraz

z projektami przedłożono informacje o zgłoszonych przez użytkowników systemu uwagach i sposobie ich uwzględnienia; OSD uwzględnili również wspomniane wcześniej zmiany IRIESP. Dodatkowo wnioski o zatwierdzenie instrukcji złożyli dwaj nowi operatorzy: POLENERGIA SA i PKN ORLEN SA.

Wszystkie postępowania wszczęte w 2007 r. w omawianym przedmiocie, poza jednym przypadkiem, nie zostały zakończone w roku sprawozdawczym.

1.2.7. Kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz paramentów jakościowych

Kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz parametrów jakościowych energii elektrycznej³⁷⁾ ma na celu zabezpieczenie odbiorców energii elektrycznej przed skutkami deformacji jakości świadczonych usług przez przedsiębiorstwa działające na rynku monopolistycznym. Odbywa się głównie w wyniku rozpatrywania skarg napływających od odbiorców, dotyczących praktyk monopolistycznych stosowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne. Odbiorcom udzielane są wyjaśnienia na zapytania oraz informacje o prawach i obowiązkach zgodnie z aktualnie obowiązującym stanem prawnym. Większość skarg odbiorców związana jest z niedotrzymaniem parametrów jakościowych dostaw, takich jak: spadki napięć, brak ciągłości dostaw energii elektrycznej, a także nieprawidłowości w obsłudze odbiorców, np. niedotrzymanie terminu udzielenia odpowiedzi co do wznowienia dostaw, wstrzymanie dostaw energii elektrycznej. Powyższymi sprawami zajmują się głównie pracownicy oddziałów terenowych URE (dane w Aneksie 1 do Sprawozdania) oraz Rzecznik Odbiorców Paliw i Energii (więcej w cz. III.3).

W przypadkach, w których Prezes URE stwierdził uchybienia, przedsiębiorstwa wzywane były do usunięcia nieprawidłowości. Natomiast nie zaistniały przesłanki do wszczęcia postępowań o ukaranie.

Działania regulacyjne Prezesa URE w zakresie kontroli standardów przejawiają się również w procesie zatwierdzania taryf dla energii elektrycznej. Zawarte w taryfach ceny i stawki opłat zyskują akceptację Prezesa URE, jeżeli zostaną skalkulowane przy uwzględnieniu parametrów jakościowych energii elektrycznej, określonych w rozporządzeniu Ministra Gospodarki³⁸⁾, zwanym „rozporządzeniem systemowym”.

Ponadto w taryfach dla energii elektrycznej zawarte są zapisy informujące odbiorców o przysługujących im bonifikatach w przypadku niedotrzymania stosownych standardów lub o sposobie ich obliczania.

36) Art. 9c ust. 3 pkt 9a lit. c i art. 9g ust. 5a ustawy z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne zostały dodane ustawą z 12 stycznia 2007 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne, ustawy – Prawo ochrony środowiska oraz ustawy o systemie oceny zgodności (Dz. U. Nr 21, poz. 124), która weszła w życie 24 lutego 2007 r. (Dz. U. Nr 21, poz. 124).

37) Zgodnie z postanowieniami art. 23 ust. 2 pkt 10 Prawa energetycznego, kontrolowanie dotrymania parametrów jakościowych energii elektrycznej odbywa się na wniosek odbiorcy.

38) Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. Nr 93, poz. 623).

Warto nadmienić również, że w ramach projektu finansowanego z funduszy Unii Europejskiej³⁹⁾ jest realizowany Komponent 2 – „Zintegrowany system informatyczny do zdalnej analizy jakości zasilania w miejscu dostarczania energii elektrycznej do odbiorcy oraz przygotowanie raportów merytorycznych”. Ma to przyczynić się do lepszego monitorowania jakości energii elektrycznej dostarczanej do odbiorcy, co należy do obowiązków Regulatora. Jak dotąd poziom szczegółowości i głębokości nadzoru Regulatora w tym zakresie był niewystarczający z powodu braku narzędzi i środków służących do stworzenia systemu pozwalającego kontrolować – w sposób ciągły – jakość świadczonych usług dystrybucyjnych w miejscu dostarczania energii elektrycznej do odbiorcy.

Niniejszy projekt umożliwi Prezesowi URE pozytywnie i efektywną analizę stochastycznych (przypadkowych) danych, co niewątpliwie wpłynie na odpowiednie dostosowywanie polityki regulacyjnej i niezbędne zmiany w prawodawstwie, a także pozwoli Prezesowi URE dokonywać bieżącej kontroli – w oparciu o reprezentatywną próbę – dotrzymywania przez przedsiębiorstwa sieciowe standardów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej odbiorcom energii elektrycznej w całym kraju.

W Polsce dotychczas nie było jeszcze przeprowadzane niezależne badanie jakości dostaw energii elektrycznej. Ponadto, wspomniane informacje o rzeczywistej jakości dostawy będą udostępniane odbiorcom. Będzie to miało znaczący wpływ na dokonywanie przez odbiorcę prawidłowych i świadomych wyborów przy wyborze sprzedawcy. Tym sposobem, możliwość pomiaru i weryfikacji jakości dostaw przyczyni się do wdrażania zasady TPA w praktyce. Poziom ochrony odbiorców, w szczególności gospodarstw domowych, jest najważniejszą kwestią w odniesieniu do liberalizacji rynku energii.

W ramach kolejnego projektu – Transition Facility 2006 dotyczącego jakości usług – realizowany jest Komponent 2 – „Opracowanie i opublikowanie krajowego raportu benchmarkingowego dotyczącego jakości dostaw energii elektrycznej oraz metodologii oceny przedsięwzięć inwestycyjnych energetycznych przedsiębiorstw sieciowych”.

W związku z zapewnieniem ciągłości, pewności i odpowiedniej jakości dostaw w długim okresie, polski Regulator jest zobowiązany nadzorować dotrzymywanie standardów jakości przez przedsiębiorstwa dystrybucyjne. Zgodnie z Prawem energetycznym, przedsiębiorstwa energetyczne są odpowiedzialne za jakość usług, jednak w praktyce nie istnieje system umożliwiający polskiemu Regulatorowi prowadzenie – w sposób ciągły – kontroli jakości usług. Przedsiębiorstwa energetyczne przedstawiają dane, które są niejednorodne

i nieporównywalne. Dzięki результатам tego projektu Regulator będzie mógł zharmonizować metodologię zbierania danych od przedsiębiorstw dystrybucyjnych z najlepszymi praktykami międzynarodowymi. W związku z tym projekt będzie miał pozytywny wpływ na rozwój polityki regulacyjnej.

1.2.8. Udzielanie zgody na budowę linii bezpośredniej

Budowa linii bezpośredniej (art. 3 ust. 11f Prawa energetycznego) wymaga uzyskania zgody Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (art. 7a ust. 3 Prawa energetycznego), która jest potrzebna przed wydaniem pozwolenia na budowę w rozumieniu przepisów prawa budowlanego.

Prezes URE udzielając ww. zgody uwzględnia następujące okoliczności (art. 7a ust. 4 Prawa energetycznego):

- wykorzystanie zdolności przesyłowych istniejącej sieci elektroenergetycznej,
- odmowę świadczenia usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej istniejącą siecią elektroenergetyczną podmiotowi występującemu o uzyskanie zgody oraz nieuwzględnienie złożonej przez niego skargi na tę odmowę.

W 2007 r. o udzielenie stosownej zgody wystąpiło jedno przedsiębiorstwo, które później wycofało wniosek. W związku z tym postępowanie administracyjne zostało umorzone jako bezzprzedmiotowe.

1.3. Monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego

1.3.1. Monitorowanie zasad zarządzania i rozdziału przepustowości połączeń międzysystemowych, z którymi istnieją wzajemne połączenia, we współpracy z właściwymi organami państw członkowskich Unii Europejskiej lub państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym

Sprawne funkcjonowanie dostępu do sieci w transgranicznej wymianie energii elektrycznej – kluczowej dla tworzenia wewnętrznego rynku europejskiego – wymaga od operatorów systemów przesyłowych stosowania wspólnych dla wszystkich zasad⁴⁰⁾.

40) Zasady udostępniania zdolności, które powinny być oparte na metodach rynkowych, określa ogólnie Rozporządzenie 1228/2003 Parlamentu Europejskiego i Rady z 26 czerwca 2003 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej.

39) Transition Facility 2005/017-488.02.04 „Wzmocnienie nadzoru regulacyjnego nad sektorem energii”.

Polski operator systemu przesyłowego, PSE – Operator SA, opracował i wdrożył mechanizm wyznaczania zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej, który został zatwierdzony przez Prezesa URE. Mechanizm ten stosowany był 2007 r. i nie uległ zmianie w stosunku do 2006 r. Polega on na wyznaczaniu zdolności przesyłowych netto (NTC – *Net Transmission Capacity*) oraz marginesu bezpieczeństwa przesyłu (TRM – *Transmission Reliability Margin*). PSE – Operator SA wyznacza zdolności przesyłowe na profilu technicznym, tj. sumie przekrojów granicznych systemów zarządzanych przez operatorów z Polski oraz Niemiec, Republiki Czeskiej i Słowacji. Wyznaczając dostępne zdolności przesyłowe PSE – Operator SA kieruje się kryterium niezawodności pracy systemu „n-1” (wyłączenie pojedynczej linii wymiany międzysystemowej, linii krajowego systemu elektroenergetycznego lub linii sąsiedniego systemu elektroenergetycznego nie może spowodować awarii w systemie) oraz bierze pod uwagę prognozowane warunki pogodowe, generację elektrowni wiatrowych w Niemczech, nieuzgodnione przepływy wyrównawcze, zachowania uczestników rynku, zdarzenia losowe, błędy modelowania i obliczeniowe. Wielkości zdolności przesyłowych są wyznaczane w horyzontach rocznych, miesięcznych, tygodniowych i dobowych.

W 2007 r. opracowano i wstępnie przetestowano nowy model zarządzania ograniczeniami oparty na rzeczywistych przepływach energii w sieciach zarządzanych przez operatorów systemów przesyłowych z Europy Środkowo-Wschodniej. Projekt został przygotowany w Inicjatywie Regionalnej w Europie Środkowo-Wschodniej⁴¹⁾, funkcjonującej w strukturach ERGEG⁴²⁾. Przewiduje on utworzenie regionalnego Biura Aukcyjnego i koordynację zarządzania ograniczeniami na poziomie regionalnym. Biorąc pod uwagę, że region Europy Środkowo-Wschodniej obejmuje siedem państw członkowskich UE (w tym osiem OSP) można uznać, że jest to obecnie największy projekt regionalny prowadzony w ramach Inicjatyw Regionalnych. Ponadto prace w Inicjatywach Regionalnych, w tym także w Rynku Północnym, obejmowały udostępnianie zdolności przesyłowych w trybie dnia bieżącego (tzw. *intra-day*) i koordynację tego mechanizmu na poziomie regionalnym, a także analizę możliwości i harmonogram udostępnienia stałoprądowego połączenia międzysystemowego SwePol Link dla uczestników rynku.

Zakres i sposób monitorowania zasad zarządzania i rozdziału ograniczeń międzysystemowych są

stałe i doskonałe. Dzieje się to przy dużym zaangażowaniu Komisji Europejskiej w budowę jednolitego rynku energii elektrycznej, a także w ramach prac Regionalnych Inicjatyw Energetycznych. W ramach okresowego zbierania i analizy danych ocenie Regulatora podlegają m.in.:

- bilans handlowy i przepływy rzeczywiste w wymianie międzysystemowej,
- wielkości zdolności przesyłowych udostępnianych i alokowanych w aukcjach rocznych, miesięcznych i dobowych, a także stopień ich wykorzystania,
- struktura zarezerwowanych zdolności przesyłowych w aukcji rocznej ze względu na liczbę uczestników rynku oraz zachowanie uczestników rynku ze względu na składane oferty cenowo-ilościowe,
- wielkość i stopień wykorzystania zdolności przesyłowych zarezerwowanych w celu realizacji długoterminowych kontraktów historycznych,
- ceny zdolności przesyłowych udostępnionych w aukcjach rocznych, miesięcznych i dobowych,
- przychody PSE – Operator SA z aukcji i sposób ich wydatkowania.

1.3.2. Monitorowanie mechanizmów bilansowania systemu elektroenergetycznego i zarządzania ograniczeniami w krajowym systemie elektroenergetycznym

Zasady bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami w krajowym systemie elektroenergetycznym określone zostały przez operatorów systemów (przesyłowego i dystrybucyjnego) i zatwierdzone przez Prezesa URE jako część instrukcji ruchu i eksploatacji sieci. W ramach posiadanych kompetencji Prezes monitoruje ich działanie przez analizę publikowanych przez operatora informacji i okresowych sprawozdań. Prezes URE ocenia także prawidłowość funkcjonowania przyjętych zasad przez pryzmat zjawisk występujących na rynku i analizowanie przyczyn ewentualnych zakłóceń.

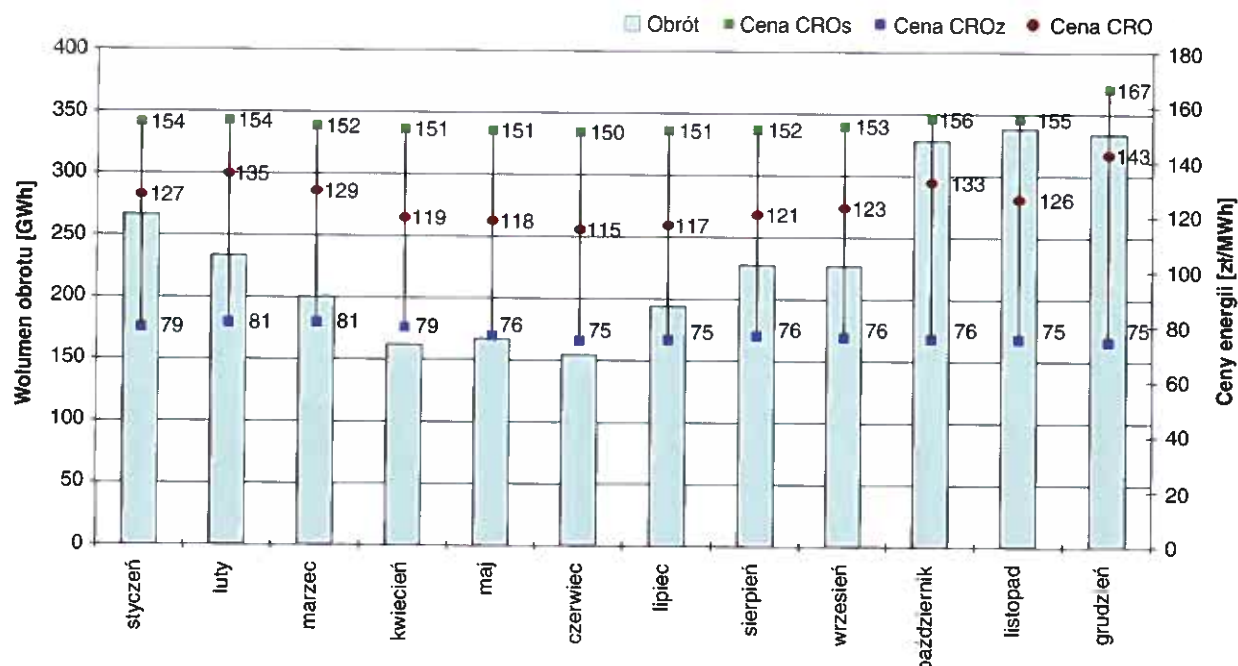
Na rysunku 8 przedstawiono całkowity wolumen obrotu energią oraz średnie ceny energii na rynku bilansującym w 2007 r.

Całkowity wolumen obrotu energią na rynku bilansującym (transakcje redukcyjne i przyrostowe) w 2007 r. wzrósł o ok. 9% w stosunku do 2006 r., stanowiąc ponad 2,5% całkowitego wolumenu sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych⁴³⁾. Wzrost wolumenu obrotu dotyczy w szczególności IV kwartału 2007 r., w którym to okresie można zaobserwować także wzrost średnich cen CRO i CROs. Istotny wzrost średniej ceny sprzeda-

41) Obejmuje rynki energii elektrycznej w Polsce, Słowacji, Republice Czeskiej, Niemczech, Austrii, Węgrzech i Słowenii.

42) European Regulators' Group for Electricity and Gas (ERGEG) – Europejska Grupa Regulatorów Energii i Gazu powołana decyzją Komisji Europejskiej nr 2003/796/EC z 11 listopada 2003 r. jako ciało doradcze komisji.

43) Zgodnie z danymi ARE SA na temat całkowitego wolumenu sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych.

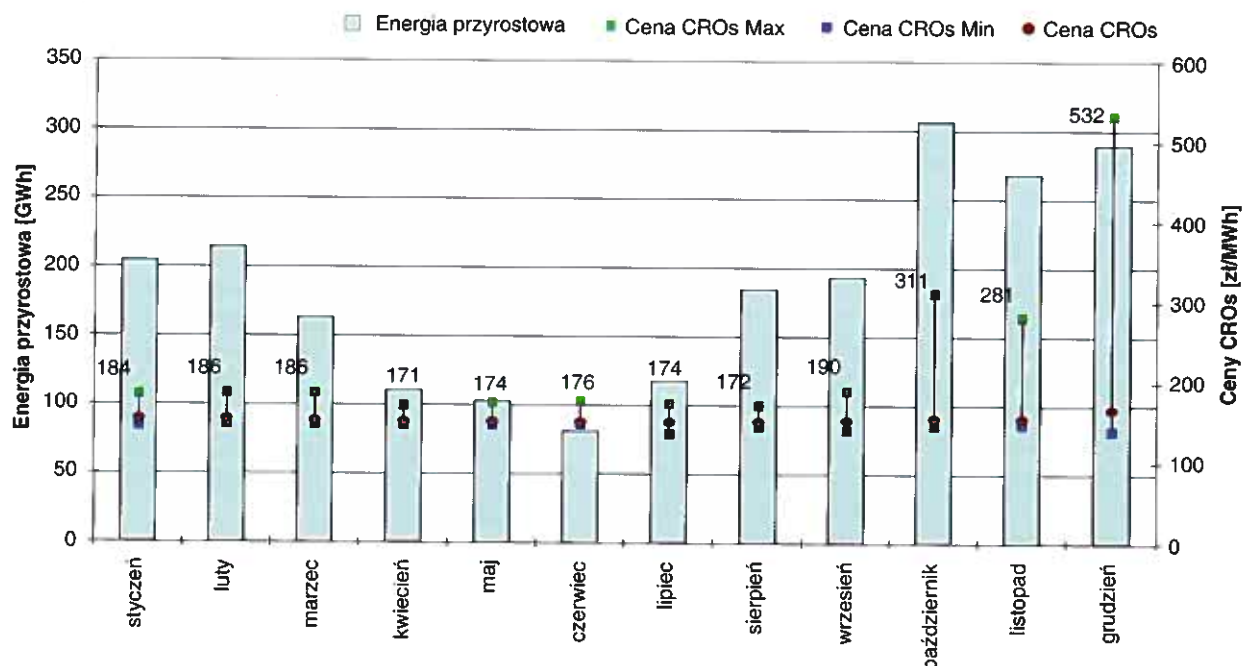


Rysunek 8. Wolumen obrotu i średnie ceny energii elektrycznej na rynku bilansującym w 2007 r. (Źródło: URE)

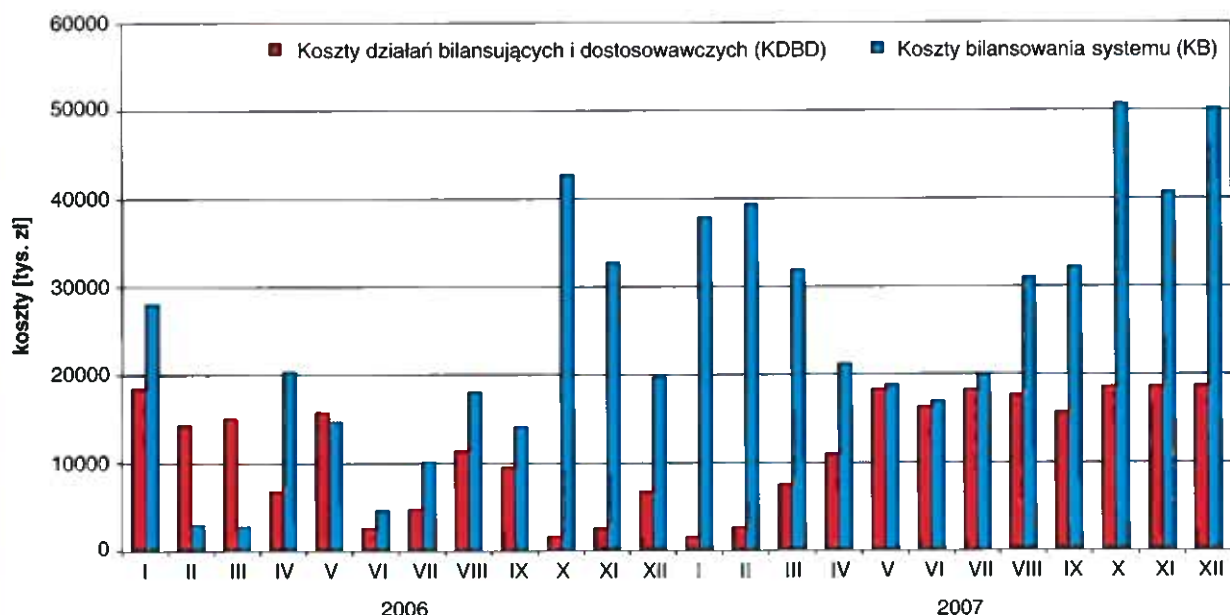
zy energii z rynku bilansującego (CROs) nastąpił w grudniu 2007 r. Taka sytuacja jest spowodowana zwiększonym niedokontraktowaniem niektórych przedsiębiorstw obrotu, w szczególności w godzinach szczytowego zapotrzebowania na energię, wynikającym często z dużego wzrostu popytu odbiorców końcowych nie pokrytego w ramach kontraktów zawieranych w konkurencyjnych segmentach rynku (kontrakty bilateralne, giełda energii, platformy obrotu).

Sytuacja dotycząca wolumenu energii przyrostowej ma pełne odzwierciedlenie w cenach sprzedaży ener-

gii elektrycznej na rynku bilansującym i została przedstawiona na rysunku 9. Znaczny wzrost tych cen można zaobserwować w ostatnim kwartale 2007 r., przy czym wzrosty te dotyczą głównie cen występujących w godzinach szczytowego zapotrzebowania. Jest to spowodowane kurczącymi się zasobami dostępnymi dla operatora rezerw mocy wytwórczych w związku ze zwiększonym zapotrzebowaniem odbiorców końcowych. Oznacza to, że w procesie bilansowania OSP wykorzystuje bardzo drogie oferty bilansujące składane przez wytwórców.



Rysunek 9. Energia przyrostowa i ceny sprzedaży energii z rynku bilansującego (CROs) w 2007 r. (Źródło: URE)



Rysunek 10. Koszty ograniczeń (KO) oraz koszty bilansowania (KB) na RB w latach 2006-2007 (Źródło: URE)

Dane zilustrowane rysunkiem 10 pokazują rosnące w drugiej połowie 2007 r. koszty bilansowania systemu, przy utrzymujących się na stabilnym poziomie kosztach usuwania ograniczeń systemowych. Zwiększone koszty bilansowania systemu związane są ze zwiększonym wolumenem obrotu energią na rynku bilansującym, w szczególności dotyczącym sprzedaży energii na rynku bilansującym (energia przyrostowa). Należy podkreślić, że koszty działań bilansujących i dostosowawczych obejmują koszty usuwania ograniczeń, koszty nieplanowanej i awaryjnej wymiany międzyoperatorskiej oraz koszty interwencyjnej zmiany generacji jednostek wytwórczych innych niż centralnie dysponowane.

1.3.3. Monitorowanie warunków przyłączenia podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywania napraw tej sieci

Monitorowanie warunków przyłączenia podmiotów do sieci umożliwia Prezesowi URE obserwowanie procesów związanych z wydawanymi warunkami o przyłączenie do sieci oraz stosowanymi praktykami ich realizacji dla różnych grup przyłączeniowych.

Nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne z 2005 r. upoważniła Prezesa URE do wnoszenia zastrzeżeń do odmów przyłączenia do sieci przez przedsiębiorstwa energetyczne z powodu braku warunków ekonomicznych (art. 7 ust. 9 Prawa energetycznego). Przestanką do wprowadzenia tej regulacji była ochrona interesu odbiorców przed monopolistycznymi praktykami przedsiębiorstw energetycznych w zakresie przyłączeń do sieci. W wyniku prowadzonych przez Regulatora postępowań administracyjnych w sprawie odmów przyłączenia do sieci, przedsię-

biorstwa często zmieniały swoje stanowiska i wydawały odbiorcom techniczne warunki przyłączenia. Dla sprawnego postępowania ustalono w URE przejrzyste reguły ekonomicznej oceny przyłączenia nowych podmiotów do sieci elektroenergetycznych, dzięki czemu nastąpiło ograniczenie liczby odmów i skrócenie czasu poszczególnych procedur.

Monitorowanie warunków przyłączenia ma miejsce również w toku taryfowania. W taryfach operatorów sieci dystrybucyjnych i przesyłowych dla energii elektrycznej Prezes URE zatwierdza zasady ustalania opłat za przyłączenie podmiotów do sieci, a także stawki opłat za przyłączenie dla IV i V grupy przyłączeniowej. Zawarte w taryfach zapisy uwzględniają również wnioski wynikające z procesu monitorowania warunków przyłączenia.

1.3.4. Monitorowanie wypełniania obowiązku publikowania przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych informacji dot. połączeń międzysystemowych, korzystania z sieci i rozdziału zdolności przesyłowych stronom umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii, z uwzględnieniem konieczności traktowania tych informacji jako poufnych ze względów handlowych

Operator systemu przesyłowego udostępnia informacje dotyczące wymiany międzysystemowej (zasady przeprowadzania przetargów skoordynowanych, prognozy wielkości zdolności przesyłowych, oferowane zdolności przesyłowe) na swojej stronie inter-

netowej (www.PSE-Operator.pl)⁴⁴. OSP publikuje następujące dane:

- oszacowane wielkości rocznych, miesięcznych i dobowych całkowitych zdolności przesyłowych (TTC), zdolności przesyłowych netto (NTC) oraz dostępnych zdolności przesyłowych (ATC),
- oferowane i przydzielone zdolności przesyłowe,
- ceny zdolności przesyłowych,
- liczbę uczestników biorących udział w aukcji,
- liczbę ofert złożonych przez uczestników aukcji w odniesieniu do profilu handlowego,
- krzywe cenowe składanych ofert na zdolności przesyłowe w aukcji rocznej.

Użytkownicy mogą uzyskać potrzebne im dane również w biurze aukcyjnym w Pradze (www.e-trace.biz).

Ponadto na stronie internetowej ETSO Vista (www.etsovista.org) są publikowane informacje o rzeczywistych przepływach energii elektrycznej pomiędzy obszarami zarządzanymi przez operatorów systemu przesyłowego.

Szczegółowy katalog informacji, jakie powinny być publikowane przez operatorów systemów przesyłowych, zawiera nowe wytyczne ds. zarządzania ograniczeniami, które weszły w życie 1 grudnia 2006 r.⁴⁵ W ramach prac w Inicjatywach Regionalnych, w których uczestniczy Prezes URE (Rynek Europy Środkowo-Wschodniej, Rynek Północny), został przygotowany i poddany publicznym konsultacjom projekt raportu na temat przejrzystości informacji. Dokument ten zawiera szczegółowe definicje obowiązków informacyjnych spoczywających na OSP, które wynikają z ww. wytycznych oraz opracowanych przez ERGEG wytycznych dobrych praktyk ds. przejrzystości i zarządzania informacją. Etap wdrażania wniosków z raportu został przewidziany na obecny rok.

W zakresie informacji o pracy KSE operator systemu przesyłowego opracowuje i publikuje Plany Koordynacyjne Roczne (PKR), Plany Koordynacyjne Miesięczne (PKM) oraz Plany Koordynacyjne Dobowe (BTHD, WPKD, PKD). Ponadto publikowana jest informacja o planowanej wymianie międzysystemowej na połączeniach synchronicznych z sąsiadującymi systemami. Powykonawczo publikowane są sprawozdania miesięczne i roczne z funkcjonowania KSE oraz w trybie dobowym informacje dotyczące bilansu mocy w szczycie rannym i wieczornym oraz zapotrzebowania na moc w KSE, a także handlowej wymiany międzysystemowej do Szwecji oraz rzeczywistych

przepływów energii na przekrojach synchronicznych oraz stałoprądowym ze Szwecją. OSP publikuje ponadto zasady uczestnictwa w Rynku Bilansującym (IRiESP), standardy umów oraz informacje o funkcjonowaniu Rynku Bilansującego, takie jak: ceny rozliczeniowe za niezbilansowanie, wolumeny energii (w cyklach dobowo-godzinowych) oraz koszty funkcjonowania Rynku Bilansującego. Wymiana informacji handlowych pomiędzy OSP a uczestnikami Rynku Bilansującego odbywa się przy pomocy systemu Wymiany Informacji o Rynku Energii (WIRE). Wymiana informacji technicznych z wytwórcami w celu umożliwienia prowadzenia pracy krajowego systemu elektroenergetycznego odbywa się przy pomocy Systemu Operatywnej Współpracy z Elektrowniami (SOWE).

Wypełnianie obowiązku publikowania informacji w zakresie dostępu do sieci stron umowy o świadczenie usług dystrybucji operatorów systemów dystrybucyjnych jest przedmiotem monitorowania przez Prezesa URE w ramach monitoringu prowadzonego dla rynku detalicznego.

1.3.5. Monitorowanie bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej

Bezpieczeństwo dostarczania paliw i energii, obok konkurencyjności oraz spełnienia wymogów ochrony środowiska, stanowi filar bezpieczeństwa energetycznego. To ostatnie w „Polityce energetycznej Polski do 2025 r.”⁴⁶ zostało zdefiniowane jako stan gospodarki umożliwiający pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię, w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy minimalizacji negatywnego oddziaływania sektora energii na środowisko i warunki życia społeczeństwa. Podstawowy nadzór nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w energię elektryczną sprawuje minister gospodarki, natomiast monitorowanie, zgodnie z art. 23 ust. 2 pkt 20f ustawy – Prawo energetyczne, prowadzi Prezes URE.

Wypełniając ustawowy obowiązek⁴⁷ Prezes URE monitoruje warunki dostarczania różnych rodzajów nośników energii, w tym energii elektrycznej. Bezpieczeństwo dostarczania energii elektrycznej zależy od sprawnego zarządzania pracą systemu elektroenergetycznego, stanu technicznego majątku wytwórczego, sprawności urządzeń i instalacji systemów: przesyłowego oraz dystrybucyjnych, właściwych rezerw mocy produkcyjnych i stosownego poziomu mocy przesyłowych, w tym mocy transgranicznych. W tym celu Prezes URE m.in.:

44) Minimalny zakres informacji publikowanych przez operatorów systemów przesyłowych określa Rozporządzenie 1228/2003.

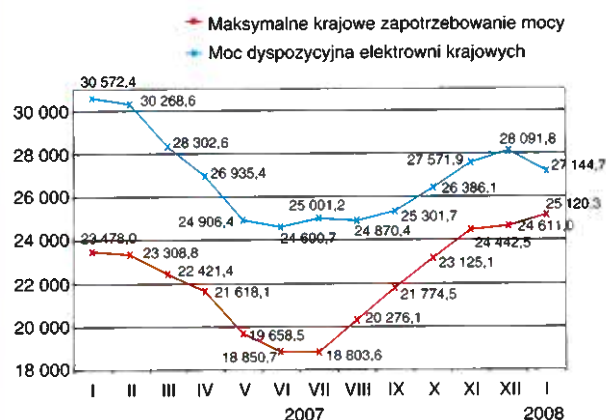
45) Wytyczne ds. zarządzania ograniczeniami stanowiące załącznik do Rozporządzenia 1228/2003/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 26 czerwca 2003 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej.

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

47) Obowiązek monitorowania funkcjonowania systemu gazowego i elektroenergetycznego w zakresie m.in. bezpieczeństwa dostarczania paliw gazowych i energii elektrycznej został nałożony na Prezesa URE nowelizacją ustawy – Prawo energetyczne z 3 maja 2005 r. (Dz. U. Nr 62, poz. 552).

- 1) prowadzi bazę informacyjną o przedsiębiorstwach sektora tworzoną na podstawie rocznych sprawozdań. Są to głównie dane o charakterze ekonomicznym. URE korzysta z zasobów informacyjnych innych resortów i instytucji badawczych, m.in. Ministerstwa Gospodarki, Głównego Urzędu Statystycznego i Agencji Rynku Energii SA (ARE). Dane na temat mocy zainstalowanych w źródłach wytwórczych oraz szczytowego zapotrzebowania na moc pozyskiwane są od OSP i innych źródeł, np. ARE czy Union for the Coordination of Transmission of Electricity (UCTE),
- 2) pozyskuje informacje o stanie infrastruktury sieciowej i potrzebach inwestycyjnych OSP i OSD w trakcie uzgadniania projektów planów rozwoju przedsiębiorstw sieciowych,
- 3) prowadzi bieżący monitoring bezpieczeństwa operacyjnego KSE i kontrolę stanu zapasów węgla w elektrowniach,
- 4) prowadzi bieżący monitoring rynku kontraktowego energii, w celu analizy równowagi popytowo-podażowej.

W trakcie monitorowania bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej szczególną uwagę przykładano do: adekwatności wytwarzania, bezpieczeństwa operacyjnego systemu oraz dyspozycyjności urządzeń. Pomimo tego, że wielkość mocy zainstalowanych utrzymuje się na stosunkowo wysokim poziomie ok. 35 GW, to w trakcie ostatniego roku odnotowano spadek mocy dyspozycyjnych przy jednoczesnym wzroście zapotrzebowania mocy (rysunek 11).

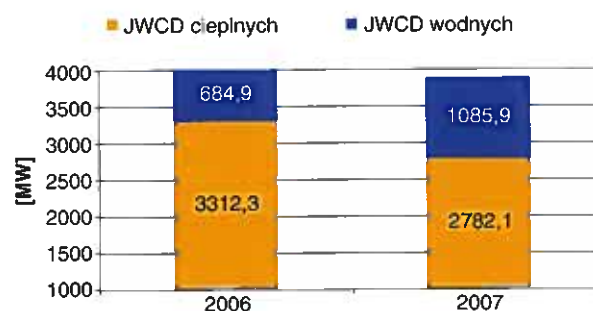


Rysunek 11. Moc dyspozycyjna elektrowni krajowych oraz maksymalne krajowe zapotrzebowanie mocy w wieczornym szczyt zapotrzebowania na moc w wartościach średnich z dni roboczych w miesiącu (Źródło: PSE – Operator SA)

Powyższy wykres jednoznacznie wskazuje na spadek nadwyżki mocy dyspozycyjnych w stosunku do maksymalnego krajowego zapotrzebowania na moc. Trend ten jest szczególnie widoczny na przełomie 2007 i 2008 r. Dalsze utrzymywanie się takiej tendencji będzie skutkować niemożnością pokrycia zapotrzebowania na moc, czego efektem może być konieczność

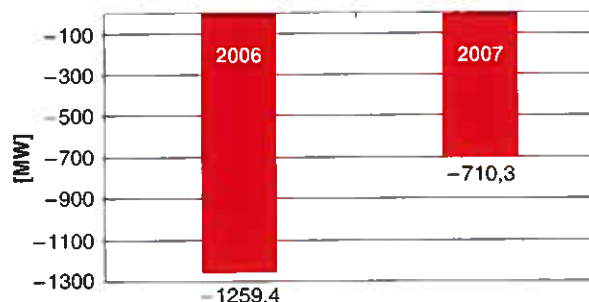
wprowadzenia przez OSP ograniczeń w poborze mocy. Ponadto, odnotowano pewne obniżenie stanu rezerw mocy dostępnych dla OSP. Co prawda patrząc na wartości średnie w ujęciu rok do roku ubytek ten nie jest duży, jednak zjawisko to znacznie nasiliło się pod koniec 2007 r.: wartość rezerw mocy dostępnych dla OSP w szczycie krajowego zapotrzebowania na moc spadła poniżej poziomu 2000 MW.

Niepokojąca jest też zmiana struktury rezerw mocy (rysunek 12). Odnotowano znaczny ubytek rezerw mocy dostępnych w JWCD ciepłych, które to rezerwy mogą być w razie potrzeby wykorzystywane długotrwale. Wzrost rezerwy w JWCD wodnych (przede wszystkim szczytowo-pompowych) nie gwarantuje dostaw energii przez dłuższy czas. Wzrost ten nie wynika z przyrostu nowych mocy wytwórczych, lecz z zakończenia remontu zbiornika w Elektrowni Żarnowiec.



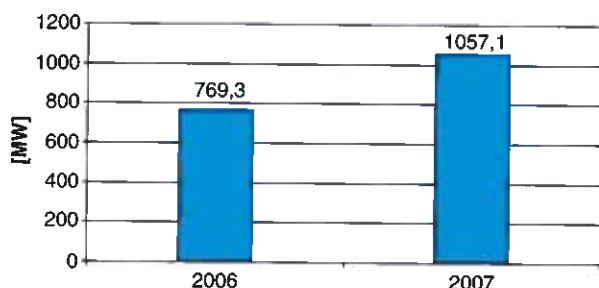
Rysunek 12. Rezerwa mocy w JWCD dostępna dla OSP (Źródło: PSE – Operator SA)

Jako wyraz pogorszenia się relacji dostępnych mocy do zapotrzebowania na moc uznać można znaczny spadek w 2007 r. mocy przesyłowych w wymianie międzysystemowej – eksport. Rysunek 13 przedstawia saldo mocy w wymianie międzysystemowej w wieczornym szczyt krajowego zapotrzebowania na moc w wartościach średnich rocznych z dni roboczych dla 2006 i 2007 r.



Rysunek 13. Krajowe saldo wymiany międzynarodowej w latach 2006-2007 (Źródło: PSE – Operator SA)

Znaczne obniżenie salda wymiany transgranicznej było efektem działań OSP skierowanych na zapewnienie pokrycia zapotrzebowania na moc na rynku krajowym. Obniżenie mocy dyspozycyjnych z jednoczesnym wzrostem zapotrzebowania mocy wymu-



Rysunek 14. Ubytki mocy spowodowane remontami z tytułu awarii (Źródło: PSE – Operator SA)

siły na OSP wprowadzenie ograniczeń w wymianie międzysystemowej energii elektrycznej.

W 2007 r. odnotowano pogorszenie stanu instalacji wytwórczych mierzone wzrostem wielkości ubytków mocy spowodowanych awariami (rysunek 14).

Wstępne wyniki ekonomiczne przedsiębiorstw wytwórczych i dystrybucyjnych potwierdzają utrzymywanie się dobrej sytuacji ekonomicznej w tych podsektorach, szczególnie zaś w grupie wytwórców. Od szeregu lat odnotowywana jest zbyt mała aktywność inwestycyjna wynikająca raczej z niechęci sektora wytwarzania do podejmowania decyzji inwestycyjnych na własne ryzyko niż z powodu braku środków na ten cel. Długoterminowo prowadzi to do braku tzw. adekwatności (wystarczalności) zdolności wytwórczych.

Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej nie było w 2007 r. zagrożone, niemniej jednak pojawiły się pewne symptomy, które w przyszłości mogą na nie rzutować. Pod koniec 2007 r. niektóre jednostki wytwórcze odnotowały niedobory zasobów węgla kamiennego poniżej wymaganych 30 dni. Najniższe stany zasobów węgla kamiennego odnotowano w elektrowniach: El. Stalowa Wola (20 dni), EC Karolin (19 dni), El. Kozienice (18 dni), El. Jaworzno 3 (15 dni), El. Dolna Odra (13 dni) i El. Łagisza (12 dni). Sytuacja ta doprowadziła do konieczności wstrzymania pracy niektórych bloków po to, aby nie uszczuplać i tak niewystarczającego stanu zasobów węgla. Należy dodać, że zapasy te bardzo trudno jest szybko uzupełnić w warunkach niskich temperatur zewnętrznych.

Odnotowano okresowy stan niedoboru dostępnych zdolności wytwórczych w godzinach popołudniowego szczytu zapotrzebowania na energię w dni robocze. Był on efektem wzrostu zapotrzebowania na moc – mimo utrzymywania się relatywnie wysokich temperatur, dużych ubytków zdolności wytwórczych zgłaszanych przez elektrownie oraz niedostatecznej podaży energii na rynku. Pod koniec 2007 r. przedsiębiorstwa obrotu, nie wchodzące w skład PGE Polskiej Grupy Energetycznej SA, miały problemy z pokryciem umowami zakupu energii planowanej na 2008 r., sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym.

W świetle powyższego stwierdzić można, że w kontekście nałożonych na Prezesa URE obowiązków wynikających z tytułu monitorowania bezpie-

czeństwa dostarczania energii elektrycznej, najważniejsze z punktu widzenia ich realizacji jest umiejętne wykorzystanie przez niego rozmaitych narzędzi regulacyjnych w celu stymulowania przedsiębiorstw energetycznych do podejmowania właściwych decyzji inwestycyjnych. Zmieniające się rozmieszczenie odbiorców oraz postęp, jaki dokonał się w Unii Europejskiej w odniesieniu do sprawności wytwarzania sprawiają, że działania inwestycyjne krajowego podsektora wytwarzania energii elektrycznej sprowadzają się w znacznym stopniu do odtwarzania (w oparciu o niskosprawne technologie) zamortyzowanych mocy wytwórczych. Stawia to naszą elektroenergetykę w trudnej pozycji rynkowej wobec elektroenergetyk innych państw UE. W dłuższej perspektywie może także doprowadzić do problemów z pokryciem zapotrzebowania na energię elektryczną.

Nie ulega także wątpliwości, że wraz z postępującą globalizacją i integrowaniem się Polski ze strukturami Unii Europejskiej, zmienia się i zmieniać się będzie zasadniczo treść kategorii bezpieczeństwa energetycznego. W coraz większym stopniu będzie miało ono wymiar ekonomiczny, a nie jak dziś, techniczny. Postępujące urynkwienie polskiej gospodarki, dostęp do nowoczesnej techniki i technologii w zakresie szeroko rozumianej energetyki, możliwość prowadzenia różnej działalności gospodarczej na różnych rynkach towarowych i finansowych umożliwia realizację niemal wszystkich zamierzeń rozwojowych, w tym także zakupu dóbr inwestycyjnych i niezbędnego dlań zaopatrzenia materiałowego oraz zaspokojenia popytu finalnego odbiorców paliw i energii.

W tym kontekście szczególnego znaczenia nabierają aspekty ekonomiczno-finansowe, związane z poziomem i tempem wzrostu cen oraz kondycją zarówno przedsiębiorstw energetycznych, jak i ich odbiorców. Sprawy te muszą być postrzegane w więzi przyczynowo-skutkowej, i tym samym – zawsze rozpatrywane łącznie. Wiadomo bowiem, że pogorszenie się stanu finansów w sektorze energetyki może stać się przyczyną perturbacji w realizacji dostaw paliw i energii. Z drugiej zaś strony, obciążenie odbiorców wysokimi płatnościami za energię i jej dostawy może spowodować wzrost należności, zatory płatnicze, upadłość odbiorców i w konsekwencji – zmniejszenie odbioru energii. Sytuacje tego rodzaju mogą znacząco wpływać na stan bezpieczeństwa energetycznego. Istotne w tym zakresie są zasady cenotwórstwa obowiązujące w energetyce.

1.3.6. Monitorowanie wypełniania przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych ich zadań

Prezes URE prowadzi okresowe badania mające na celu zweryfikowanie, czy operatorzy systemów dystrybucyjnych przygotowani są do prowadzenia działalności operatorskiej gwarantującej

równoprawne traktowanie wszystkich użytkowników systemu⁴⁸⁾.

Poniżej przedstawiono i omówiono stan na 31 grudnia 2007 r.⁴⁹⁾

Czynniki odgrywające bardzo ważną rolę w zapewnieniu równego traktowania użytkowników systemu to:

- zmiana wizerunku przedsiębiorstw energetycznych, tak, aby odbiorcy przestali utożsamiać operatora systemu dystrybucyjnego i przedsiębiorstwo obrotu wydzielone z przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, a tym samym dostrzegać w wydzielonym przedsiębiorstwie obrotu jedynego sprzedawcę energii na terenie działania danego operatora systemu. Osiągnięciu tego celu służy rozdzielenie siedzib obydwu przedsiębiorstw i utworzenie odrębnych punktów obsługi klienta. Wyniki badania wskazują, że rozdzielenia siedziby operatora systemu od siedziby spółki obrotu dokonało dziewięciu OSD, także dziewięciu operatorów utworzyło własne punkty obsługi klienta,
- realizacja umów z wybranym sprzedawcą. Warunkiem niezbędnym do realizacji tych umów jest istnienie umowy o świadczenie usług dystrybucji pomiędzy OSD, do sieci którego przyłączony jest odbiorca, a wybranym przez niego sprzedawcą (tzw. umowa generalna). Umowa taka powinna być zawarta m.in. z tą spółką obrotu, która jest stroną umów kompleksowych (zawierających postanowienia umowy sprzedaży i postanowienia umowy o świadczenie usług dystrybucji), zawartych przez tych odbiorców z dawną spółką dystrybucyjną. Wszyscy operatorzy systemów zawarli takie umowy ze sprzedawcami energii innymi niż przedsiębiorstwo obrotu, które funkcjonowało w strukturze zintegrowanej pionowo. Liczba umów zawartych przez poszczególnych operatorów wskazuje jednak, że ich podejście do tej sprawy jest zróżnicowane. Są tacy operatorzy, którzy – oprócz swojej spółki macierzystej – zawarli takie umowy z mniejszą niż pięć liczbą sprzedawców. Wśród nich np. RZE Dystrybucja Sp. z o.o. zawarł taką umowę tylko z jednym sprzedawcą – PKP Energetyką Sp. z o.o., a ZEORK SA – z dwoma. Dodatkowym problemem z punktu widzenia oceny warunków konkurencji jest charakter oferty tych sprzedaw-

ców, którzy zawarli umowy z danym OSD. Może się bowiem okazać, że pomimo dużej liczby sprzedawców nie ma faktycznie alternatywy dla oferty sprzedawcy dotychczasowego w przypadku konkretnego odbiorcy (np. odbiorcy drobnego – w gospodarstwie domowym),

- opracowanie i wdrożenie programu, w którym operator określa przedsięwzięcia, jakie należy podjąć w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu, w tym w szczególności obowiązki pracowników wynikające z tzw. programu zgodności. Dane przedstawione przez operatorów systemów wskazują, że nie wszyscy operatorzy właściwie oceniają potrzebę przygotowania takiego programu. Wszyscy operatorzy, jako wydzielone już prawnie spółki, opracowały własne programy. Jednocześnie trzynastu OSD twierdzi, że prowadzi szkolenia pracowników, którzy są objęci programem zgodności,
- stosowanie jednolitych wzorów dokumentów (umów i wniosków), jednolitych procedur przyjmowania i rozpatrywania wniosków, w szczególności dot. zmiany sprzedawcy energii oraz sprawnego rozpatrywania skarg i reklamacji w zakresie świadczenia usług dystrybucji. Wyniki badania wskazują, że operatorzy systemów, w przeważającej większości, stosują jednolite wzory dokumentów, zwłaszcza dot. zmiany sprzedawcy. Jedynie ENERGA-Operator SA dała negatywną odpowiedź na pytanie o stosowanie wzorów dokumentów ułatwiających zmianę sprzedawcy. Z przeprowadzonych ankiet wynika ponadto, że operatorzy zamieszczają na stronach internetowych wzory takich dokumentów.

Ankieta na temat niezależności Operatorów Systemów Dystrybucyjnych została uzupełniona o pytania dotyczące zadań (określonych w ustawie – Prawo energetyczne) związanych z pozyskiwaniem, przechowywaniem, przetwarzaniem i udostępnianiem danych pomiarowych. Z ankiety tej wynika, że prawie wszyscy operatorzy dysponują w ramach swoich struktur bazami danych odbiorców energii elektrycznej przyłączonych do ich sieci. Jedynie w przypadku ŁZE Dystrybucja Sp. z o.o. bazy danych należą do ŁZE SA – spółki obrotu, z której wyodrębnił się Operator.

Ważne jest też zapewnienie dostępu do informacji o operatorze systemu poprzez niezależne środki, takie jak np. odrębna strona internetowa operatora. Wyniki badań wskazują, że wszyscy operatorzy systemów opracowali własne, niezależne strony internetowe. Jednocześnie czterech operatorów zadeklarowało, że ich strony podają linki tylko do macierzystych spółek obrotu, a tylko dwie do innych sprzedawców. Na stronach wszystkich operatorów zostały zamieszczone instrukcje ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnych, określające warunki korzystania z tej sieci przez użyt-

48) Ankieta stosowanych przez OSD procedur i praktyk w zakresie zmiany sprzedawcy: okres sprawozdawczy od 1 stycznia do 30 kwietnia 2007 r. oraz od 1 maja do 30 września 2007 r., ankieta dotycząca niezależności działania OSD oraz realizacji programów podjętych w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu: okres sprawozdawczy od 1 lipca do 30 września 2007 r. oraz od 1 października do 31 grudnia 2007 r., ankieta dotycząca wykonywania przez operatorów systemów dystrybucyjnych obowiązków określonych w art. 9c ust. 3 pkt 9a) lit. b) ustawy – Prawo energetyczne okres sprawozdawczy od 1 października do 31 grudnia 2007 r.

49) Badanie przeprowadzono w styczniu 2008 r.

kowników systemu, w tym procedury zmiany sprzedawcy. W trzynastu przypadkach procedura ta została zamieszczona także odrębnie od IRIESD, w celu łatwiejszego dostępu do niej. Jedynie ZEW-T Dystrybucja Sp. z o.o. nie zamieścił odrębnie procedury zmiany sprzedawcy. Na stronach internetowych znajdują się również wzory umów i innych dokumentów potrzebnych przy zmianie sprzedawcy, w tym wzór umowy o świadczenie usług dystrybucji stosowanej w przypadku zmiany sprzedawcy oraz wnioski o zmianę sprzedawcy (wyniki badania dot. niezależności działania OSD oraz realizacji stosowanych praktyk przez OSD procedur i praktyk w zakresie zmiany sprzedawcy zawarte zostały w Aneksie 2 do Sprawozdania).

1.3.7. Monitorowanie wypełniania przez przedsiębiorstwo energetyczne obowiązków dot. ewidencji księgowej

Przedsiębiorstwa energetyczne mają obowiązek (art. 44 Prawa energetycznego) prowadzenia ewidencji księgowej w sposób umożliwiający odrębne obliczanie kosztów i przychodów, zysków i strat w zakresie dostarczania energii elektrycznej, w tym kosztów stałych, kosztów zmiennych i przychodów odrębnie dla wytwarzania, przesyłania, dystrybucji i obrotu energią elektryczną a także do grup odbiorców określonych w taryfie, zapewniając przy tym równoprawne traktowanie odbiorców oraz eliminowanie subsydiowania skrośnego.

Monitorowanie wypełniania ww. obowiązku spoczywa na Prezesie URE, który w 2007 r., analogicznie jak w latach ubiegłych, wykorzystał stworzone w tym celu narzędzie w postaci jednolitej bazy sprawozdawczej zawierającej informacje o kosztach, przychodach oraz wynikach finansowych przedsiębiorstw dystrybucyjnych w podziale na działalności⁵⁰.

Monitoring przesłanych arkuszy wykorzystywany był przede wszystkim do sprawdzenia poprawności przyjętych założeń we wnioskach o zatwierdzenie taryf dla energii elektrycznej, a także bieżącej oceny sytuacji finansowej.

1.4. Promowanie konkurencji

Działania Prezesa URE na rzecz promowania konkurencji odbywały się poprzez:

- zwalnianie z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia,

50) Informacje zostały przekazane przez przedsiębiorstwa odpowiednio w I oraz II półroczu 2007 r. w formie jednolitych arkuszy sprawozdawczych opracowanych w URE, a następnie poddane analizie poprawności i zgodności z danymi zawartymi w powszechnie obowiązującej sprawozdawczości statystycznej. Ponadto przedsiębiorstwa są zobowiązane do comiesięcznego przesyłania informacji na temat kosztów, przychodów oraz wyników finansowych w podziale na działalności oraz grupy taryfowe.

- monitorowanie funkcjonowania rozwiązań rynkowych w energetyce, zwłaszcza rynku bilansującego, rynków lokalnych oraz giełdy energii (omówione w innych rozdziałach Sprawozdania),
- badanie rynków krajowych pod kątem uznania ich za rynki konkurencyjne oraz rozpatrywanie wniosków przedsiębiorstw energetycznych o zwolnienie z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia,
- rozpatrywanie spraw spornych w zakresie realizacji obowiązku świadczenia usług polegających na przesyłaniu paliw lub energii (TPA) (omówione w innych rozdziałach Sprawozdania),
- monitorowanie realizacji powyższego obowiązku,
- współpracę z operatorami systemu przesyłowego elektroenergetycznego i gazowego, w zakresie doskonalenia mechanizmów rynku konkurencyjnego i rozwiązywania problemów kontraktów długoterminowych,
- działalność informacyjną i promocyjną.

Zwolnienie z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia i badanie rynków krajowych pod kątem uznania ich za rynki konkurencyjne oraz rozpatrywanie wniosków przedsiębiorstw energetycznych o zwolnienie z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia

Od 2 do 9 listopada 2007 r. Prezes URE wydał decyzje o zwolnieniu z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf dla energii elektrycznej w obrocie (art. 49 ust. 1 Prawa energetycznego) 172 przedsiębiorstw energetycznym z koncesją na obrót (w tym 14 przedsiębiorstwom obrotu wyodrębnionym z przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo, tzw. spółkom dystrybucyjnym) oraz 158 posiadającym jednocześnie koncesję na dystrybucję energii elektrycznej (tzw. przedsiębiorstwom energetyki przemysłowej).

Wydanie decyzji indywidualnych poprzedzone było Komunikatem Prezesa URE⁵¹, w którym wskazano na następujące uzasadniające je okoliczności:

- struktura organizacyjna sektora oraz przeprowadzone zmiany struktury właścicielskiej i liczba uczestników rynku, zwłaszcza po stronie podaźowej, spełniają kryteria konkurencyjnego rynku energii elektrycznej, określone w Prawie energetycznym (art. 49 ust. 3), nawet pomimo przeprowadzonego procesu konsolidacji pionowej,
- dokonał się rozdział prawny działalności sieciowej i handlowej w przedsiębiorstwach pionowo zintegrowanych, co wzmocniło przejrzystość struktury i zasad funkcjonowania rynku,

51) Komunikat Prezesa URE z 31 października 2007 r. w sprawie zwolnienia przedsiębiorstw energetycznych posiadających koncesje na obrót energią elektryczną z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia, www.ure.gov.pl.

- wyeliminowane zostały w sposób systemowy dotychczasowe ograniczenia rozwoju rynku hurtowego (np. kontrakty długoterminowe, poprawione zasady rynku bilansującego),
- 1 lipca 2007 r. nastąpiło otwarcie rynku energii dla wszystkich odbiorców i zapewnienie im prawa zakupu energii od dowolnie wybranego sprzedawcy, co jest warunkiem koniecznym dla rozwoju konkurencji na rynku detalicznym,
- interes najłabszego odbiorcy – odbiorcy w gospodarstwach domowych chroni instytucja sprzedawcy z urzędu, który jest zobowiązany do zawarcia umowy z odbiorcą w gospodarstwie domowym i zapewnienia mu dostaw energii w ramach umowy kompleksowej obejmującej sprzedaż i usługę dystrybucji,
- funkcjonujący przez szereg lat tzw. model hybrydowy rynku energii, w którym koegzystowały ceny regulowane z rynkowymi, nie sprzyja rozwojowi zasady TPA.

Dwa przedsiębiorstwa obrotu, wyodrębnione ze spółek dystrybucyjnych, odwołały się od decyzji Prezesa URE w sprawie zwolnienia ich z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia. Następnie od 15 listopada do 20 listopada 2007 r. zostały wszczęte z urzędu postępowania administracyjne (art. 156 § 1 pkt 2 Kpa) w sprawie stwierdzenia nieważności powyższych decyzji, o czym strony zostały zawiadomione (art. 157 § 2 Kpa).

Jednocześnie Prezes URE, na podstawie art. 159 § 1 Kpa, wydał postanowienia o wstrzymaniu wykonania decyzji zwalniających z obowiązku przedkładania taryf w obrocie do zatwierdzenia, z uwagi na prawdopodobieństwo, że decyzje te są dotknięte wadą nieważności (art. 156 § 1 pkt 2 Kpa), a mianowicie, że zostały wydane z rażącym naruszeniem art. 49 ust. 1 w związku z ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne. W uzasadnieniu Prezes URE wskazał, że zwolnienie przedsiębiorstw z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia nastąpiło bez szczególnej analizy przesłanki określonej w art. 49 ust. 1 ustawy, a mianowicie stwierdzenia działania przedsiębiorstwa w warunkach konkurencji. W szczególności, przy podejmowaniu decyzji nie wzięto pod uwagę takich okoliczności, jak wielkość udziału w rynku poszczególnych przedsiębiorstw energetycznych, bariery dostępu do rynku oraz dostęp do informacji rynkowej. Jednocześnie Prezes URE zwrócił uwagę na opinię Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów z 3 października 2007 r., która zawiera konkluzję, że w czasie wydawania decyzji nie można było jednoznacznie stwierdzić, że przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się obrotem energią elektryczną działają w warunkach konkurencji.

Czternaście przedsiębiorstw obrotu wyodrębnionych ze spółek dystrybucyjnych i cztery przedsiębiorstwa energetyki przemysłowej wniosły do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów zażalenie na

powyższe postanowienia. Prezes URE uznając w części za słuszne zażalenia:

- w przypadku przedsiębiorstw, które sprzedają energię elektryczną także odbiorcom grupy taryfowej G, *zmienił* w części swoje postanowienia wstrzymujące wykonanie decyzji o zwolnieniu z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia w ten sposób, że wstrzymanie wykonania tych decyzji ograniczył do obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf w zakresie dotyczącym odbiorców grupy G,
- w przypadku przedsiębiorstw, które nie sprzedają energii elektrycznej odbiorcom grupy taryfowej G, *uchylił* postanowienie o wstrzymaniu wykonania decyzji o zwolnieniu.

7 grudnia 2007 r. wydano postanowienia skierowane do przedsiębiorstw obrotu wyodrębnionych ze spółek dystrybucyjnych, natomiast 14 grudnia 2007 r. do czterech przedsiębiorstw energetyki przemysłowej. Siedem przedsiębiorstw obrotu wyodrębnionych ze spółek dystrybucyjnych i jedno przedsiębiorstwo energetyki przemysłowej wniosły zażalenia na te postanowienia. Jednocześnie, po przeanalizowaniu argumentacji przedstawionej w zażaleniach, w celu umożliwienia prawidłowego funkcjonowania na rynku energii elektrycznej przedsiębiorstwom, które nie wniosły zażalenia na postanowienie o wstrzymaniu wykonania decyzji zwalniających, Prezes URE, podobnie jak w przypadku przedsiębiorstw, które wniosły zażalenie, 14 grudnia 2007 r. odpowiednio zmienił swoje postanowienia albo je uchylił.

Monitorowanie realizacji zasady TPA

Prezes URE systematycznie monitoruje stopień rzeczywistego korzystania z prawa wyboru sprzedawcy przez odbiorców uprawnionych. Rozwój zasady TPA w polskiej elektroenergetyce w ujęciu statystycznym przedstawia tabela 11. Na przestrzeni dziewięciu lat utrzymywał się trend wzrostowy (poza 2001 r. oraz pierwszą połowę 2007 r.), ale stosunkowo niewielu odbiorców korzystało z przysługującego im uprawnienia.

Różnica w liczbie odbiorców TPA w 2005 r. w porównaniu do 2004 r. (spadek z 78 do 35), wynika ze zmiany sposobu kwalifikowania odbiorcy jako korzystającego z TPA. Poprzednio spółki dystrybucyjne utożsamiały liczbę odbiorców korzystających z TPA z liczbą zawartych umów dystrybucyjnych. Taka definicja niejednokrotnie była przyczyną błędnej interpretacji publikowanych danych. W celu ujednolicenia pojęć, Prezes URE zbierając dane po 2005 r., doprecyzował definicję odbiorcy TPA jako osoby fizycznej lub prawnej, z którą spółka dystrybucyjna zawarła jedną lub więcej umów o przyłączenie do sieci oraz umów o świadczenie usług dystrybucji. Zmianę liczby odbiorców korzystających z TPA w latach 1998-2007 przedstawia rysunek 15 (na str. 38).

Tabela 11. Rozwój zasady TPA w polskiej elektroenergetyce

Okres	Kryterium uprawnienia (poziom rocznych zakupów energii elektrycznej) [w GWh]	Liczba odbiorców uprawnionych	Całkowity roczny zakup energii przez odbiorców uprawnionych ⁵²⁾ [w TWh]	Liczba odbiorców korzystających z TPA (wg stanu na koniec danego okresu)	Teoretyczne otwarcie rynku ⁵³⁾ [w %]	Wskaźnik uczestnictwa odbiorców w rynku energii ⁵⁴⁾ [w %]
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 ⁵⁵⁾	37,0	29	38	7,0
1 I – 30 VI 2004	> 1	ok. 6 000	53,0	64	52	9,5
1 VII – 31 XII 2004	wszyscy z wyjątkiem gospodarstw domowych ⁵⁶⁾	ok. 1,7 miliona	82,0	78	80	10,0
1 I – 31 XII 2005	wszyscy z wyjątkiem gospodarstw domowych	ok. 1,7 miliona	78,0	35 ⁵⁷⁾	74	7,1
1 I – 31 XII 2006	wszyscy z wyjątkiem gospodarstw domowych	ok. 1,7 miliona	82,0	61	73,5	7,6
1 I – 30 VI 2007	wszyscy z wyjątkiem gospodarstw domowych	ok. 1,7 miliona	–	49	–	–
1 VII – 31 XII 2007	wszyscy	ok. 16 milionów	–	604	100	–

Źródło: URE na podstawie danych przedstawionych przez spółki dystrybucyjne.

Analiza danych przedstawionych przez operatorów systemów dystrybucyjnych pozwala stwierdzić, że mimo nieznacznego spadku w pierwszym półroczu, w całym 2007 r. odbiorcy z grup taryfowych A, B i C wykazali umiarkowany wzrost aktywności. Dodatkowo, od 1 lipca 2007 r. do grupy odbiorców uprawnionych dołączyły gospodarstwa domowe. W sumie na koniec 2007 r. odnotowano 604 odbiorców, którzy

zawarli umowę sprzedaży ze sprzedawcą innym niż spółka obrotu wyodrębniona z przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo działająca na terenie OSD, do którego sieci są przyłączeni.

Największy udział odbiorców grup taryfowych A, B, C, korzystających z zasady TPA, podobnie jak w latach ubiegłych, występuje na terenach przemysłowych tj. w województwach: dolnośląskim, opolskim, śląskim oraz małopolskim, gdzie znajduje się większość odbiorców o dużym i bardzo dużym zużyciu energii (po-

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

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

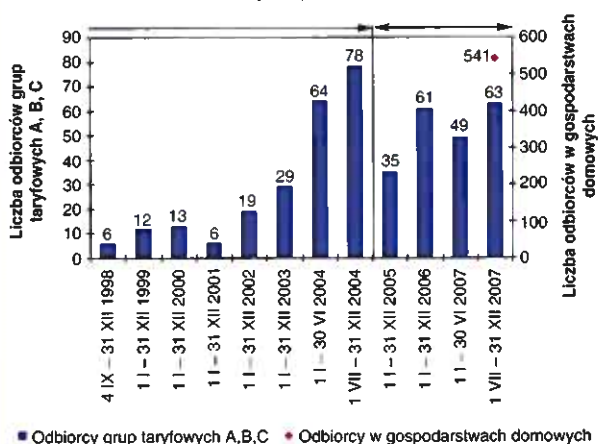
54) Wskaźnik ten mierzony jest jako procentowy udział energii elektrycznej kupionej przez odbiorców korzystających z prawa wyboru dostawcy do całkowitej ilości energii dostarczonej przez spółki dystrybucyjne wszystkim odbiorcom i jest miarą faktycznego uczestnictwa odbiorców w konkurencyjnym rynku energii.

55) 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.

56) Wg harmonogramu określonego w Dyrektywie 2003/54/WE.

57) Odbiorca rozumiany jako osoba fizyczna lub prawna, z którą spółka dystrybucyjna zawarła jedną lub więcej umów o przyłączenie do sieci oraz umów dystrybucji.

Liczba odbiorców TPA z wyszczególnieniem gospodarstw domowych (1998–2007)

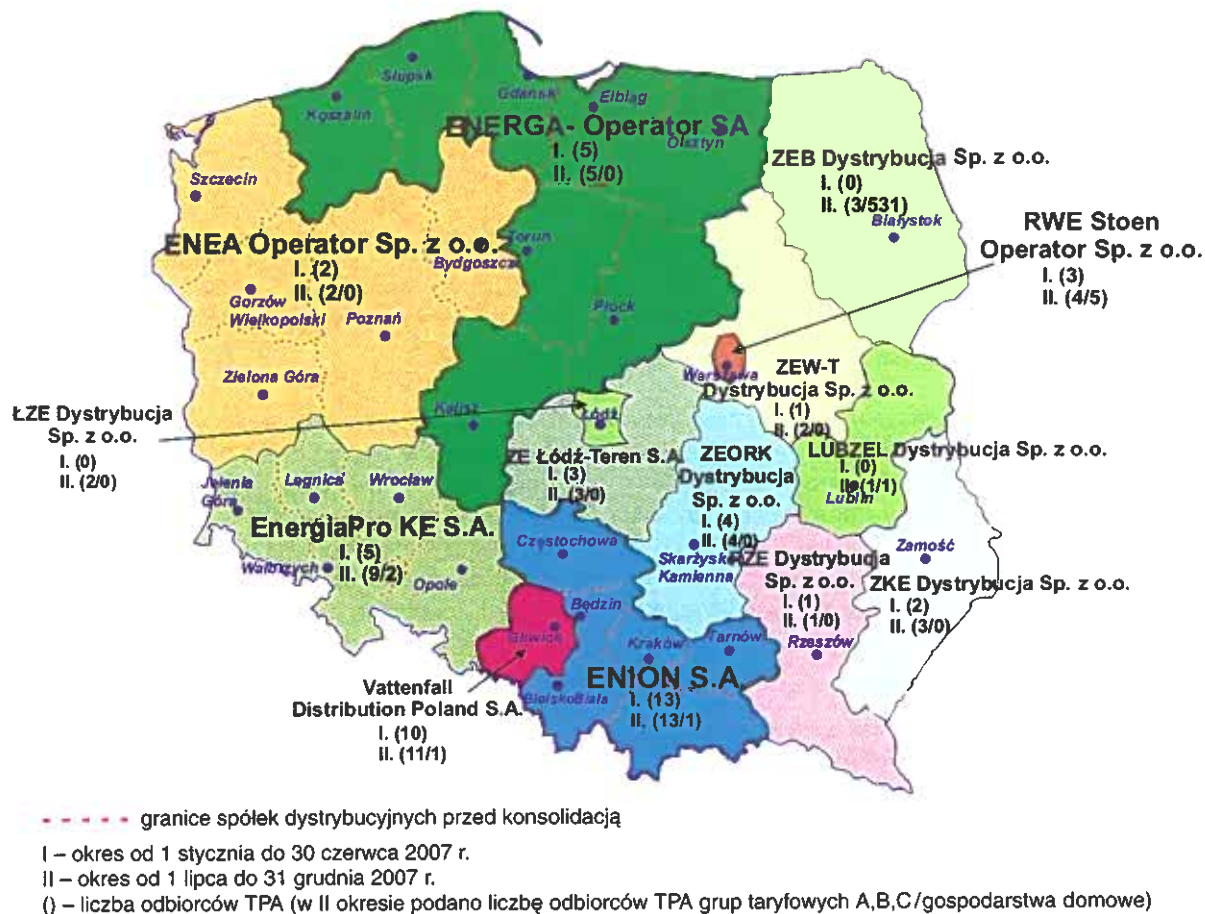


Rysunek 15. Liczba odbiorców korzystających z prawa wyboru sprzedawcy w latach 1998-2007 (Źródło: URE)

nad 2000 MWh rocznie). Natomiast wśród gospodarstw domowych, największą liczbą odbiorców, którzy podjęli decyzję o zmianie sprzedawcy, charakteryzowało się woj. podlaskie. Wysoki udział odbiorców TPA na tym obszarze tłumaczyć można ekspansywną kampanią informacyjno-akwizycyjną przedsiębiorstwa Vattenfall Sales Poland Sp. z o.o. w tym województwie.

W 2007 r. największy wolumen energii elektrycznej dostarczonej w ramach TPA zakupili odbiorcy przyłączeni do sieci spółki Vattenfall Distribution Poland SA, w której energia dostarczona do odbiorców korzystających z prawa wyboru sprzedawcy stanowiła prawie 27% całości dostaw (2936 GWh). Drugie i trzecie miejsce zajmują kolejno: EnergiaPro Koncern Energetyczny SA z 11%-owym udziałem energii elektrycznej dostarczonej w ramach TPA (1428 GWh) i ENION SA z ponad 10%-owym udziałem energii elektrycznej dostarczonej w ramach TPA (1912 GWh). Kolejne miejsca z udziałem poniżej 10% zajmują: ZKE Dystrybucja Sp. z o.o. – 9,3%, ZEORK Dystrybucja Sp. z o.o. – 8,2%, Zakład Energetyczny Łódź – Teren SA – 7,8%, ENERGA-Operator SA – 6,5% oraz RWE Stoen Operator Sp. z o.o. – 3,9%. W pozostałych sześciu spółkach udział energii elektrycznej dostarczonej w ramach TPA w stosunku do całkowitej energii dostarczonej w 2007 r. był poniżej 1%. Największą spośród wszystkich dystrybutorów liczbę – 14 odbiorców grup taryfowych A, B, C korzystających z TPA odnotowano w ENION SA. Szczegółowe dane przedstawia tabela 12.

Z uwagi na otwarcie 1 lipca 2007 r. rynku energii dla wszystkich odbiorców i zapewnienie im prawa zakupu energii od dowolnie wybranego sprzedawcy oraz rozdział prawny działalności sieciowej i handlowej



Rysunek 16. Liczba odbiorców korzystających z TPA na terenie działania poszczególnych operatorów systemów dystrybucyjnych w podziale na dwa okresy 2007 r.

Tabela 12. Wolumen energii elektrycznej dostarczonej przez operatorów systemów dystrybucyjnych w 2007 r. odbiorcom korzystającym z prawa wyboru sprzedawcy

Operator systemu dystrybucyjnego	Liczba odbiorców TPA*		Energia elektryczna dostarczona odbiorcom TPA [w GWh]		Udział energii elektrycznej dostarczonej w ramach TPA w stosunku do całkowitej energii dostarczonej w 2007 r. [w %]	
	2006	2007	2006	2007	2006	2007
ZEB Dystrybucja Sp. z o.o.	0	534	0	0,3	0,0	0,01
LUBZEL Dystrybucja Sp. z o.o.	0	2	0	0,4	0,0	0,02
ENION SA	15	14	1958	1912	11,0	10,40
Vattenfall Distribution Poland SA	12	12	3087	2936	29,8	26,70
RZE Dystrybucja Sp. z o.o.	1	1	31	41	0,8	1,00
EnergiaPro Koncern Energetyczny SA	6	11	1243	1428	9,5	11,00
ŁZE Dystrybucja Sp. z o.o.	0	2	0	1,3	0,0	0,04
ENERGA-Operator SA	5	5	1060	1278	5,5	6,50
ZKE Dystrybucja Sp. z o.o.	4	3	168	164	9,0	9,30
ZEORK Dystrybucja Sp. z o.o.	4	4	243	396	5,3	8,20
ENEA Operator Sp. z o.o.	2	2	33	26	0,2	0,16
Zakład Energetyczny Łódź – Teren SA	4	3	335	347	7,7	7,80
RWE Stoen Operator Sp. z o.o.	6	9	273	254	4,2	3,90
ZEW-T Dystrybucja Sp. z o.o.	1	2	35	32	0,6	0,58
Energoserwis Kleszczów Sp. z o.o.	1	–	3	–	1,3	–
Razem	61	604	8469	8815	7,6	7,80

* Odbiorca rozumiany jako osoba fizyczna lub prawna, z którą spółka dystrybucyjna zawarła jedną lub więcej umów o przyłączenie do sieci oraz umów dystrybucji.

Źródło: URE na podstawie danych przedstawionych przez OSD.

wej w przedsiębiorstwach pionowo zintegrowanych podzielono badany rok 2007 na dwa okresy (tabela 13 na str. 40):

- I okres od 1 stycznia do 30 czerwca 2007 r.,
- II okres od 1 lipca do 31 grudnia 2007 r.

W sumie w pierwszym okresie (od 1 stycznia do 30 czerwca 2007 r.) odnotowano 49 odbiorców posiadających zawartą umowę sprzedaży ze sprzedawcą innym niż spółka obrotu wyodrębniona z przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, działająca na terenie OSD do którego sieci są oni przyłączeni. W porównaniu do 2006 r. nastąpił spadek o 11 odbiorców TPA (bez uwzględnienia odbiorcy przyłączonego do sieci przedsiębiorstwa Energoserwis Kleszczów Sp. z o.o., które nie zostało objęte monitoringiem za 2007 r.).

W drugim okresie (od 1 lipca do 31 grudnia 2007 r.) 63 odbiorców grup taryfowych A, B, C i 541 odbiorców w gospodarstwach domowych zawarło umowę sprzedaży ze sprzedawcą innym niż spółka obrotu wyodrębniona z przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, działająca na terenie OSD do którego sieci są oni przyłączeni.

Na koniec 2007 r. odnotowano 548 odbiorców o małym zużyciu – poniżej 50 MWh/rok, którzy zmienili sprzedawcę (w sumie ok. 364 MWh dostarczonej

energii elektrycznej). Szczegółowe dane zostały przedstawione w tabeli 14 (str. 40).

W związku z tym, że operator sieci przesyłowej nie prowadzi działalności obrotowej, wszyscy odbiorcy przyłączeni do sieci przesyłowej nabywają energię od wybranych przez siebie sprzedawców. Ilość energii elektrycznej dostarczonej tym odbiorcom w 2007 r. wyniosła ok. 600 GWh.

Podsumowując, całkowita ilość energii elektrycznej sprzedanej w 2007 r. odbiorcom końcowym na warunkach rynkowych, oraz dostarczonej sieciami dystrybucyjnymi i przesyłową, wyniosła 9415 GWh, tj. około 8,3% energii dostarczonej ogółem odbiorcom końcowym.

Działania mające na celu usunięcie barier w wykorzystaniu zasady TPA

Zatwierdzenie w czerwcu 2007 r. kart aktualizacji instrukcji systemów przesyłowego⁵⁸⁾ i dystrybucyj-

58) Karta aktualizacji instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej w zakresie bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi operatora elektroenergetycznego systemu przesyłowego – PSE – Operator SA, nr B/3/2007, zatwierdzona decyzją Prezesa URE z 21 czerwca 2007 r., weszła w życie 1 lipca 2007 r.

Tabela 13. Wolumen energii elektrycznej dostarczonej przez operatorów systemów dystrybucyjnych odbiorcom korzystającym z prawa wyboru sprzedawcy w podziale na dwa okresy 2007 r. (z wyszczególnieniem odbiorców w gospodarstwach domowych)

Operator systemu dystrybucyjnego	Okres od 1 stycznia do 30 czerwca 2007 r.			Okres od 1 lipca do 31 grudnia 2007 r.				
	liczba odbiorców TPA*	energia dostarczona odbiorcom TPA [w GWh]	udział energii elektrycznej dostarczonej w ramach TPA w stosunku do całkowitej energii dostarczonej [w %]	liczba odbiorców TPA*		energia dostarczona odbiorcom TPA [w GWh]		udział energii elektrycznej dostarczonej w ramach TPA w stosunku do całkowitej energii dostarczonej [w %]
				A, B, C	G	A, B, C	G	
ZEB Dystrybucja Sp. z o.o.	0	0	0,0	3	531	0	0,2768	0,02
LUBZEL Dystrybucja Sp. z o.o.	0	0	b.d.	1	1	0	0,0002	b.d.
ENION SA	13	935	9,9	13	1	977	0,0004	11,0
Vattenfall Distribution Poland SA	10	1537	28,1	11	1	1399	0,0004	25,4
RZE Dystrybucja Sp. z o.o.	1	23	1,1	1	0	18	0	0,9
EnergiaPro KE SA	5	694	10,5	9	2	734	0,0004	11,6
LZE Dystrybucja Sp. z o.o.	0	0	0,0	2	0	1	0	0,1
ENERGA-Operator SA	5	653	6,3	5	0	625	0	6,6
ZKE Dystrybucja Sp. z o.o.	2	81	9,3	3	0	83	0	9,2
ZEORK Dystrybucja Sp. z o.o.	4	182	7,9	4	0	214	0	8,6
ENEA Operator Sp. z o.o.	2	7	0,1	2	0	19	0	0,2
ZE Łódź – Teren SA	3	170	7,2	3	0	176	0	8,4
RWE Stoen Operator Sp. z o.o.	3	120	b.d.	4	5	134	0,0016	b.d.
ZEW-T Dystrybucja Sp. z o.o.	1	15	0,6	2	0	17	0	0,6
Razem	49	4417	8,1	63	541	4397	0,2797	8,3

* Odbiorca rozumiany jako osoba fizyczna lub prawna, z którą spółka dystrybucyjna zawarła jedną lub więcej umów o przyłączenie do sieci oraz umów dystrybucji.

Źródło: URE na podstawie danych przedstawionych przez OSD.

Tabela 14. Liczba odbiorców i wolumen energii elektrycznej dostarczonej odbiorcom końcowym przez OSD w 2007 r.

Grupy odbiorców wg kryterium zużycia [w MWh]	Liczba odbiorców w 2007 r.	Energia dostarczona odbiorcom TPA w 2007 r. [w MWh]	Okres od 1 stycznia do 30 czerwca 2007 r.		Okres od 1 lipca do 31 grudnia 2007 r.			
			liczba odbiorców TPA	energia dostarczona odbiorcom TPA [w MWh]	liczba odbiorców TPA grup taryfowych:		energia dostarczona odbiorcom TPA grup taryfowych: [w MWh]	
					A, B, C	G	A, B, C	G
> 2000	4 351	51 823 358	43	4 412 815	40	–	4 371 710	–
50 – 2000	98 664	23 821 974	5	3 823	16	–	26 668	–
< 50	15 941 086	37 954 985	1	2	7	541	82	280*
Razem	16 044 101	113 600 316	49	4 416 640	63	541	4 398 460	280*

* Szacunkowy wolumen energii elektrycznej (brak części pomiarów na koniec 2007 r.).

Źródło: URE na podstawie danych przedstawionych przez OSD.

nych⁵⁹⁾ w zakresie bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi przyczyniło się do częściowego rozwiązania wskazywanych dotychczas problemów ograniczających korzystanie z TPA.

W IRIESP wprowadzone i uszczegółowione zostały m.in. zasady współpracy operatora systemu przesyłowego i operatorów systemów dystrybucyjnych w zakresie administrowania bilansowaniem handlowym, w tym zasady i procedury wymiany danych pomiarowo-rozliczeniowych umożliwiające prowadzenie rozliczeń odbiorców detalicznych na podstawie standardowych profili zużycia energii. Zmiany dotyczyły również współpracy operatorów w zakresie konfiguracji obiektów Rynku Bilansującego w celu umożliwienia prowadzenia bilansowania handlowego odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnych oraz zasad i procedur postępowania w przypadku zaprzestania działalności na Rynku Bilansującym przez podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe odbiorców detalicznych.

Instrukcje operatorów systemów dystrybucyjnych zostały uzupełnione o profile zużycia wykorzystywane w bilansowaniu handlowym miejsc dostarczania energii elektrycznej dla odbiorców z grupy taryfowej G.

Udział w pracach nad ustawą o zasadach pokrywania kosztów KDT

W 2007 r. zakończono prace nad ustawą zawierającą zasady pokrywania kosztów osieroconych powstałych w wyniku rozwiązania kontraktów długoterminowych w elektroenergetyce i rozpoczęto prace wdrożeniowe ustawy⁶⁰⁾.

Ponadto Komisja Europejska zakończyła (25 września 2007 r.): postępowanie w sprawie stwierdzenia, czy kontrakty długoterminowe są niedozwoloną pomocą publiczną, a także proces notyfikacji ustawy zawierającej program pomocowy dla wytwórców, którzy

zdecydują się rozwiązać kontrakt długoterminowy oraz wydała decyzję rozstrzygającą⁶¹⁾.

Podstawowe rozwiązania zawarte w ustawie o pokrywaniu kosztów osieroconych to:

- dobrowolne rozwiązanie umów KDT przez strony,
- przychody z tytułu kosztów osieroconych nie równają się dotychczasowym przychodom z KDT,
- wielkość kosztów osieroconych jest uzależniona od cen energii elektrycznej,
- maksymalna wysokość kosztów osieroconych dla wszystkich wytwórców, którzy mogą uczestniczyć w programie (w cenach na 1 stycznia 2007 r.) wynosi 11 577 430 tys. zł,
- dodatkowe koszty dla wytwórców produkujących energię elektryczną w oparciu o gaz ziemny (w cenach na 1 stycznia 2007 r.) wynoszą 1 005 280 tys. zł.

W ramach prac wdrożeniowych 13 września 2007 r. PSE – Operator SA zawiązał spółkę Zarządca Rozliczeń SA.

W ustawie o likwidacji KDT Prezesowi URE powierzono wiele zadań. Niektóre z nich są czynnościami jednorazowymi (jak przekazanie Ministrowi Gospodarki, Zarządcy Rozliczeń SA i PSE – Operator SA informacji o podpisanych umowach rozwiązujących, stwierdzenie oddania jednostki wytwórczej do eksploatacji). Pozostałe mają charakter ciągły, a planowane zakończenie programu pomocowego przypada na 2027 r.

Do najistotniejszych zadań Prezesa URE należą: kalkulacja rocznych kwot zaktualizowanych kosztów osieroconych, przekazywanie informacji o wysokości koniecznych do wypłacenia zaliczek, kalkulacja stawek opłaty przejściowej, korekty wypłat kosztów osieroconych i monitoring wytwórców.

Ostateczny termin podpisania przez wytwórców – strony kontraktów długoterminowych na zakup mocy i energii elektrycznej – umów rozwiązujących upływał 1 stycznia 2008 r. i do tego dnia wszyscy wytwórcy je zawarli. Umowy rozwiązujące zostały przekazane przez 13 wytwórców, posiadających umowy długoterminowe sprzedaży mocy i energii elektrycznej, Prezesowi URE w ustawowym terminie. Żaden z tych wytwórców nie zrezygnował z otrzymywania środków finansowych na pokrycie kosztów osieroconych.

59) Zmiany w ośmiu instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnych w zakresie bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi operatorów elektroenergetycznych systemów dystrybucyjnych, zostały zatwierdzone przez Prezesa URE w czerwcu 2007 r. Zmiany polegały na dołączeniu do tych instrukcji standardowych profili zużycia wykorzystywanych w bilansowaniu handlowym miejsc dostarczania energii elektrycznej dla odbiorców z grupy taryfowej G. Pozostali operatorzy wymagane profile zużycia dołączyli do instrukcji zatwierdzonych pod koniec 2006 r.

60) Projekt ustawy został przyjęty przez Radę Ministrów 11 grudnia 2006 r. i skierowany do Sejmu RP oraz, za pośrednictwem Prezesa UOKiK-u, do Komisji Europejskiej. Po rozpatrzeniu poprawek Senatu RP, 29 czerwca 2007 r. Sejm RP przyjął ustawę o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej. Prezydent RP podpisał ustawę 16 lipca 2007 r., a jej tekst został opublikowany 20 lipca 2007 r. (Dz. U. Nr 130, poz. 905). Ustawa weszła w życie 4 sierpnia 2007 r.

61) Decyzja KE [K(2007)4319] w sprawie pomocy państwa udzielonej przez Polskę w ramach umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej oraz pomocy państwa, stwierdza w szczególności, że kontrakty długoterminowe stanowią pomoc państwa (art. 87 ust. 1 Traktatu WE), a pomoc taka jest niezgodna ze wspólnym rynkiem. Wytwórcy, których kontrakty zostaną rozwiązane poprzez podpisanie umów rozwiązujących do 1 stycznia 2008 r., nabywają uprawnienia do uczestnictwa w programie pomocowym opisanym w ustawie. Rekompensaty przewidziane w ustawie stanowią pomoc państwa (art. 87 ust. 1 Traktatu WE) udzieloną na rzecz wytwórców wymienionych w załączniku nr 2 do ustawy – i taka pomoc państwa jest zgodna ze wspólnym rynkiem zgodnie z metodologią kosztów osieroconych.

Działalność informacyjna i promocyjna

W 2007 r. Prezes URE oraz jego przedstawiciele aktywnie uczestniczyli w konferencjach, seminariach i innych spotkaniach poświęconych rozwojowi rynku energii. Od 1 maja 2007 r. uruchomiona została na stronie internetowej urzędu witryna „Poradnik Otwarcia Rynku”, zawierająca podstawowe informacje dotyczące liberalizacji rynku i praw odbiorców. Od 1 lipca 2007 r. uruchomiono linie telefoniczne w centrali URE, a następnie także w oddziałach terenowych – tzw. *call center*, pod którymi pracownicy URE udzielają wyjaśnień i porad dotyczących wolnego rynku energii i problematyki związanej ze zmianą sprzedawcy. Ponadto przeprowadzone zostały warsztaty dla Miejskich i Powiatowych Rzeczników Konsumentów, oraz szereg konferencji tematycznych.

W ramach kampanii informacyjnej zainicjowanej przez Komisję Europejską, adresowanej do odbiorców w gospodarstwach domowych, Prezes URE rozesłał kilkaset plakatów (ok. 800 sztuk – kontekst europejski) do poszczególnych operatorów systemów dystrybucyjnych oraz do Miejskich i Powiatowych Rzeczników Konsumentów, z prośbą o powieszenie w widocznych miejscach (ogólnodostępnych), biurach i punktach obsługi klienta.

W 2007 r. Prezes URE podjął także działania na rzecz upowszechniania wśród odbiorców wiedzy o prawie wyboru sprzedawcy we współpracy z operatorami systemów dystrybucyjnych. Z inicjatywy Prezesa URE 17 września 2007 r. odbyło się spotkanie z OSD w celu omówienia wspólnych przedsięwzięć promujących prawo do zakupu energii elektrycznej od dowolnie wybranego sprzedawcy, w tym m.in. druk i rozpowszechnienie broszury informacyjnej, a także spraw związanych z realizacją Programów Zgodności.

W ramach konferencji „Klient na lokalnym rynku energii” (2 edycje – ogólnopolska 24 stycznia 2007 r., Warszawa i lokalna – 6 marca 2007 r., Białystok), której tematyka dotyczyła m.in. zasady TPA – możliwości wyboru sprzedawcy energii i lokalnej polityki energetycznej, prezentacje przedstawili Prezes URE oraz dyrektor Departamentu Promowania Konkurencji. Ponadto, wśród uczestników konferencji, dystrybuowano materiał pt. „Ulepszamy rynek energii” (zbiór artykułów pracowników Urzędu na temat liberalizacji rynku energii). Kolejna konferencja z udziałem przedstawicieli Prezesa URE – „Odbiorcy paliw i energii 2007 – Jak obniżyć koszty zakupu paliw i energii?” odbyła się 30 stycznia 2007 r. w Warszawie.

W październiku 2007 r. Prezes URE, poprzez oddziały terenowe, zorganizował warsztaty dla Miejskich i Powiatowych Rzeczników Konsumentów. Celem warsztatów było przekazanie informacji o funkcjonowaniu rynku energii po jego uwolnieniu (i po unbundlingu spółek dystrybucyjnych) oraz zaproszenie rzeczników konsumentów do współpracy w spra-

wie promowania konkurencji. Warsztaty odbyły się w następujących miejscach i terminach: Mrzeżyno – 2.10.2007 r.; Katowice – 2 i 3.10.2007 r.; Wrocław – 5.10.2007 r.; Gorzów Wielkopolski – 10.10.2007 r.; Poznań – 12.10.2007 r.; Warszawa – 22.10.2007 r.; Lublin – 23.10.2007 r.; Łódź – 24.10.2007 r.; Gdańsk – 24.10.2007 r.; Białystok – 25.10.2007 r. i Kraków – 29.10.2007 r. W warsztatach wzięło udział około 200 rzeczników konsumentów, co stanowi nieco ponad połowę ich liczby. Szczególnie wysoką frekwencję (ponad 80%) odnotowano na obszarze działania OT Lublin (spotkania w Lublinie i Białymstoku), najniższy wskaźnik udziału wystąpił w województwie wielkopolskim (ok. 13%, przy czym woj. kujawsko-pomorskie – 0%). Oprócz rzeczników konsumentów w niektórych spotkaniach uczestniczyli przedstawiciele UOKiK.

Organizowanie i przeprowadzanie przetargów...

Do kompetencji Prezesa URE należy również organizowanie i przeprowadzanie przetargów dotyczących:

- wyłaniania sprzedawców z urzędu,
- budowy nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej i realizacji przedsięwzięć zmniejszających zapotrzebowanie na energię elektryczną.

Sprzedawca z urzędu

Zadania sprzedawcy z urzędu⁶²⁾ wykonywane są obecnie przez przedsiębiorstwa energetyczne, wyodrębnione z przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo w celu zapewnienia OSD niezależności pod względem formy prawnej i przyłączone do sieci tego operatora. Zabezpieczono w ten sposób odbiorców przed sytuacją, w której do czasu wyłonienia sprzedawcy z urzędu nie byłoby podmiotu zobowiązanego do świadczenia usługi kompleksowej.

Prezes URE podjął na początku 2007 r. prace analityczne mające na celu ogłoszenia przetargów na wyłonienie sprzedawcy z urzędu (art. 9i Prawa energetycznego). Ze względu na nieprecyzyjne zapisy Prawa energetycznego, jak i rozporządzenia Ministra Gospodarki⁶³⁾, niemożliwe było rozstrzygnięcie m.in. takich zagadnień wstępnych, jak:

- zakres działania sprzedawcy z urzędu: czy wyłącznie publicznoprawny obowiązek czy także przejęcie umów dotychczasowych sprzedawców – jeśli tak – w jakim trybie to przejęcie umów miało by się dokonać,
- obszar, na który ma zostać wyznaczony sprzedawca z urzędu:

62) Zgodnie z art. 10 ust. 2 ustawy z 4 marca 2005 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. Nr 62, poz. 552 ze zm.).

63) Decyzja z 9 lutego 2006 r. w sprawie przetargu na wyłonienie sprzedawców z urzędu dla paliw gazowych lub energii elektrycznej (Dz. U. Nr 30, poz. 209).

- terytorium całego kraju, województwo;
- obszar działalności poszczególnych OSD – nie-
możliwy do określenia zgodnie z przepisami
dot. ogłaszania przetargów,
- czas, na jaki sprzedawca z urzędu zostanie wy-
znaczony,
- cena stosowana przez sprzedawcę z urzędu – klu-
czowe kryterium oceny ofert – pojawiły się wątpli-
wości, jak miałyby zostać ona określona w ofer-
tach (zgodnie z dokumentacją przetargową), by
zapewnić porównywalność ofert, wyeliminować
oferty zawierające nieakceptowalnie wysokie i nie-
wiarygodnie niskie ceny lub nieakceptowane; do-
datkową wątpliwość budziła możliwość zastosowa-
nia formuły indeksacyjnej cen ofertowych, bez któ-
rej przedsiębiorcy musieliby wkalkulować ryzyko
wzrostu cen na rynku hurtowym w cenę ofertową.

Jednocześnie ze względu na trwające w Minister-
stwie Gospodarki prace legislacyjne mające na celu
zmianę w ustawie – Prawo energetyczne, w tym rów-
nież dotyczące instytucji sprzedawcy z urzędu, Pre-
zes URE nie mógł w okresie sprawozdawczym prze-
sądzić o warunkach wykonywania działalności go-
spodarczej w zakresie świadczenia usług komplek-
sowych przez sprzedawcę z urzędu. Z powyższych
względów Prezes URE nie ogłosił przetargów na
sprzedawcę z urzędu w 2007 r.

Budowa nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej

Przetargi na budowę nowych mocy wytwórczych
energii elektrycznej lub na realizację przedsięwzięć
zmniejszających zapotrzebowanie na energię elek-
tryczną są ogłaszane w przypadku możliwości wy-
stąpienia niedoboru w zakresie zaspokojenia dłu-
gookresowego zapotrzebowania na energię elektrycz-
ną, a rynek konkurencyjny nie zapewnia odpowied-
niego poziomu inwestycji w nowe źródła energii elek-
trycznej. Minister właściwy do spraw gospodarki
w corocznym sprawozdaniu z wyników nadzoru nad
bezpieczeństwem zaopatrzenia w gaz ziemny i ener-
gię elektryczną może stwierdzić niedobór w zakresie
zaspokojenia długookresowego zapotrzebowania na
energię elektryczną, tym samym dając Prezesowi
URE podstawę do przeprowadzenia przetargu na
nowe moce wytwórcze.

Minister Gospodarki – w obwieszczeniu z 15 listopa-
da 2007 r.⁶⁴⁾ – nie stwierdził konieczności ogłoszenia
przez Prezesa URE przetargów na nowe moce wytwór-
cze. W związku z powyższym Prezes URE w 2007 r.
nie miał podstaw do przeprowadzenia ww. przetargów.

64) W sprawie sprawozdania z wyników nadzoru nad
bezpieczeństwem zaopatrzenia w energię elektryczną (M. P.
z 19 grudnia 2007 r., Nr 95, poz. 1037).

Ponadto szczegółowy tryb ogłaszania i przepro-
wadzenia przetargów powinny zostać określone
w rozporządzeniu Ministra Gospodarki (art. 16a ust. 8
Prawa energetycznego). W okresie sprawozdaw-
czym powstał projekt tego rozporządzenia i Prezes
URE uczestniczył w uzgodnieniach międzyresorto-
wych projektu z 20 lipca 2007 r.

1.5. Kontrolowanie realizacji obowiązków wynikających z przepisów Rozporządzenia 1228/2003 Parlamentu Europejskiego i Rady

Monitorowanie realizacji przez OSP obowiązków
związanych z zasadami dostępu do sieci w transgra-
nicznej wymianie energii elektrycznej wynika zarów-
no z ustawy – Prawo energetyczne, jak i bezpośred-
nio z Rozporządzenia 1228/2003/WE. Jest to klucho-
we zagadnienie z punktu widzenia tworzenia we-
wnętrznego rynku europejskiego, do którego organy
wspólnotowe oraz regulatorzy krajów członkowskich
przywiązują ogromną wagę.

1 grudnia 2006 r. weszły w życie nowe wytyczne
ds. zarządzania ograniczeniami, stanowiące za-
łącznik do Rozporządzenia 1228/2003/WE. Wytycz-
ne nakładają szereg nowych obowiązków na opera-
torów systemów przesyłowych państw członkow-
skich, jak również zobowiązują organy regulacyjne
do monitorowania implementacji tych wytycznych
oraz ich stosowania. Do obowiązków Prezesa URE
należą m.in.:

- wyrażanie zgody na odstąpienie od stosowania
przepisów dotyczących celów przeznaczenia
przychodów z opłat za zarządzanie ograniczenia-
mi systemowymi, o których mowa w art. 6 ust. 6
tego rozporządzenia, oraz informowanie Komisji
Europejskiej o wyrażeniu takiej zgody,
- zatwierdzanie sposobu obliczania całkowitej zdol-
ności przesyłowej i rezerwy niezawodności syste-
mu przesyłowego, opracowywanego przez opera-
tora systemu przesyłowego elektroenergetyczne-
go lub operatora systemu połączonego elektro-
energetycznego,
- przekazywanie Komisji Europejskiej, na jej żąda-
nie, informacji o których mowa w art. 10 rozporzą-
dzenia wymienionego w pkt 11,
- ocenianie i uzgadnianie metod zarządzania ogra-
niczeniami systemowymi przesyłowymi i struktury
alokacji zdolności przesyłowej dla poszczegól-
nych okresów czasu, określanych przez operatora
systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub
operatora systemu połączonego elektroenerge-
tycznego, w zakresie ich zgodności z przepisami
rozporządzenia,
- przeciwdziałanie wykorzystywaniu pozycji domi-
nującej przez uczestników rynku energii elek-
trycznej,

- uzgadnianie metod określania opłat nakładanych za nieprzestrzeganie zobowiązań związanych z alokacją zdolności przesyłowych przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operatora systemu połączonego elektroenergetycznego,
- monitorowanie i uzgadnianie sposobu publikowania przez operatorów systemów elektroenergetycznych istotnych informacji dotyczących standardów bezpieczeństwa i handlu transgranicznego,
- ocenianie i uzgadnianie procedur podziału przychodów uzyskanych przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operatora systemu połączonego elektroenergetycznego z tytułu zarządzania ograniczeniami systemowymi przesyłowymi w wymianie międzysystemowej,
- uzgadnianie oraz sprawdzanie sposobu wykorzystania przychodów uzyskanych przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operatora systemu połączonego elektroenergetycznego z tytułu zarządzania ograniczeniami systemowymi przesyłowymi w wymianie międzysystemowej.

Kontrolowanie realizacji obowiązków wynikających z Rozporządzenia 1228/2003/WE jest wykonywane przez Prezesa URE wspólnie z organami regulacyjnymi zrzeszonymi w ERGEG. W ramach prac w grupach roboczych ERGEG w lipcu 2007 r. został opracowany i opublikowany raport zgodności dotyczący stosowania tego rozporządzenia. Raport został zaprezentowany podczas Forum Florenckiego, które odbyło się we wrześniu 2007 r.

Niezależnie od powyższego, w grupach roboczych ERGEG, został opracowany i opublikowany w grudniu 2007 r. formularz zawierający szczegółowe kryteria oceny dotyczące implementacji i stosowania rozporządzenia oraz stanowiących załączniki do niego wytycznych ds.: zarządzania ograniczeniami, taryfowania i rozliczeń międzyoperatorskich. Formularz ten posłużył do przygotowania kolejnego raportu zgodności, który zostanie przedstawiony na kolejnym Forum Florenckim.

Należy zaznaczyć, że dotychczas zostały opracowane i zatwierdzone przez Komisję Europejską jedynie szczegółowe wytyczne ds. zarządzania ograniczeniami. Wytyczne dotyczące harmonizacji taryf przesyłowych zostały opracowane i zaakceptowane przez ERGEG, ale będą przekazane do komitologii razem z wytycznymi w sprawie rozliczeń międzyoperatorskich (ITC), których projekt nie został zaakceptowany przez ERGEG. W 2007 r. prace nad wytycznymi ITC były prowadzone przez ETSO.

Kontrolowanie realizacji obowiązków wynikających z Rozporządzenia 1228/2003/WE oraz wytycznych do niego jest również realizowane przez Prezesa URE wraz z innymi organami regulacyjnymi państw członkowskich UE w ramach Regionalnych Inicjatyw Energetycznych. Odbywa się to poprzez okresowe oceny zasad zarządzania ograniczeniami na rynkach regionalnych oraz prowadzone prace mające na celu pełną koordynację mechanizmów zarządzania ograniczeniami w regionach, a także zwiększenie transparentności rynków regionalnych.

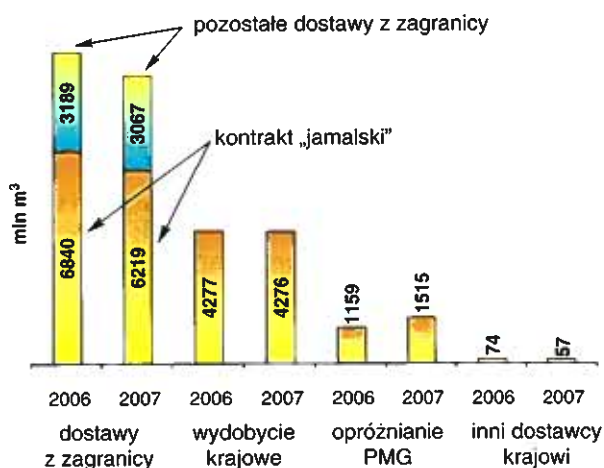
2. GAZOWNICTWO

2.1. Stan i struktura rynku – ocena Regulatora

2.1.1. Bilans produkcji, importu i zużycia gazu

Całkowite zużycie gazu ziemnego w 2007 r. wyniosło 15 135,2 mln m³, z czego 4 276,1 mln m³ pochodziło ze źródeł krajowych. W 2007 r. dostawy zagraniczne obejmowały import z Rosji, Ukrainy i krajów środkowoazjatyckich oraz dostawy wewnątrzwspólnotowe z Niemiec i Czech. Największą część importu stanowił import z Rosji realizowany w ramach długoletniego kontraktu zawartego pomiędzy Polskim Górnictwem Naftowym i Gazownictwem SA (PGNiG SA) a Gazprom Export – w 2007 r. na jego podstawie zakupiono 6 219,2 mln m³, co stanowi prawie 67% całkowitego przywozu gazu na terytorium Polski. Import ten był uzupełniany dostawami z Ukrainy, krajów środkowoazjatyckich, Niemiec i Czech. Łączna wielkość tych dostaw, realizowanych w ramach umów średnioterminowych, w 2007 r. wyniosła 3 067,4 mln m³, co stanowiło 33% całkowitego przywozu gazu na terytorium Polski.

Strukturę dostaw gazu⁶⁵⁾ w 2007 r. przedstawia rysunek 17.



Rysunek 17. Źródła pochodzenia gazu ziemnego w Polsce w latach 2006-2007 (Źródło: PGNiG SA)

65) Zestawienie odnosi się do struktury dostaw PGNiG SA z uwagi na znikomy udział innych podmiotów w krajowej strukturze dostaw.

2.1.2. Stan konkurencji

Rynek gazu w Polsce niezmiennie od kilku lat charakteryzuje się wysokim poziomem koncentracji we wszystkich obszarach.

Dominującą pozycję w sektorze gazu nadal zajmuje grupa kapitałowa PGNiG SA. W jej skład wchodzi m.in. przedsiębiorstwo PGNiG SA prowadzące działalność w zakresie wydobycia, magazynowania i obrotu gazem⁶⁶⁾ oraz sześć spółek dystrybucyjnych, które od momentu wydzielania działalności handlowej, tj. od 1 lipca 2007 r., prowadzą wyłącznie działalność dystrybucyjną. Poza grupą kapitałową PGNiG SA na rynku działa również kilkadziesiąt innych podmiotów zajmujących się sprzedażą gazu. Ich działalność w przeważającej liczbie przypadków polega na odsprzedaży gazu ziemnego nabywanego od PGNiG SA odbiorcom końcowym, za pośrednictwem własnych, lokalnych sieci dystrybucyjnych.

Podmioty te stanowią lokalne monopole wewnątrz obsługiwanych przez siebie własnych sieci, łącząc działalność dystrybucyjną i obrotu. Do największych zaliczają się m.in.: ENESTA SA, G.EN. Gaz Energia SA, Media Odra Warta Sp. z o.o., KRI SA i EWE energia Sp. z o.o.

stała część pojemności była wykorzystywana na potrzeby własne PGNiG SA i nie była udostępniana innym podmiotom.

Działalność przesyłowa w 2007 r. była realizowana przez dwa podmioty: Operatora Systemów Tranzytowych Europol-Gaz SA oraz Operatora Gazociągów Przesyłowych OGP Gaz-System SA

Działalność Operatora Systemów Tranzytowych Europol-Gaz SA odnosi się do gazociągu tranzytowego „Jamał-Europa”, w przeważającej mierze służącego do przesyłu gazu ziemnego do Niemiec. Gazociąg wykorzystywany jest również do realizacji dostaw gazu ziemnego do Polski poprzez dwa punkty dostaw, zlokalizowane we Włocławku i Łwówku.

Działalność OGP Gaz-System SA obejmuje zarządzanie krajowym systemem przesyłowym. Spółka jest obecnie właścicielem 55,3% majątku przesyłowego o wartości 2 012 mln zł oraz zarządza pozostałą częścią majątku przesyłowego o wartości 1 625 mln zł na podstawie Umowy Leasingu Operacyjnego, zawartej z PGNiG SA 6 lipca 2005 r.⁶⁷⁾

1 lipca 2007 r. PGNiG SA przeprowadziło rozdział działalności dystrybucyjnej i obrotowej. W rezultacie sześć spółek dystrybucyjnych Grupy Kapitałowej

Tabela 15. Podziemne Magazyny Gazu

Lp.	Nazwa	Rodzaj	Pojemność czynna [w mln m ³]	Ilość gazu pobrana z magazynu [w mln m ³]	Ilość gazu załoczoną do magazynu [w mln m ³]	Stan na 31.12.2007 [w mln m ³]
1	Wierzchowice	sczerpane złoża gazu	575,00	542,10	500,72	374,99
2	Brzeźnica	sczerpane złoża gazu	65,00	76,87	47,31	32,44
3	Strachocina	sczerpane złoża gazu	150,00	153,91	101,51	80,24
4	Swarzów	sczerpane złoża gazu	90,00	65,23	37,01	53,76
5	Husów	sczerpane złoża gazu	400,00	416,94	327,58	284,53
6	Mogilno	kawerny solne	380,17	260,38	229,02	340,18
	RAZEM		1660,17	1515,42	1243,15	1166,14

Źródło: PGNiG SA.

W obszarze wydobycia, pomimo obecności podmiotów takich jak FX Energy SA, Petrobaltic SA, nie należących do Grupy Kapitałowej PGNiG SA, ok. 98% działalności wydobywczej realizowane jest przez PGNiG SA

W obszarze magazynowania 100% pojemności podziemnych magazynów gazu znajduje się w posiadaniu PGNiG SA (tabela 15). W 2007 r. spółka udostępniała 50 mln m³ na rzecz OGP Gaz-System SA, w związku z wykonywaniem przez to przedsiębiorstwo funkcji operatora systemu przesyłowego. Pozo-

PNGiG SA wydzieliło działalność handlową, która została połączona z obrotem hurtowym PGNiG SA. Od tego momentu PGNiG SA prowadzi zarówno sprzedaż hurtową, jak i detaliczną.

66) 1 lipca 2007 r. nastąpiła centralizacja obrotu w grupie kapitałowej. Dotychczasowy obrót prowadzony przez spółki dystrybucyjne został połączony z obrotem centrali PGNiG SA. Nastąpiło to zgodnie z przyjętym w 2006 r. przez zarząd PGNiG „Programem restrukturyzacji PGNiG”.

67) Przekazywanie majątku przesyłowego dla OGP Gaz-System odbywa się poprzez wnoszenie przez Skarb Państwa (jedyne akcjonariusza) wkładu niepieniężnego w formie składników majątku przesyłowego, uzyskanych wcześniej jako dywidenda niepieniężna od PGNiG SA. Możliwość sukcesywnego wykupywania przez OGP Gaz-System SA poszczególnych elementów systemu przesyłowego daje również wspomniana wyżej Umowa Leasingu Operacyjnego z 2005 r. W 2007 r. kontynuowano prace nad przekazywaniem sieci przesyłowej wysokiego ciśnienia, będącej własnością PGNiG SA do OGP Gaz-System SA. Proces ten planuje się zakończyć do końca 2008 r., co tym samym zamknie zawartą pomiędzy stronami umowę leasingu.

Sprzedaż hurtową w 2007 r. należy podzielić na dwa etapy:

- 1) do 1 lipca – okres przed wydzieleniem obrotu ze spółek dystrybucyjnych – kiedy sprzedaż hurtowa PGNiG SA wyniosła 4 246,41 mln m³, z czego do spółek gazownictwa PGNiG SA wyniosła 4 057 mln m³, pozostałe 188 mln m³ zakupiły podmioty inne niż spółki dystrybucyjne,
- 2) po 1 lipca – okres po połączeniu działalności obrotu w PGNiG SA – kiedy sprzedaż hurtowa wyniosła 5 192,2 mln m³.

PGNiG SA, w związku z centralizacją obrotu, sprzedaje gaz również do odbiorców zaopatrywanych z sieci dystrybucyjnej, którzy wcześniej byli obsługiwani przez spółki dystrybucyjne grupy kapitałowej PGNiG SA.

2.2. Regulacja

Regulacja w sektorze gazu, biorąc pod uwagę cele i stosowane narzędzia, nie różni się zasadniczo od regulacji w sektorze elektroenergetycznym. Różnice, jeśli występują, dotyczą sposobów wykorzystania

Tabela 16. Wielkość i struktura sprzedaży PGNiG SA

Wyszczególnienie	Sprzedaż grupy kapitałowej PGNiG SA		W tym:			
	wolumen	[w %]	sprzedaż z systemu i bezpośrednio ze źródeł		sprzedaż Spółek Gazownictwa PGNiG SA	
			wolumen	[w %]	wolumen	[w %]
RAZEM	13 445,11	100,00	9 438,64	70,20	4 006,47	29,80
1. Przemysł, z tego	8 362,79	62,20	6 896,28	51,29	1 466,51	10,91
Zakłady azotowe	2 395,83	17,82	2 375,42	17,67	20,41	0,15
Elektrownie i elektrociepłownie	1 096,90	8,16	981,42	7,30	115,48	0,86
Ciepłownie	542,81	4,04	120,34	0,90	422,47	3,14
Inni mali odbiorcy (o zużyciu do 1 mln m ³ /rok)	1 055,52	7,85	390,60	2,91	664,92	4,95
Inni średni odbiorcy (o zużyciu powyżej 1 mln m ³ do 25 mln m ³ /rok)	1 409,33	10,48	1 166,10	8,67	243,23	1,81
Inni duzi odbiorcy (o zużyciu powyżej 25 mln m ³ /rok)	2 555,49	19,01	1 862,40	13,85	693,09	5,15
2. Handel i usługi, z tego	1 224,98	9,11	594,40	4,42	630,58	4,69
Mali odbiorcy (o zużyciu do 1 mln m ³ /rok)	580,01	4,31	517,50	3,85	62,51	0,46
Średni odbiorcy (o zużyciu powyżej 1 mln m ³ do 25 mln m ³ /rok)	76,90	0,57	76,90	0,57	0,00	0,00
Duży odbiorcy (o zużyciu powyżej 25 mln m ³ /rok)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3. Odbiorcy hurtowi, z tego	4 257,89	31,67	4 246,40	31,58	11,49	0,09
Spółki Gazownictwa PGNiG SA	4 067,54	30,25	4 057,60	30,18	9,94	0,07
Pozostali	190,35	1,42	188,80	1,40	1,55	0,01
4. Gospodarstwa domowe (grupy taryfowe od ...-1 do ...-4)	3 582,58	26,65	1 762,06	13,11	1 820,52	13,54
5. Eksport	39,80	0,30	39,80	0,30	0,00	0,00
6. OGP Gaz-System	68,50	0,51	68,50	0,51	0,00	0,00
7. OSD	77,60	0,58	77,60	0,58	0,00	0,00
8. Pozostali odbiorcy	26,35	0,20	0,00	0,00	26,35	0,20

Źródło: spółki GK PGNiG SA.

Tabela 17. Zużycie własne, straty i różnice bilansowe [w mln m³]

Zużycie własne	193,20
Straty	25,58
Różnica bilansowa	45,99

Źródło: PGNiG SA.

Do 1 lipca 2007 r. PGNiG SA prowadziło sprzedaż do wszystkich podmiotów zaopatrywanych bezpośrednio z sieci przesyłowej oraz ze źródeł. Od 1 lipca

tych narzędzi, co w zasadniczej mierze wynika z odmiennej struktury sektora gazu.

O ile sektor elektroenergetyczny jest zróżnicowany zarówno pod względem prowadzonej działalności, jak i własności – o tyle sektor gazu pozostaje nadal w pełni zmonopolizowany.

Przy takiej strukturze rynku, nawet po wydzieleniu operatorów systemów dystrybucyjnych, brak będzie warunków do zaistnienia realnej konkurencji. Realizacja wariantu centralizacji obrotu detalicznego z jednoczesnym utrzymaniem działalności poszuki-

wawczej oraz wydobywczej w ramach GK PGNiG SA będzie bowiem oznaczać utrzymanie *status quo*, co nie będzie sprzyjać z jednej strony poprawie efektywności działalności, z drugiej zaś – osiągnięciu nieuzasadnionych korzyści monopolistycznych.

W takiej sytuacji nie jest możliwe odejście od administracyjnej regulacji o restrykcyjnym charakterze na rzecz mechanizmów rynkowych.

2.2.1. Koncesje

Proces koncesjonowania przedsiębiorców działających w sektorze paliw gazowych prowadzony był w niezmiennym (z wyjątkiem procesu koncesjonowania działalności w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą – OGZ), w stosunku do 2006 r., stanie prawnym. W przypadku rodzajów działalności innych niż OGZ nie została zmieniona procedura udzielania koncesji.

Uzyskania koncesji wymaga wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie⁶⁸⁾:

- magazynowania paliw gazowych w instalacjach magazynowych, skraplania gazu ziemnego i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego, z wyłączeniem: lokalnego magazynowania gazu płynnego w instalacjach o przepustowości poniżej 1 MJ/s,
- przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych, z wyłączeniem: dystrybucji paliw gazowych w sieci o przepustowości poniżej 1 MJ/s,
- obrotu paliwami gazowymi, z wyłączeniem: obrotu paliwami gazowymi, jeżeli roczna wartość obrotu nie przekracza równowartości 100 000 euro, obrotu gazem płynnym, jeżeli roczna wartość obrotu nie przekracza 10 000 euro, oraz obrotu paliwami gazowymi dokonywanego na giełdach towarowych przez towarowe domy maklerskie prowadzące działalność maklerską w zakresie obrotu towarami giełdowymi na podstawie ustawy z 26 października 2000 r. o giełdach towarowych, jak również obrotu ciepłem, jeżeli moc zamówiona przez odbiorców nie przekracza 5 MW.

W przypadku przedsiębiorców ubiegających się o koncesję na OGZ został – na skutek wejścia w życie ustawy o zapasach⁶⁹⁾ – wprowadzony dodatkowy warunek uzyskania koncesji (w art. 33 dodano ust. 1a Prawa energetycznego), brzmiący następująco: „Pre-

zes URE udziela koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą wnioskodawcy, który posiada własne pojemności magazynowe lub zawarł umowę przedwstępną o świadczenie usługi magazynowania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej”. Wprowadzenie tego zapisu do ustawy automatycznie ograniczyło (zawęziło) potencjalny krąg wnioskodawców⁷⁰⁾. Ponadto na mocy ww. ustawy do art. 35 Prawa energetycznego dodano ust. 1a, w świetle którego wniosek o udzielenie koncesji na OGZ powinien dodatkowo określać prognozowaną wielkość przywozu gazu ziemnego oraz sposób utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej. Ta sama ustawa (art. 24 ust. 1 i 2 oraz art. 25 ust. 2 albo 5) wprowadziła dodatkową przesłankę do cofnięcia przez Prezesa URE koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą (art. 41 ust. 2a Prawa energetycznego) w postaci nie utrzymywania, przez przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą, zapasów obowiązkowych gazu ziemnego lub nie zapewnienia ich dostępności zgodnie z ustawą o zapasach.

Innym bardzo ważnym wydarzeniem w 2007 r., które miało wpływ na proces koncesjonowania przedsiębiorstw gazowych, było rozdzielenie (w sześciu spółkach dystrybucyjnych powstałych w wyniku restrukturyzacji PGNiG SA) działalności obrotu paliwami gazowymi (OPG) oraz innych działalności nie związanych z dystrybucją paliw gazowych, w tym działalności koncesjonowanych w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą (OGZ) i obrotu paliwami ciekłymi (OPC) od dystrybucji paliw gazowych (DPG)⁷¹⁾.

W związku z prawnym wydzieleniem OSD decyzjami Prezesa URE z 30 lipca, 1 sierpnia i 21 września 2007 r. nastąpiło dostosowanie do stanu faktycznego posiadanych przez spółki Grupy Kapitałowej PGNiG koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą (OGZ), obrót paliwami gazowymi (OPG) i na obrót paliwami ciekłymi (OPC). Na podstawie art. 155 Kpa w ww. koncesjach dokonano zmian w zakresie numeru DKN, nazwy podmiotu, adresu siedziby, numeru KRS i numeru NIP.

Spółki obrotu prowadziły działalność w zakresie obrotu paliwami gazowymi do końca września 2007 r. Sąd Rejonowy dla m.st. Warszawy – KRS, 1 października 2007 r., dokonał wpisów połączenia PGNiG SA (spółki przejmującej) i spółek obrotu (spółek przejmowanych).

68) Art. 32 ustawy z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625 z późn. zm.).

69) Ustawa z 16 lutego 2007 r. o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym (Dz. U. Nr 52, poz. 343) obowiązuje od 6 kwietnia 2007 r., zwana „ustawą o zapasach”. Wprowadziła ona szereg zmian w ustawie – Prawo energetyczne.

70) Po wejściu ww. zapisu do URE wpłynął tylko jeden wniosek. Postępowanie w 2007 r. nie zostało zakończone.

71) Rozdzielenie działalności miało na celu wypełnienie wymogów Dyrektywy 2003/55/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 26 czerwca 2003 r. oraz art. 9d Prawa energetycznego dokonującego wdrożenia ww. dyrektywy. Wypełniając ustawowy obowiązek uzyskania niezależności pod względem formy prawnej operatorów systemów dystrybucyjnych, nastąpił podział sześciu dotychczasowych dystrybucyjnych spółek gazownictwa (obecnie w swojej nazwie posiadają one człon: „Operator Systemu Dystrybucyjnego”).

PGNiG SA przejął więc od nich działalność w zakresie obrotu paliwami gazowymi. W związku z powyższym PGNiG SA zajmuje się obecnie obrotem paliwami gazowymi – hurtowym i detalicznym, obrotem gazem ziemnym z zagranicą oraz wydobywaniem paliw gazowych. Aktualnie w URE prowadzone jest postępowanie wyjaśniające w sprawie ewentualnego utrzymania do końca okresu ważności, tj. do maja 2009 r., koncesji udzielonej PGNiG SA na przesyłanie i dystrybucję paliw gazowych, o co wnosił przedsiębiorca.

Udzielanie koncesji

Koncesje w zakresie paliw gazowych są udzielane, zgodnie z regulaminem organizacyjnym URE, zarówno w centrali Urzędu, jak i oddziałach terenowych (OT). Poniższe informacje dotyczą działalności regulacyjnej prowadzonej w centrali w zakresie koncesjonowania działalności energetycznej, natomiast działalność regulacyjna OT została szczegółowo opisana w Aneksie 2 do Sprawozdania.

Ogółem w 2007 r. Prezes URE udzielił sześciu koncesji oraz dziewięciu promes koncesji dla działalności energetycznej w zakresie paliw gazowych. Ilość koncesji i promes udzielonych w 2007 r. w podziale na poszczególne rodzaje działalności w zakresie paliw gazowych przedstawia tabela 18.

Tabela 18. Paliwa gazowe – liczba ogółem koncesji i promes

Zakres działalności	Koncesje ważne na koniec 2007 r. ogółem	Koncesje udzielone w 2007 r. centrala + OT	Promesy udzielone w 2007 r. ogółem
Wytwarzanie	1	0	0
Magazynowanie	1	0	0
Przesyłanie lub dystrybucja	66	2 + 1	4
Obrót	84	3 + 2	5
Obrót gazem ziemnym z zagranicą	23	1	0
Skraplanie i regazyfikacja skroplonego gazu ziemnego	2	0	0
Razem	177	6 + 3	9

Źródło: URE.

Zmiany koncesji

W 2007 r. wydano 36 decyzji zmieniających koncesje. Zmiany dotyczyły w szczególności:

- rozszerzenia zakresu udzielonych koncesji i obszaru wykonywania działalności w związku z przejęciem lub oddaniem do użytkowania nowych składników majątku, służącego prowadzeniu działalności koncesjonowanej,
- przejmowaniem zorganizowanych części przedsiębiorstw lub łączeniem się przedsiębiorstw koncesjonariuszy,
- zmianą nazwy lub siedziby koncesjonariusza,
- przedłużeniem okresu obowiązywania koncesji (art. 39 Prawa energetycznego).

Cofnięcia, wygaśnięcia koncesji

W 2007 r. zostały cofnięte dwie koncesje na skraplanie i regazyfikację skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego na wniosek przedsiębiorców w związku z niepodjęciem działalności koncesjonowanej. Wygaszono dwie koncesje (1-OPG, 1-DPG) w związku z wykreśleniem przedsiębiorcy z rejestru przedsiębiorców KRS oraz jedną koncesję na wytwarzanie paliw gazowych na wniosek przedsiębiorcy.

Ponadto działania koncesyjne w 2007 r. wiązały się także z umorzeniem i zawieszeniem postępowań oraz zwrotem wniosku⁷²⁾.

2.2.2. Taryfy

2.2.2.1. Zasady cenotwórstwa

W zakresie przepisów prawnych, które stanowią podstawę kalkulacji taryf dla paliw gazowych, a więc rozporządzenia taryfowego i pośrednio rozporządzenia w sprawie funkcjonowania rynku gazowego (rozporządzenia systemowego) – rok 2007 nie przyniósł żadnych zmian w stosunku do 2006 r.

Rozporządzenie systemowe nie ukazało się w ogóle, nadal więc obowiązywało rozporządzenie Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z 6 kwietnia

2004 r.⁷³⁾, które nie było dostosowane do nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne w kształcie wprowadzonym ustawą z 4 marca 2005 r.

72) Umorzono dwa postępowania w sprawie udzielenia koncesji na obrót paliwami gazowymi i na dystrybucję paliw gazowych na wniosek przedsiębiorcy oraz umorzono postępowanie wszczęte z urzędu w 2006 r. w sprawie cofnięcia koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą; zawieszono dwa postępowania: jedno z urzędu dotyczące udzielenia koncesji OGZ oraz jedno na wniosek przedsiębiorcy w sprawie udzielenia koncesji MPG.

73) W sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci gazowych, ruchu i eksploatacji tych sieci (Dz. U. Nr 205, poz. 1113), zwane „rozporządzeniem przyłączeniowym”.

Podobnie niedostosowane do przepisów wyżej wskazanej ustawy, a przede wszystkim do zmian, które dokonały się na polskim rynku gazowym, tj.:

- wydzielenie w kwietniu 2005 r. ze struktur PGNiG SA – operatora systemu przesyłowego,
- wydzielenie w czerwcu 2007 r. z dystrybucyjnych spółek gazownictwa Grupy Kapitałowej PGNiG (GK PGNiG) – operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) oraz tymczasowych spółek obrotu gazem,
- włączenie w październiku 2007 r. tymczasowych spółek obrotu gazem do struktur PGNiG, czego konsekwencją jest rozszerzenie działalności tego przedsiębiorstwa o obrót detaliczny paliwami gazowymi,
- przyjęty model restrukturyzacji GK PGNiG, w tym brak związków umownych między Systemem Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ SA (SGT EuRoPol) a Operatorem Gazociągów Przesyłowych Gaz-System SA (OGP Gaz-System) oraz między OGP Gaz-System a OSD,
- świadczenie przez PGNiG na rzecz wszystkich odbiorców przyłączonych zarówno do sieci przesyłowej jak i sieci dystrybucyjnych – usług kompleksowych w zakresie dostaw paliw gazowych było tzw. „rozporządzenie taryfowe”⁷⁴⁾.

W szczególności rozporządzenie to nakładało na przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją paliw gazowych obowiązek kalkulowania stawek opłat za świadczone usługi na podstawie kosztów związanych z transportem tych paliw od źródła gazu do odbiorcy oraz kosztów ich magazynowania. Tymczasem kalkulacji takiej nie mógł dokonać żaden z operatorów. Operatorzy ci bowiem nie handlują paliwami gazowymi – gdyż zgodnie z prawem czynić tego nie mogą – nie zakupują dla odbiorców przyłączonych do swoich sieci ani usługi przesyłania (w przypadku OGP Gaz-System od SGT EuRoPol, w przypadku OSD od OGP Gaz-System), ani usługi magazynowania. Wprawdzie obowiązek zakupu takich usług mógłby zostać na nich nałożony – w szczególności postanowieniami rozporządzenia systemowego – ale w sytuacji, gdy Minister Gospodarki nie wydał takiego rozporządzenia, kształt rynku gazowego określił model restrukturyzacji GK PGNiG akceptowany przez Ministra Skarbu i Ministra Gospodarki (przyjęty do realizacji w 2007 r.).

Zgodnie z nim między operatorami nie są zawierane umowy handlowe, nie zakupują oni również usług magazynowania (z wyjątkiem usług służących realizacji ich zadań operatorskich), czego konsekwencją jest fakt, iż zarówno stawki przesyłowe, jak

i dystrybucyjne mogą być kalkulowane wyłącznie na bazie ponoszonych przez operatorów kosztów własnych związanych z eksploatacją, budową i rozbudową ich sieci wraz ze zwrotem z kapitału zaangażowanego w działalność koncesjonowaną. W rezultacie koszty zakupu usług transportu gazu sieciami innych przedsiębiorstw niż te, do których odbiorcy są przyłączeni oraz koszty magazynowania, ponosić będą albo sami odbiorcy, albo w przypadku umów kompleksowych przedsiębiorstwa obrotu, które umowy te będą realizować.

Powyższa sytuacja sprawiła, że kalkulacji taryf operatorów i PGNiG nie można było oprzeć o przepisy obowiązującego rozporządzenia (które ustalone było w momencie, gdy na rynku nie działał żaden z operatorów), a – stosownie do postanowień art. 47 ust. 2 Prawa energetycznego – tylko zgodność taryfy z przepisami tego rozporządzenia uprawnia Prezesa URE do jej zatwierdzenia. Stąd też przez cały 2007 r. PGNiG, OGP Gaz-System oraz operatorzy systemów dystrybucyjnych stosowali taryfy zatwierdzone w marcu 2006 r. (które poza OGP Gaz-System skorygowane zostały w grudniu 2006 r.).

Bez przeszkód natomiast mogły być prowadzone postępowania o zatwierdzenie taryfy SGT EuRoPol oraz przedsiębiorstw gazowniczych, które nie mają obowiązku wydzielenia OSD (art. 9d ust. 7 pkt 3 Prawa energetycznego). Zasady cenotwórstwa dla tych przedsiębiorstw nie uległy zmianie. Podobnie jak w latach ubiegłych stosowana była – jedyna w tym przypadku możliwa do zastosowania – metoda kosztowa.

A zatem podstawą kalkulacji były planowane koszty uzasadnione, tj. koszty, które ze względów techniczno-organizacyjnych lub ekonomicznych przedsiębiorstwo energetyczne musi ponieść dla sprawnego prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie objętym koncesją oraz marża (w przypadku działalności obrotu) lub zwrot z kapitału zaangażowanego w działalność związaną z przesyłaniem lub dystrybucją. Koszty uzasadnione, stanowiące podstawę kalkulacji cen i stawek opłat, były wielkościami planowanymi i po to, aby nie były obciążone znacznym błędem, podstawą oceny ich zasadności w przypadku przedsiębiorstw:

- od lat działających na rynku gazowym, były porównywalne koszty poniesione w roku kalendarzowym poprzedzającym rok ustalenia taryfy, określone na podstawie zbadanego – zgodnie z przepisami o rachunkowości – sprawozdania finansowego,
- nowopowstałych lub podejmujących nowy rodzaj działalności, były ceny i stawki opłat stosowane przez inne przedsiębiorstwa energetyczne.

Zwrot zaś z zaangażowanego kapitału stanowił iloczyn majątku trwałego netto i stopy zwrotu w wysokości, która dla wskazanych wyżej przedsiębiorstw (poza

74) Ministra Gospodarki i Pracy z 15 grudnia 2004 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz. U. Nr 277, poz. 2750).

SGT EuRoPol) nie zmieniła się w stosunku do stopy uwzględnianej w kalkulacji taryf ustalanych w 2006 r. i wynosiła 14,81%. Przy czym ze względu na ochronę interesów odbiorców przed nadmiernym wzrostem stawek ustalanych przez wskazane przedsiębiorstwa, wynagradzaniu podlegała 1/2 wartości netto majątku sieciowego, wycenionego na koniec 2006 r.

W przypadku SGT EuRoPol, dla potrzeb ustalenia taryfy, która obowiązywałaby w 2008 r., określona została stopa zwrotu na poziomie 7,696%, uwzględniająca faktyczną strukturę finansowania się przez to przedsiębiorstwo w 2006 r. oraz *equity beta* na poziomie określonym w materiale Banku Światowego⁷⁵⁾ dla przedsiębiorstw gazowniczych, w które inwestowanie charakteryzuje się niskim poziomem ryzyka.

2.2.2.2. Taryfy 2007

W 2007 r. w centrali Urzędu prowadzonych było 56 postępowań w sprawie zatwierdzenia bądź zmiany taryfy ustalonej przez przedsiębiorstwo gazownicze. 47 spośród tych postępowań zakończyło się wydaniem przez Prezesa URE decyzji. Najwięcej spośród nich, bo aż 33 dotyczyło zmiany okresu obowiązywania stosowanej taryfy. W 21 przypadkach taryfy przedsiębiorstw energetycznych zostały przedłużone, natomiast w 12 postępowania umorzono. Osiem postępowań nie zostało zakończonych.

We wskazanym roku Prezes URE nie zatwierdził taryfy żadnemu z kluczowych przedsiębiorstw gazowniczych, tj. SGT EuRoPol, OGP Gaz-System, PGNiG oraz sześciu spółkom dystrybucyjnym (od końca czerwca 2007 r. OSD) GK PGNiG.

PGNiG oraz wszyscy operatorzy aż do listopada 2007 r. nie występowali z wnioskami o zatwierdzenie nowych taryf, oczekując na wydanie przez Ministra Gospodarki rozporządzenia w sprawie kształtowania i kalkulacji taryf dla paliw gazowych. Do końca bowiem 2007 r. stosowane przez te przedsiębiorstwa taryfy pokrywały koszty przez nie ponoszone.

W listopadzie 2007 r. zważywszy na:

- planowany przez PGNiG od 1 stycznia 2008 r. znaczny wzrost kosztów działalności obrotu, wynikający ze wzrostu kosztów zakupu gazu z importu, spowodowanego wzrostem cen produktów ropopochodnych, w oparciu o które ustalane są ceny importowe oraz
- wyłączenie 1 stycznia 2008 r. majątku, o znacznej wartości, zarządzanego przez OGP Gaz-System i przekazanie go operatorom systemów dystrybucyjnych, co prowadzi do spadku kosztów własnych operatora przesyłowego i wzrostu tych kosztów u operatorów dystrybucyjnych,

75) Regulatory Structure and Risk and Infrastructure Firms, An International Comparison, grudzień 1996 r., Alexander Mayer and Weeds.

Prezes URE, mając nadzieję, iż w trakcie trwającego postępowania administracyjnego – na drodze szybkiej ścieżki legislacyjnej – wydane zostanie nowe rozporządzenie taryfowe, które umożliwi mu zatwierdzenie taryf kluczowych przedsiębiorstw gazowniczych, określił swoje oczekiwania w zakresie przedkładanych wniosków taryfowych.

Z uwagi na to, że w 2007 r. rozporządzenie taryfowe jednak nie ukazało się, postępowania o zatwierdzenie taryf ustalonych przez ww. przedsiębiorstwa nie zostały zakończone.

W przypadku SGT EuRoPol, który wniosek o zatwierdzenie ustalonej przez siebie taryfy na 2008 r. przedłożył 16 listopada 2007 r., powodem nie zakończenia w 2007 r. postępowania taryfowego była konieczność wyjaśnienia istotnych dla tej sprawy okoliczności i dokonania weryfikacji planowanych kosztów operacyjnych, w tym kosztów zakupu gazu na potrzeby własne, które stanowią istotną pozycję kosztów operacyjnych⁷⁶⁾.

Wśród wydanych w 2007 r. decyzji w sprawie taryf dla paliw gazowych istotną ilość stanowiły decyzje umarzające postępowanie. Taka sytuacja dotyczyła aż 13 postępowań, przy czym 12 z nich umorzonych zostało z uwagi na fakt, iż żądanie strony rozstrzygały przepisy ustawy z 15 czerwca 2007 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne⁷⁷⁾.

W czerwcu i lipcu 2007 r. przedsiębiorstwa wydzielone z dystrybucyjnych spółek gazownictwa, tj. OSD oraz tymczasowe spółki obrotu gazem, wystąpiły z wnioskami o przedłużenie okresu obowiązywania taryf przedsiębiorstw, z których się wydzieliły i których termin obowiązywania upływał 30 września 2007 r. Przedsiębiorstwa te chciały zapewnić sobie możliwość stosowania taryf wskazanych przedsiębiorstw do 31 grudnia 2007 r. Wobec nie budzących wątpliwości przepisów potwierdzających ich prawa⁷⁸⁾, umorzono postępowania wszczęte na wniosek stron.

Postępowania administracyjne prowadzone przez centralę Urzędu zakończyły się:

76) Podobnie jak podczas dwóch ostatnich postępowań, powołane przedsiębiorstwo wnioskowało o zatwierdzenie taryfy za usługi przesyłania gazu ziemnego wysokometanowego, przedkładając dwa różne projekty taryf podpisane przez dwa różne zespoły członków zarządu, z których każdy skutecznie może reprezentować przedsiębiorstwo.

77) Dz. U. Nr 115, poz. 790.

78) Z uwagi na to, że powyższy problem rozstrzygały przepisy art. 5 ust. 2 i 3 powołanej wyżej ustawy z 15 czerwca 2007 r., stanowiące, że przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się obrotem paliwami gazowymi lub dystrybucją tych paliw w rozliczeniach z odbiorcami od 1 lipca 2007 r. do dnia wejścia w życie zatwierdzonej dla tego przedsiębiorstwa nowej taryfy, stosuje taryfę dla paliw gazowych stosowaną przez przedsiębiorstwo zintegrowane pionowo, z którego wydzielono część przedsiębiorstwa zarówno związaną z działalnością dystrybucyjną, jak i z nią niezwiązaną.

- zatwierdzeniem taryfy
 - ◊ dla spółek obrotu – 3,
 - ◊ dla spółek dystrybucyjnych nie wydzielających operatora – 5;
- zmianą okresu zatwierdzenia taryfy
 - ◊ dla spółek obrotu – 2,
 - ◊ dla operatorów sieci – 3,
 - ◊ dla pozostałych spółek dystrybucyjnych – 16;
- zmianą zatwierdzonej taryfy
 - ◊ dla pozostałych spółek dystrybucyjnych – 5;
- umorzeniem postępowania
 - ◊ dla spółek dystrybucyjnych nie wydzielających operatora – 1,
 - ◊ dla spółek obrotu – 6,
 - ◊ dla spółek dystrybucyjnych, które mają obowiązek wydzielenia operatora systemu dystrybucyjnego – 6.

W 2007 r. żadnemu z przedsiębiorstw nie odmówiono zatwierdzenia ustalonej przez nie taryfy, postępowania w sprawie zatwierdzenia taryfy SGT EuRoPol, OGP Gaz-System, PGNiG, sześciu OSD GK PGNiG oraz US. EN. EKO Sp. z o.o. nie zakończyły się.

2.2.3. Wyznaczenie operatorów systemów: przesyłowego i dystrybucyjnych

Wyznaczenie OSP

W 2007 r. operatorem systemu przesyłowego gazowego był Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz-System Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie, który w 2006 r. został wyznaczony przez Prezesa URE do działania na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej na okres obowiązywania koncesji na przesyłanie paliw gazowych, tj. do 1 lipca 2014 r.

Wyznaczenie OSD

W grudniu 2006 r. Prezes URE wyznaczył sześciu operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych (tzn. spółki gazownictwa należące do grupy kapitałowej PGNiG SA), działających w ramach przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo, tj. zajmujących się zarówno dystrybucją, jak i sprzedażą paliw gazowych. Przy czym wszystkie spółki (ze względu na brak rozdzielenia prawnego działalności dystrybucyjnej od innych rodzajów działalności) zostały wyznaczone na OSD na czas określony: od 1 stycznia do 30 czerwca 2007 r. Wynikało to z faktu, iż do tego czasu OSD powinni uzyskać niezależność pod względem formy prawnej i mieli obowiązek działać jako odrębne podmioty. W tej sytuacji kolejne wyznaczenie OSD musiało nastąpić nie później niż do 30 czerwca 2007 r.

W maju i czerwcu 2007 r. do Prezesa URE wpłynęły wnioski od sześciu dotychczasowych spółek gazownictwa wykonujących funkcje OSD o wyznacze-

nie ich na operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych na kolejny okres⁷⁹⁾.

W świetle informacji przedstawionych w toku postępowań uznano, że spółki gazownictwa wypełniły obowiązek niezależności pod względem formy prawnej i organizacyjnej oraz podejmowania decyzji od innych rodzajów działalności niezwiązanych z dystrybucją paliw gazowych (art. 9d ust. 1 Prawa energetycznego). Uznano również, że spółki gazownictwa posiadają warunki do skutecznego zarządzania systemem dystrybucyjnym gazowym na wyznaczonym terenie w sposób ekonomicznie efektywny.

W efekcie, 30 czerwca 2007 r. Prezes URE wyznaczył sześciu operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych, jednak na okres krótszy, niż okres obowiązywania koncesji na dystrybucję paliw gazowych, tj. do 30 czerwca 2008 r. Ograniczenie terminu nastąpiło z uwagi na stosowanie przez spółki doraźnych rozwiązań w zakresie prowadzenia ruchu sieci dystrybucyjnej⁸⁰⁾ oraz konieczność pełnego dostosowania zakresu wykonywanej działalności gospodarczej do tych rodzajów działalności, które mają związek z zadaniami realizowanymi przez operatora⁸¹⁾.

79) W spółkach gazownictwa (w celu wydzielenia niezależnych prawnie OSD) została przyjęta jednolita koncepcja prawnego wydzielenia OSD, która zakładała podział spółki w trybie art. 529 § 1 pkt 4 ustawy z 15 września 2000 r. – Kodeks spółek handlowych (Dz. U. Nr 94, poz. 1037 z późn. zm.) poprzez przeniesienie części majątku spółki dzielonej (zorganizowanej części przedsiębiorstwa), związanego z obrotem paliwami gazowymi na utworzone specjalnie w tym celu tymczasowe Spółki Obrotu Gazem, będące spółkami przejmującymi (podział przez wydzielenie). W wyniku dokonanych przekształceń, dotychczasowi operatorzy systemów dystrybucyjnych gazowych po wydzieleniu ze swoich struktur majątku związanego z wykonywaniem działalności w zakresie obrotu paliwami gazowymi (i innych rodzajów działalności koncesjonowanej), 29 czerwca 2007 r. uzyskali niezależność pod względem formy prawnej.

Zgodnie z art. 531 § 1 Ksh, spółka przejmująca wstąpiła z dniem wydzielenia we wszystkie prawa i obowiązki spółki dzielonej. Jednocześnie, stosownie do art. 531 § 2 Ksh, na spółkę przejmującą przeszły z dniem wydzielenia w szczególności: zezwolenia, koncesje oraz ulgi pozostające w związku z przydzielonymi jej w planie podziału składnikami majątku spółki dzielonej, a które zostały przyznane spółce dzielonej. Zatem na podstawie ww. ustawy, w czerwcu 2007 r. na sześć tymczasowych Spółek Obrotu Gazem z siedzibą w Warszawie przeniesiono zorganizowane części przedsiębiorstwa spółek dzielonych. Wydzielona działalność OPG, OGZ i OPC została przejęta przez sześć tymczasowych Spółek Obrotu Gazem.

80) Brak formalnie podpisanego porozumienia z OSP oraz zatwierdzonej Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej w części, o której mowa w art. 9g ust. 9 Prawa energetycznego.

81) W celu dostosowania zakresu działalności do powyższego ograniczenia, spółki zobowiązały się do eliminacji (w terminie najpóźniej do końca I kwartału 2008 r.) z przedmiotu działalności tych rodzajów działalności gospodarczej, które nie wynikają z zadań realizowanych przez operatora.

Ponadto 7 grudnia 2007 r. Prezes URE wyznaczył jednego operatora systemu dystrybucyjnego gazowego o zasięgu lokalnym – spółkę POLENERGIA SA z siedzibą w Warszawie na okres od 10 grudnia 2007 r. do 31 maja 2008 r., uznając, iż jest to czas wystarczający do przeprowadzenia i zakończenia postępowania związanego z zatwierdzeniem taryfy dla paliw gazowych na 2008 r. oraz z zatwierdzeniem IRIESD i planu wprowadzania ograniczeń.

2.2.4. Udzielanie zgody na budowę gazociągu bezpośredniego lub linii bezpośredniej

W 2007 r. nie wpłynął do Prezesa URE żaden wniosek, ani nie wydano żadnej decyzji w sprawie wyrażenia zgody na budowę gazociągu bezpośredniego.

2.2.5. Zatwierdzanie planów wprowadzania ograniczeń w poborze paliw gazowych, opracowanych przez operatora systemu przesyłowego gazowego i operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych

Ograniczenia w dostarczaniu i poborze gazu ziemnego mają na celu zapewnienie najbardziej wrażliwym odbiorcom gazu ziemnego dostaw tego surowca kosztem innych odbiorców, nawet w sytuacjach wstrzymania takich dostaw. Przybierają one postać *planu ograniczeń* w dostarczaniu i poborze, który wprowadza limity maksymalnego godzinowego i dobowego poboru paliw gazowych⁸²⁾.

W 2007 r. weszła w życie ustawa o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym⁸³⁾ oraz zostało wydane rozporządzenie Rady Ministrów w sprawie sposobu i trybu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego⁸⁴⁾.

Uprzednio ustawowy obowiązek przedkładania do uzgodnienia planu ograniczeń w zakresie gazu ziem-

nego był nałożony jedynie na OSP, natomiast OSD uzgadniali z nim swoje plany ograniczeń.

Ustawa zmieniła zakres podmiotów, które są obowiązane do wystąpienia do Prezesa URE z planami wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego. Również w miejsce „uzgodnienia” wprowadziła instytucję „zatwierdzania planów decyzją”.

Zgodnie z art. 58 ust. 1 ww. ustawy, operatorzy systemów przesyłowych gazowych, operatorzy systemów dystrybucyjnych gazowych oraz operatorzy systemów połączonych gazowych lub przedsiębiorstwa energetyczne pełniące funkcję operatorów są obowiązani do opracowania planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego. Operatorzy ci lub ww. przedsiębiorstwa są obowiązani do corocznej aktualizacji planów wprowadzania ograniczeń i przedkładania ich, do 15 listopada danego roku, Prezesowi URE do zatwierdzenia w drodze decyzji (art. 58 ust. 17 powołanej ustawy).

W 2007 r. Prezes URE zatwierdził sześć planów ograniczeń sporządzonych przez OSD oraz plan sporządzony przez Operatora Gazociągów Przesyłowych Gaz-System SA.

2.2.6. Uzgadnianie projektów planów rozwoju gazowniczych przedsiębiorstw sieciowych

Ważną kompetencją Prezesa URE jest uzgadnianie z przedsiębiorstwem energetycznym zajmującym się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych projektów planów jego rozwoju. Pozwala to na zapewnienie właściwego kierunku rozbudowy infrastruktury i lepsze skoordynowanie zamierzeń inwestycyjnych danego przedsiębiorcy z innymi działaniami Regulatora wobec tego podmiotu (m.in. w procesie zatwierdzania taryf). Ma to szczególne znaczenie, kiedy uzgodniony projekt planu rozwoju staje się naturalną przesłanką taryfowania, pozwalającą chociażby określać wysokość stopy zwrotu z inwestycji w rozbudowę systemu oraz szacować koszty wynikające z poniesionych nakładów inwestycyjnych.

Z uzgodnienia planów wyłączone są projekty planów rozwoju przedsiębiorstw wykonujących działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych, dla mniej niż 50 odbiorców, którym przedsiębiorstwo to dostarcza rocznie mniej niż 50 mln m³ tych paliw.

W zakresie przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych w 2007 r. Prezes URE uzgodnił trzy projekty planów rozwoju oraz dwie korekty uzgodnionych wcześniej projektów planów.

Najistotniejsze, z punktu widzenia gospodarki narodowej, było uzgodnienie projektu planu Operatora Gazociągów Przesyłowych Gaz-System SA. Powyższy projekt został opracowany na lata 2007-2009 i był korektą (aktualizacją) uzgodnionego na lata 2006-2008 oraz rozszerzeniem o projekcję na 2009 r. W stosunku

82) Tryb przygotowania planu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego został szczegółowo określony w ustawie o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym oraz w rozporządzeniu Rady Ministrów z 19 września 2007 r. w sprawie sposobu i trybu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego.

Przepisy wykonawcze precyzują tryb przygotowania tego dokumentu, który musi uwzględniać szczegółowe techniczne uwarunkowania funkcjonowania sieci dystrybucyjnych oraz chronić odbiorców szczególnie wrażliwych na wystąpienie przerw w dostarczaniu gazu.

83) Ustawa z 16 lutego 2007 r. (Dz. U. Nr 52, poz. 343).

84) Rozporządzenie z 19 września 2007 r. (Dz. U. Nr 178, poz. 1252), weszło w życie 12 października 2007 r.

do projektu planu na lata 2006-2008 całkowita wartość zamierzeń inwestycyjnych wzrasta o 20%. Natomiast w ujęciu rzeczowym projekt planu rozwoju jest w zasadzie kontynuacją wcześniejszego. Zawiera – tak, jak projekcja na lata 2006-2008 – inwestycje ujęte w indywidualnym wykazie indywidualnych projektów dużych dla „Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko – Narodowa Strategia Spójności 2007-2013”. Inwestycje realizowane przez OGP Gaz-System SA służyć mają rozwojowi sieci gazowej, likwidacji ograniczeń przepustowości sieci, a zarazem umożliwią w przyszłości rozprawdzenie gazu z projektowanego na wybrzeżu Bałtyku gazoportu.

Uzgodniono także projekt spółki gazownictwa oraz projekt planu inwestycji dotyczący zamkniętego obszaru przemysłowego.

Uzgodnień dotyczących korekt planów dokonały dwa przedsiębiorstwa dystrybucji gazu. Korekty spowodowane były podjęciem nieprzewidzianych w uzgodnionych planach zadań inwestycyjnych związanych z pozyskaniem nowych odbiorców gazu. W tym celu obydwa przedsiębiorstwa podjęły przede wszystkim rozbudowę sieci gazociągów wysokiego ciśnienia.

2.2.7. Zatwierdzanie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci w zakresie bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi

W listopadzie 2007 r. Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz-System SA przedłożył wniosek o zmianę Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP) w zakresie bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi.

Wniosek obejmował m.in. następujące zagadnienia:

- dostosowanie IRiESP do ustawy o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym, m.in. dotyczących ograniczeń w poborze paliw gazowych,
- doprecyzowanie i zmiana postanowień dotyczących nominacji i renominacji,
- uzupełnienie IRiESP o zapisy dotyczące świadczenia usług przesyłania na zasadach przerywanych,
- zmiana sposobu alokacji zdolności przesyłowych, m.in. wprowadzenie dwóch dodatkowych metod alokacji oraz zasad przeciwdziałania ograniczeniom systemowym,
- określenie zasad zgłaszania przez użytkowników systemu ofert odsprzedaży lub udostępniania niewykorzystanych zdolności przesyłowych oraz procedur ich udostępniania,
- zmiana zasad naliczania opłat i bonifikat z tytułu niedotrzymania parametrów jakościowych, w szczególności temperatury punktu rosy wody oraz ciśnienia.

Wniosek o zmianę instrukcji został poprzedzony procesem konsultacji z użytkownikami systemu. Operator, po opracowaniu projektów kart aktualizacji, poinformował użytkowników gazowego systemu przesyłowego zamieszczając 27 czerwca 2007 r. na stronie internetowej Operatora komunikat o publicznym dostępie oraz o możliwości zgłaszania uwag do projektów kart aktualizacji. Proces konsultacji projektów tych kart został zakończony 1 sierpnia 2007 r.

Z uwagi na termin wpłynięcia wniosku i jego zakres, jak również ze względu na konieczność wniesienia dodatkowych zmian do przedłożonych propozycji rozwiązań, postępowanie w sprawie zatwierdzenia instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej w zakresie bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi było kontynuowane w I kwartale 2008 r.

W 2007 r. były również prowadzone postępowania w sprawie zatwierdzenia instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnych. Z uwagi na fakt, iż rozwiązania instrukcji dystrybucyjnych powinny uwzględniać zapisy instrukcji przesyłowej, jak również wobec braku rozporządzeń wykonawczych do ustawy – Prawo energetyczne, proces zatwierdzania instrukcji dystrybucyjnych nie został zakończony w 2007 r.

2.2.8. Weryfikacja i ustalanie obowiązkowych zapasów paliw gazowych

W 2007 r. obowiązki Prezesa URE zostały rozszerzone o weryfikację (art. 25 ust. 3 ustawy o zapasach) bądź ustalenie zapasów obowiązkowych importowanego gazu ziemnego (art. 25 ust. 5 ustawy o zapasach), w ilościach odpowiadających – w okresie od wejścia w życie ustawy do 30 września 2009 r. – co najmniej 11-dniowemu średniemu dziennemu przywozowi gazu realizowanego przez przedsiębiorstwo wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą.

Przy czym weryfikacja wskazanych zapasów dotyczy przedsiębiorstw, które już importują gaz, natomiast ich ustalenie odnosi się do przedsiębiorstw podejmujących działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą.

W pierwszym przypadku, wielkość obowiązkowych zapasów gazu ziemnego ustala samo przedsiębiorstwo⁸⁵⁾ i informację o tym przedkłada Prezesowi URE, który do 15 maja danego roku wielkość tę weryfikuje.

Natomiast w drugim przypadku, wielkość zapasów obowiązkowych ustala Prezes URE w wysokości odpowiadającej co najmniej 11-dniowemu średniemu dziennemu przywozowi tego gazu, ustalonymu na okres od dnia rozpoczęcia przywozu do 30 września kolejnego roku.

85) Na podstawie wielkości przywozu, od 1 kwietnia ub.r. do 31 marca danego roku, która wynika ze sprawozdań statystycznych sporządzanych przez przedsiębiorstwo.

2.2.9. Kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz paramentów jakościowych

Kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz parametrów jakościowych paliw gazowych są działaniami mającymi chronić odbiorców przed obniżeniem – przez przedsiębiorstwa gazownicze działające na rynku monopolistycznym – zarówno jakości dostarczanych paliw (ich ciepła spalania), standardów świadczonych usług (przerwy w dostawach), jak i standardów obsługi odbiorców.

Kontrolowanie jakości paliw gazowych odbywa się na wniosek odbiorcy (art. 23 ust. 2 pkt 10 Prawa energetycznego). Przy czym w dotychczasowej praktyce zastrzeżenia pochodziły od odbiorców w gospodarstwach domowych i interwencja Prezesa URE polegała na wezwaniu przedsiębiorstwa do przedstawienia raportu jakości gazu⁸⁶⁾ (w tym średniomiesięcznego ciepła spalania) w tej części sieci gazowej, do której przyłączana jest instalacja odbiorcy zgłaszającego uwagi. Analizowane są także sprawozdania GAZ-3, w których przedsiębiorstwo obowiązane jest zamieścić informacje dotyczące ciepła spalania dystrybuowanego gazu a ich prawdziwość objęta jest odpowiedzialnością karną.

Podkreślenia wymaga fakt, że Prezes URE nie posiada ani laboratorium, ani też odpowiedniej aparatury do przeprowadzania samodzielnych badań jakości paliw gazowych. W budżecie Urzędu nie przewidziane są również środki finansowe, które pozwalałyby na zlecenie właściwym jednostkom rutynowych kontroli jakości paliw gazowych we wszystkich kluczowych punktach sieci gazowej.

Działania regulacyjne Prezesa URE w zakresie kontroli standardów przejawiają się również w procesie zatwierdzania taryf dla paliw gazowych. Zawarte w taryfach ceny i stawki opłat zyskują akceptację Prezesa URE, jeżeli zostaną skalkulowane przy uwzględnieniu parametrów jakościowych określonych w rozporządzeniu przyłączeniowym⁸⁷⁾. Za niedotrzymanie tych standardów (określonych w ww. rozporządzeniu), odbiorcy przysługują bonifikaty, których sposób ustalenia określa taryfa. Ponadto, w taryfie ustalone są bonifikaty w opłatach za dostawę gazu z tytułu niedotrzymania standardów jakościowych obsługi odbiorców, tj. z tytułu: odmowy udzielenia informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostaw gazu przerwanych z powodu awarii sieci, nie powiadomienia z wyprzedzeniem

86) Żądany przez Prezesa raport dotyczący jakości gazu z reguły zawiera wyniki badań niezależnych od siebie laboratoriów, np. OGP Gaz-System, OSD lub PGNiG wykonywanych – w zależności od rodzaju chromatografu – albo w sposób ciągły, albo kilka razy w miesiącu.

87) W 2007 r. obowiązywało rozporządzenie Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z 6 kwietnia 2004 r.

o terminach i czasie planowanych przerw w dostawie gazu, odmowy odpłatnego podjęcia czynności, umożliwiających bezpieczne wykonanie prac w obszarze oddziaływania tej sieci, jak również nie udzielenia informacji w sprawie rozliczeń oraz aktualnych taryf. Odbiorcy z reguły nie znają swoich praw skarżąc się Prezesowi URE na działania przedsiębiorstw gazowniczych. Wówczas udzielane są wyjaśnienia oraz informacje o prawach i obowiązkach zgodnie z aktualnie obowiązującym stanem prawnym.

2.3. Monitorowanie funkcjonowania systemu gazowego

2.3.1. Monitorowanie zasad zarządzania i rozdziału przepustowości połączeń międzysystemowych

Zasady zarządzania i rozdziału przepustowości połączeń międzysystemowych, mają kluczowe znaczenie dla rozwoju konkurencji. Z tego względu obowiązujące akty prawne poświęcają im szczególną uwagę. Obowiązki dotyczące zasad zarządzania i rozdziału przepustowości połączeń międzysystemowych zostały nałożone na operatorów systemów Dyrektywą 55/2003/WE Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie wspólnych zasad dla wewnętrznego rynku gazu ziemnego, a następnie doprecyzowane i uszczegółowione Rozporządzeniem 1775/2005/WE Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego. Wskazane rozporządzenie, obowiązujące od 2006 r. i bezpośrednio stosowane we wszystkich państwach członkowskich UE, wprowadza m.in. dodatkowe techniczne przepisy dotyczące TPA oraz zasad odnoszących się do mechanizmów alokacji zdolności przesyłowej.

Zgodnie z wyżej wskazanymi przepisami OGP Gaz-System SA opracował IRIESP, w której określił zasady zarządzania i rozdziału przepustowości połączeń międzysystemowych.

Zatwierdzenie stosownego dokumentu przez Prezesa URE nastąpiło 21 czerwca 2006 r. Od tego czasu monitoring funkcjonowania systemu gazowego we wskazanym zakresie odnosi się do analizy działalności OGP Gaz-System SA pod kątem wypełniania stosownych postanowień określonych w instrukcji przesyłowej.

Monitorowanie funkcjonowania systemu gazowego w zakresie zasad zarządzania i rozdziału przepustowości połączeń międzysystemowych odbywa się także przy postępowaniach o rozstrzygnięcie sporów w związku z odmową zawarcia umowy przesyłowej. W trakcie takiego postępowania jednym z elementów podlegającym analizie jest ocena prawidłowości przydziału przepustowości połączeń międzysystemowych przez Operatora.

W 2007 r. miał miejsce jeden taki przypadek, dotyczący punktu wejścia do systemu przesyłowego

Drozdowicze. Z uwagi na fakt, iż stosowny wniosek o rozstrzygnięcie sporu w związku z odmową zawarcia umowy przesyłowej wpłynął do URE pod koniec grudnia 2007 r., sprawa jest kontynuowana w 2008 r.

2.3.2. Monitorowanie mechanizmów bilansowania systemu gazowego i zarządzania ograniczeniami

W 2007 r. monitorowano funkcjonowanie systemu gazowego w zakresie mechanizmów bilansowania i zarządzania ograniczeniami.

Bilansowanie fizyczne jest realizowane przez OSP w celu zapewnienia bezpiecznej realizacji umów przesyłowych i polega na zrównoważeniu pracy systemu przy wykorzystaniu narzędzi zapewniających elastyczność, przede wszystkim pojemności akumulacyjnej systemu przesyłowego i pojemności magazynowej zarezerwowanej dla celów bilansowania. Bilansowanie handlowe jest dokonywane w celu rozliczenia niezbilansowania w ramach poszczególnych umów przesyłowych.

Zarządzanie przez OSP ograniczeniami systemowymi polega na takim prowadzeniu działalności, aby nowo zawierane umowy nie zmniejszały poziomu bezpieczeństwa dostaw dotychczasowych odbiorców. W ramach działań z tego zakresu OSP, w przypadku braku możliwości realizacji usługi przesyłania na zasadach ciągłych, świadczy usługę przesyłania na zasadach przerywanych. W przypadku braku możliwości realizacji usługi, OSP przygotowuje informacje o niezbędnym zakresie rozbudowy systemu przesyłowego.

Ponadto OSP podejmuje następujące działania zapobiegające powstawaniu ograniczeń systemowych:

- planuje i realizuje rozbudowę systemu przesyłowego,
- zawiera umowy o świadczenie usługi przesyłania paliwa gazowego obejmujące postanowienia dotyczące sposobu postępowania w przypadku niewykorzystania zarezerwowanej przepustowości,
- eksploatuje system przesyłowy oraz steruje jego ruchem w sposób zmniejszający prawdopodobieństwo powstania ograniczeń systemowych,
- monitoruje parametry techniczne i jakościowe przesyłanego paliwa gazowego,
- planuje prace w systemie tak, aby nie powodować ograniczeń, a jeśli wystąpienie ograniczeń w związku z prowadzonymi pracami jest konieczne, dokłada starań, aby skutki ograniczeń spowodowanych planowanymi pracami były możliwie jak najmniejsze,
- opracowuje procedury działań na wypadek wystąpienia w systemie przesyłowym sytuacji awaryjnej,
- wprowadza dodatkowe opłaty.

W ramach monitoringu dokonywano analizy poszczególnych aspektów działalności OGP Gaz-System SA. Zbierano m.in. informacje o wprowadzanych

ograniczeniach systemowych oraz opłatach i bonifikatach naliczonych przez OSP na podstawie IRIESP. Do jej przedkładania w cyklach miesięcznych spółka została zobowiązana od początku obowiązywania IRIESP, tj. od sierpnia 2006 r.

W 2007 r. nie zaobserwowano negatywnych zjawisk w zakresie sposobu bilansowania systemu przesyłowego. Wielkości przyjętego limitu niezbilansowania w 2007 r. nie były przekraczane i z tego tytułu nie naliczono żadnych opłat.

Wielkości udzielanych przez OSP bonifikat w opłacie stałej z tytułu ograniczeń w odbiorze paliw w poszczególnych miesiącach wykazywały dużą zmienność: od 0 zł do niemal 600 000 zł (ponad 0,6% przychodów z tytułu usług przesyłowych). Zmienność ta jest wynikiem zróżnicowania w poszczególnych miesiącach wielkości ograniczeń wynikających z prowadzonych prac remontowych i awarii.

Dokonując oceny przychodów OGP Gaz-System SA z tytułu zarządzania ograniczeniami systemowymi należy wskazać, że znajdują się one na stosunkowo niskim poziomie, ich łączna kwota dla poszczególnych miesięcy 2007 r. nie przekraczała 1% przychodów z tytułu usług przesyłowych. Opłaty te mają na celu motywowanie do dokładnego prognozowania przesyłanych ilości gazu oraz do wprowadzania gazu o odpowiednich parametrach jakościowych. Do tej kategorii opłat zalicza się opłaty za niedotrzymanie nominacji w punkcie wejścia i wyjścia, opłaty za przekazanie paliwa o cieple spalania poniżej wielkości granicznej, opłaty za przekazanie paliwa niespełniającego innego parametru jakościowego, wskazanego w IRIESP oraz opłaty za usuwanie skutków wprowadzania paliwa o niedostatecznym ciśnieniu.

W 2007 r., podobnie jak w latach poprzednich, występowały fizyczne ograniczenia systemowe w przesyłach na obszarze północno-zachodniej Polski oraz w rejonie Częstochowy. Sposób zarządzania fizycznymi ograniczeniami systemowymi przez Operatora przedstawia tabela 19. Monitoring w zakresie zarządzania fizycznymi ograniczeniami systemowymi był związany z oceną wykonania planów rozwoju pod kątem eliminacji ograniczeń.

W ramach działań umiejscowionych w północno-zachodniej części Polski Operator zrealizował gazociąg Nowogard-Płoty oraz przygotowywał inwestycje kolejnych odcinków, wyszczególnionych w tabeli (pozyskanie gruntów pod budowę, prace studialne, wprowadzenie inwestycji do miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego itp.). Przewiduje się, że całkowita eliminacja ograniczeń we wskazanym rejonie zakończy się do 2012 r., przy czym do 2009 r. widoczna będzie częściowa poprawa (przewidywany wzrost przepustowości o 100 000 m³/h).

W ramach działań umiejscowionych w rejonie Częstochowy, Operator planuje wyeliminowanie ograniczeń do 2009 r.

Tabela 19. Ograniczenia systemowe w sieci przesyłowej

Miejsce występowania	Skala ograniczeń	Sposób zapobiegania	Moc przesyłowa w miejscu występowania ograniczenia
Obszar północno-zachodniej Polski	Stwierdzono brak rezerwy zdolności przesyłowej w systemie gazu wysokometanowego	W celu poprawy przepustowości w rejonie północno-zachodniej Polski rozbudowywany jest układ przesyłowy Goleniów Nowogard – Płoty – Koszalin, co poprawi warunki dostaw gazu grupy E do mieszalni na Przymorzu. Dodatkowo w celu poprawy przepustowości w tym rejonie planowana jest budowa tłoczni Goleniów	7417 tys. m ³ /dobę
Rejon Częstochowy	Stwierdzono brak rezerwy zdolności przesyłowej w systemie gazu wysokometanowego	W celu umożliwienia zwiększenia dostaw w rejonie Częstochowy budowany jest gazociąg DN 500 Lubliniec – Częstochowa	1399 tys. m ³ /dobę

Źródło: OGP Gaz-System SA.

2.3.3. Monitorowanie wypełniania obowiązku publikowania przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych informacji dot. połączeń międzysystemowych, korzystania z sieci i rozdziału zdolności przesyłowych stronom umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych, z uwzględnieniem konieczności traktowania tych informacji jako poufnych ze względów handlowych

Ogólne zasady publikacji informacji przez operatorów systemów przesyłowych zostały określone w Rozporządzeniu 1775/2005/WE. Dotyczą one obowiązku publikowania informacji dotyczących oferowanych usług, jak również stosowanych warunków wraz z informacjami technicznymi niezbędnymi do uzyskania dostępu do sieci.

Prezes URE decyzją z 30 kwietnia 2007 r. określił szczegółowe zasady, na jakich Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz-System SA, pełniący funkcję operatora systemu przesyłowego, powinien publikować informacje dotyczące oferowanych usług, stosowanych warunków wraz z informacjami technicznymi niezbędnymi do uzyskania skutecznego dostępu do sieci.

Decyzja dotyczy informacji:

- o maksymalnej technicznej zdolności przesyłowej, całkowitej zakontraktowanej i przerywanej zdolności przesyłowej, dostępnej zdolności przesyłowej, średnim rocznym przepływie, wskaźnikach maksymalnego i minimalnego miesięcznego wykorzystania zdolności przesyłowej i prognozie dostępnej zdolności przesyłowej na następne 18 miesięcy dla poszczególnych punktów wejścia i wyjścia,
- o planowanych okresach konserwacji i remontów, biuletynie informacyjnym i systemie przesyłowym.

W decyzji określono miejsce i sposób publikacji wyżej wskazanych informacji, uwzględniono przy tym konieczność traktowania tych informacji jako poufnych ze względów handlowych. Z tego powodu w przypadku części danych, których udostępnienie mogłoby naruszyć prawa innych podmiotów, zezwolono na ograniczenie zakresu ich publikacji. Mając przy tym na uwadze cel ich publikacji, określono jej sposób tak, by prezentowane dane były użyteczne z punktu widzenia potencjalnych użytkowników systemu.

Dopuszczono publikację informacji o dziennym stanie zdolności przesyłowej i o prognozie dostępnej zdolności przesyłowej na następnych 18 miesięcy w formie graficznej, przy wykorzystaniu kolorów:

- zielonego, oznaczającego istnienie rezerw zdolności przesyłowej,
- żółtego, oznaczającego zdolność przesyłową wykorzystaną powyżej 85%,
- czerwonego, oznaczającego zdolność przesyłową wykorzystaną powyżej 98%.

Analogiczny sposób przyjęto przy publikacji wskaźników miesięcznego wykorzystania zdolności przesyłowej oraz średniego rocznego przepływu za okres ostatnich 3 lat, przy czym określono większą liczbę przedziałów i przyporządkowanych im kolorów:

- szarego, oznaczającego wykorzystanie poniżej 20%,
- niebieskiego, oznaczającego wykorzystanie od 20% do 40%,
- zielonego, oznaczającego wykorzystanie od 40% do 60%,
- żółtego, oznaczającego wykorzystanie od 60% do 80%,
- czerwonego, oznaczającego wykorzystanie powyżej 80%.

Ustalono, że informacje liczbowe o zdolnościach przesyłowych dla punktów właściwych wejścia i wyjścia powinny być publikowane, jeżeli w tych punk-

tach świadczona jest usługa przesyłania dla trzech lub większej liczby podmiotów.

Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz-System SA został zobowiązany do publikowania aktualnego schematu sieci wraz z informacjami o punktach wejścia i wyjścia, w tym o punktach łączących z systemami innych operatorów oraz informacji o jakości gazu i standardach dotyczących wielkości ciśnień.

Sposób wypełniania przez OGP Gaz-System SA obowiązku publikowania informacji, wynikający z Rozporządzenia 1775/2005/WE i z decyzji Prezesa URE z 30 kwietnia 2007 r., jest stale monitorowany.

O przydatności publikowanych danych świadczy fakt, iż przedsiębiorstwa energetyczne w pismach do URE dotyczących spraw spornych z operatorem systemu powołują się na przedmiotowe dane.

2.3.4. Monitorowanie warunków świadczenia usług magazynowania paliw gazowych, usług skraplania gazu ziemnego oraz innych usług świadczonych przez przedsiębiorstwa energetyczne

W obszarze magazynowania, 100% pojemności podziemnych magazynów gazu znajduje się w posiadaniu PGNiG SA. W 2007 r. spółka udostępniła 50 mln m³ na rzecz OGP Gaz-System SA, w związku z wykonywaniem przez to przedsiębiorstwo funkcji operatora systemu przesyłowego. Pozostała część pojemności w 2007 r. była wykorzystywana na potrzeby własne PGNiG SA i nie była udostępniana innym podmiotom. Wyłączny właściciel krajowych podziemnych magazynów gazu, PGNiG SA, w 2007 r. odmówił dostępu do usługi magazynowania dwóm przedsiębiorstwom.

W konsekwencji odmów PGNiG SA wystąpił z wnioskiem do Prezesa URE o czasowe wyłączenie z obowiązku stosowania zasady TPA wobec usługi magazynowania gazu ziemnego świadczonej przez to przedsiębiorstwo energetyczne. Postępowanie to nie zostało zakończone w 2007 r.

Dane charakteryzujące wykorzystanie podziemnych zbiorników gazu przedstawia tabela 15 (str. 45).

2.3.5. Monitorowanie bezpieczeństwa dostarczania paliw gazowych

Bezpieczeństwo energetyczne jest definiowane jako stan gospodarki umożliwiający pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię, w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy minimalizacji negatywnego oddziaływania sektora energii na środowisko i warunki życia społeczeństwa. Zagadnienie bezpieczeństwa energetycznego jest kompetencją Ministra Gospodarki, będącego naczelnym organem państwa właściwym w sprawach polityki energetycznej. Z kolei jednym z podstawowych elementów bezpieczeństwa energetycznego jest bezpieczeństwo dostaw paliw i energii. Bezpieczeństwo dostaw jest definiowane jako zapewnienie dostępu odbiorców do energii w czasie, kiedy tego potrzebują, o określonej jakości i po przejrzystych, zależnych od kosztów cenach. Monitorowanie tego obszaru jest z kolei realizowane przez Prezesa URE i odbywa się w drodze analizy informacji pochodzących od przedsiębiorstw energetycznych, ich odbiorców oraz instytucji krajowych i zagranicznych zajmujących się statystyką sektora oraz problematyką dostaw gazu. Dotyczą one kwestii dostępności paliwa w źródłach i złożach, dostępności cenowej, dywersyfikacji dostaw ze względu na kraj pochodzenia paliwa, drogę jego dostarczania, sprawności funkcjonowania sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, stanu zapasów a także sytuacji ekonomicznej przedsiębiorstw gazowniczych i szeregu innych obszarów. Całość tych działań tworzy system monitorowania.

W 2007 r. w obszarze monitorowania bezpieczeństwa dostarczania paliw gazowych szczególnie istotne były zwłaszcza niżej przedstawione działania:

- aktualizacja bazy informacyjnej o przedsiębiorstwach sektora i ich sytuacji ekonomiczno-finansowej. Dokonano przeglądu kwartalnych i rocznych sprawozdań przesyłanych przez przedsiębiorstwa z GK PGNiG SA oraz operatora systemu przesyłowego OGP Gaz-System SA. Skorzystano również z zasobów informacyjnych Agencji Rynku Energii SA,

Zapraszamy na stronę internetową URE:

www.ure.gov.pl

oraz podajemy adres e-mail:

ure@ure.gov.pl

- ocena stanu infrastruktury sieciowej i jej potrzeb inwestycyjnych w odniesieniu do operatora systemu przesyłowego i operatorów systemów dystrybucyjnych. Szczególną uwagę poświęcono planowanym i będącym w realizacji inwestycjom zwiększającym poziom niezawodności dostaw paliw gazowych,
- ocena stanu infrastruktury magazynowej i potrzeb rozwojowych w odniesieniu do magazynów współpracujących z krajowym systemem przesyłowym została dokonana w związku z prowadzonymi postępowaniami administracyjnymi w sprawie czasowego zwolnienia PGNiG SA z obowiązku świadczenia usług magazynowania paliw gazowych oraz postępowań spornych w związku z odmowami świadczenia usług magazynowania przez PGNiG SA na rzecz innych podmiotów. PGNiG SA wystąpił z wnioskiem na podstawie art. 4h ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne. Wcześniej spółka odmówiła świadczenia stosownych usług innym przedsiębiorstwom argumentując, iż ich świadczenie naraziłoby spółkę na trudności finansowe i ekonomiczne związane z realizacją zobowiązań wynikających z umów „take or pay”. Odmowa świadczenia usług magazynowych, zgodnie ze stanowiskiem PGNiG SA, jest również konsekwencją wypełniania przez spółkę obowiązków nałożonych na nią przez ustawę o zapasach,
- monitoring wprowadzania przez operatora systemu przesyłowego ograniczeń w przyjmowaniu i poborze paliw gazowych,
- ocena postanowień instrukcji ruchu i eksploatacji systemu przesyłowego pod kątem zapewnienia niezawodności dostaw,
- analiza przyczyn odmów przyłączeń do sieci gazowej oraz możliwości likwidacji ograniczeń systemowych w sieci przesyłowej.

Analiza funkcjonowania systemu gazowego w zakresie bezpieczeństwa dostarczania paliw gazowych wykazała konieczność realizacji szeregu inwestycji. Uzyskano informacje, że podjęte zostały działania zmierzające do likwidacji ograniczeń systemowych, w szczególności dotyczących obszaru północno-zachodniej części Polski. W 2010 r. przewidywane jest uruchomienie nowego punktu wejścia gazu z importu w północno-zachodniej Polsce z gazociągu podmorskiego („Baltic Pipe”). Na przełomie 2010/2011 przewiduje się uruchomienie kolejnego w tym rejonie punktu wejścia gazu – Terminal LNG w Świnoujściu. W 2011 r. planowane jest również zwiększenie możliwości przesyłowych istniejącego punktu wejścia w Lasowie. Ogółem inwestycje umożliwią zwiększenie obecnych możliwości dostaw z importu w przedziale od 1,69 do 2,47 mld m³ na rok w w/w okresie. Oczekuje się, że wskazane inwestycje przyczynią się do zmniejszenia liczby odmów przyłączeń do sieci gazowej w obszarze całego kraju.

Analiza sytuacji finansowej przedsiębiorstw energetycznych sektora gazu wykazała wzrost przychodów.

W przypadku przesyłu i sprzedaży odnotowano poprawę wyniku finansowego w porównaniu do lat poprzednich. W przypadku dystrybucji w związku ze zmianą zasad rachunkowości (wprowadzenie od 1 stycznia 2007 r. MSR) odnotowano pogorszenie wyniku finansowego. Sytuacja ekonomiczna sektora zapewnia możliwość finansowania zamierzeń inwestycyjnych.

W 2007 r. odnotowano również podejmowanie działań nakierowanych na wykorzystanie środków pomocowych przy realizacji inwestycji.

W 2007 r. sprawność systemu nie budziła zastrzeżeń, należy mieć jednak świadomość, iż dla poprawy funkcjonowania systemu konieczne są inwestycje w odniesieniu do zwiększenia zdolności przesyłowego systemu, jego elastyczności, a także jego modernizacji. Ponadto konieczne jest zwiększenie pojemności magazynowych systemu.

2.3.6. Monitorowanie wypełniania przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych ich zadań

W 2007 r. monitorowano zadania realizowane przez OGP Gaz-System SA, będącego operatorem systemu przesyłowego. Monitoring dotyczył zadań w zakresie operatorstwa i polegał na:

- comiesięcznej analizie danych, do których przedkładania została zobowiązana spółka po zatwierdzeniu IRIESP (od początku obowiązywania IRIESP, tj. od sierpnia 2006 r.),
- okresowej analizie informacji, do których publikowania została zobowiązana spółka na podstawie obowiązujących przepisów i wydanych na ich podstawie decyzji Prezesa URE (m.in. decyzji z 30 kwietnia 2007 r.); analizie poddawano zakres informacji i jej aktualność,
- sprawdzaniu informacji w związku z pismami bądź wnioskami innych przedsiębiorstw energetycznych, m.in. ubiegających się o zawarcie umów przesyłowych,
- ocenie działalności spółki pod kątem wypełniania zapisów IRIESP.

Monitoring wykazał, że wymagane informacje są publikowane. Ponadto nie stwierdzono negatywnych zjawisk związanych z działalnością w zakresie bilansowania fizycznego i rozliczeniowego.

Zauważono, że zakres uregulowania w IRIESP kwestii dotyczących współpracy oraz przekazywania informacji między operatorami systemów gazowych jest niewystarczający i powinien zostać rozbudowany. Ze względu na delegację ustawową, instrukcja nie może ograniczać się do odesłania do porozumień międzyoperatorskich, których zawarcie jest nieobligatoryjne. Monitoring wykazał, że istnieje konieczność szczegółowego zdefiniowania rodzajów udostępnianej informacji, kategorii podmiotów uprawnionych do jej otrzymania oraz standardów technicz-

nych wymiany informacji, w tym wymagań odnośnie systemu sieci teletransmisji oraz systemu wymiany informacji.

W związku z takim stanem rzeczy w październiku 2007 r. wezwano OGP Gaz-System SA do uzupełnienia instrukcji przesyłowej w powyższym zakresie. Stosowny proces wprowadzania zmian w IRIESP nie został zakończony w 2007 r. i jest kontynuowany.

Monitorowanie funkcjonowania systemu gazowego w zakresie wypełniania przez operatorów systemów dystrybucyjnych ich zadań wynikało przede wszystkim z trzech kwestii. Po pierwsze, monitoring realizowany był w związku z napływającymi do Urzędu informacjami bądź wnioskami innych przedsiębiorstw energetycznych, m.in. ubiegających się o zawarcie umów dystrybucyjnych. Po drugie, doskonalenie rozwiązań rynkowych, a w szczególności proces zatwierdzania IRIESP wymagał oceny wpływu instrukcji na operatorów dystrybucyjnych. Nie mogli oni co prawda uczestniczyć w postępowaniu o zatwierdzenie IRIESP na prawach strony, mieli jednak prawo do złożenia operatorowi przesyłowemu uwag co do planowanych rozwiązań, zgłaszanych przez operatora przesyłowego w kartach aktualizacji IRIESP. Uwagi zgłoszone przez operatorów dystrybucyjnych podlegały szczegółowej analizie i miały istotny wpływ na kształt przyjmowanych rozwiązań. Po trzecie, monitoring działalności operatorów systemów dystrybucyjnych odbywał się w związku z postępowaniami w sprawach o zatwierdzenie IRIESP. Monitoring ten wykazał potrzebę doprecyzowania zakresu obowiązków operatora systemu przesyłowego odnośnie wymiany informacji z operatorami systemów dystrybucyjnych, w związku z czym podjęto działania mające na celu wprowadzenie stosownych zmian.

Monitorowanie funkcjonowania systemu gazowego w zakresie wypełniania przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych ich zadań wskazało na potrzebę zmiany zasad wyznaczania operatorów. Obecnie ustawa – Prawo energetyczne nie przewiduje obligatoryjności posiadania statusu operatora, co skutkuje m.in. brakiem sankcji z tego tytułu. Jednocześnie przedsiębiorstwa nie posiadające statusu operatora nie poczuwają się do wypełniania obowiązków dotyczących m.in. transparentności, udostępniania danych oraz przyjmowania określonych rozwiązań, mających znaczenie dla funkcjonowania systemu gazowego. Problem ten został zgłoszony Ministrowi Gospodarki.

2.3.7. Monitorowanie wypełniania przez przedsiębiorstwo energetyczne obowiązków wymienionych w art. 44

Monitorowanie funkcjonowania systemu gazowego w zakresie wypełniania przez przedsiębiorstwo gazownicze obowiązków dotyczących sposobu prowadzenia ewidencji księgowej prowadzone jest po-

średnio, warunkiem rozpatrywania wniosku o zatwierdzenie taryfy jest złożenie przez przedsiębiorcę oświadczenia o skalkulowaniu zawartych w taryfie cen i stawek opłat na podstawie kosztów, które ewidencjonowane są z uwzględnieniem m.in. postanowień art. 44 Prawa energetycznego.

Przyjęto założenie, iż kontrole przestrzegania tych postanowień – wobec ograniczonych możliwości kadrowych i finansowych URE (konieczność zatrudnienia biegłych rewidentów) – będą dokonywane w przypadkach powziętych wątpliwości co do „prawdomówności” złożonych oświadczeń, które mogą nasunąć się po szczegółowej analizie założeń przyjętych do kalkulacji taryfy z danymi zawartymi w sprawozdaniu F-01, monitoringu i bilansie przedsiębiorstwa.

W 2007 r. analiza materiałów przedłożonych przez przedsiębiorstwa, które wystąpiły z wnioskami o zatwierdzenie taryfy, nie nasuwała wątpliwości, co do niewypełnienia przez nie omawianego obowiązku, zatem nie było konieczności przeprowadzenia w tym zakresie kontroli w siedzibie któregośkolwiek z przedsiębiorstw.

2.4. Promowanie konkurencji

Promowanie konkurencji jest jednym z podstawowych obszarów aktywności Prezesa URE (art. 21 ust. 1 Prawa energetycznego), jednakże ustawodawca nie przyznał Regulatorowi ściśle określonych narzędzi w celu realizacji takiego zadania, tak jak to miało miejsce w przypadku koncesjonowania bądź taryfowania. Takie ujęcie sprawiło, że Prezes URE realizuje zadania z zakresu promowania konkurencji w trakcie wykonywania wszelkich czynności administracyjno-prawnych, przyznanych mu na gruncie ustawy – Prawo energetyczne i innych przepisów. W prowadzonych postępowaniach administracyjnych jednym z elementów oceny jest wpływ rozstrzygnięcia na rozwój konkurencji.

Drugą kategorią działań Prezesa URE w obszarze promowania konkurencji stanowiły działania nie zaliczane do kategorii czynności administracyjno-prawnych. Należałoby tutaj zaliczyć:

- opiniowanie aktów prawnych zgłaszanych w procesie legislacyjnym oraz postulowanie wprowadzania zmian w obowiązującym prawodawstwie, z uwzględnieniem potrzeby rozwoju mechanizmów rynkowych,
- działalność publicystyczno-wydawniczą oraz udział w konferencjach, seminariach i dyskusjach o konkurencyjnym rynku gazu; wśród nich na szczególną uwagę zasługują wydawnictwa z serii „Biblioteka Regulatora” oraz artykuły w „Biuletynie URE”,
- upowszechnianie wiedzy na temat korzyści z rozwoju konkurencji, które odbywało się za pośrednictwem infolinii; powstała ona w lipcu 2007 r. i realizuje cele informacyjne dotyczące rynku energii, z uwzględnieniem gazownictwa.

Nagłaśnianie potrzeby poszerzenia zakresu konkurencji w gazownictwie jest działaniem długofalowym, nastawionym na tworzenie pozytywnego wizerunku konkurencji. Obecnie kwestia konkurencji jest postrzegana poprzez pryzmat zagrożenia, a nie spodziewanych korzyści.

Realizacja zasady TPA

Od lipca 2007 r. do korzystania z zasady TPA byli uprawnieni wszyscy odbiorcy gazu. Świadczenie usługi przesyłania w 2007 r. przedstawia tabela 20.

Poniższa tabela wskazuje, że w 2007 r. odbiorcy końcowi nie rozdzielali umów przesyłowych, oraz że tylko cztery podmioty – będące przedsiębiorstwami energetycznymi – korzystały z dostępu do sieci przesyłowej na podstawie odrębnej umowy z operatorem przesyłowym.

Monitoring spółek grupy kapitałowej PGNiG SA wykazał, że nie zanotowano od odbiorców sygnałów dotyczących zamiaru zmiany sprzedawcy czy rozdzielania umów.

Nikt z odbiorców nie wnioskował o rozdzielanie umowy kompleksowej (obejmującej zapisy umowy na sprzedaż gazu i umowy o świadczenie usługi jego dystrybucji). Nie odnotowano również zainteresowania rozdzielaniem tego typu umowy.

Tabela 20. Odbiorcy korzystający z zasady TPA

Odbiorca		Nazwa sprzedawcy
nazwa	rodzaj gazu / poziom zużycia [w mln m ³ /rok]	
PGNiG SA	gaz wysokometanowy / 12 093	PGNiG SA
PGNiG SA	gaz zaazotowany / 1 437	PGNiG SA
Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	gaz wysokometanowy / 21	Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.
Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	gaz wysokometanowy / 0,13	Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.
G.EN.TRADING	gaz wysokometanowy / 0,018	G.EN.TRADING

Źródło: OGP Gaz-System SA.

Działania na rzecz likwidacji barier w wykorzystaniu zasady TPA

Spśród działań Prezesa URE o charakterze administracyjno-prawnym, szczególne znaczenie dla rozwoju konkurencji w 2007 r. miało:

- wyznaczenie operatorów sieci dystrybucyjnych; tym samym zakończył się proces prawnego oddzielenia działalności sieciowej i dystrybucyjnej od obrotu i została zlikwidowana jedna z barier korzystania z zasady TPA,
- rozpoczęcie procesu zmian Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej operatora systemu przesyłowego; zainicjowano wprowadzanie mechanizmów korzystnych z punktu widzenia rozwoju rynku, więcej informacji w tym zakresie zawarto w części poświęconej IRIESP.

W obszarze działań nie regulowanych przez prawo administracyjne, Prezes URE w 2007 r. wielokrotnie postulował zmianę przepisów na rzecz rozwoju konkurencji w gazownictwie oraz przedstawiał pozytywne aspekty wynikające z rozwoju konkurencji. Zgłaszane były uwagi dotyczące obszarów uznawanych przez Prezesa URE za szczególnie istotne dla rozwoju konkurencji, tj.:

- wyznaczanie operatorów systemów przesyłowych, dystrybucyjnych i magazynowania, wprowadzenie obligatoryjności operatorstwa oraz sankcji; wprowadzenie uprawnień dla Prezesa URE do wyznaczania operatorów w sytuacji, gdy właściwy podmiot nie wystąpił z wnioskiem, lub możliwość nałożenia kary pieniężnej w takiej sytuacji,
- podjęcie działań na rzecz utworzenia rynku usług magazynowania gazu, wydzielenia działalności magazynowej i wyznaczenia operatora magazynowego,
- konieczność wydania rozporządzenia określającego szczegółowe warunki funkcjonowania systemu gazowego, do wydania którego delegację ustawową zawiera art. 9 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne; określenie w rozporządzeniu wszelkich mechanizmów decydujących o modelu funkcjonowania rynku gazu,

- konieczność wdrożenia rozwiązań wynikających z Rozporządzenia 1775/2005/WE, w szczególności bilansowania systemu przesyłowego w jednostkach energii,
- konieczność zapewnienia warunków do zmiany sprzedawcy wszystkim odbiorcom mającym od 1 lipca 2007 r. prawo do faktycznej zmiany sprzedawcy,
- potrzeba zmiany ustawy o zapasach, w celu wyeliminowania rozwiązań negatywnie wpływających na rozwój konkurencji i możliwość rozbudowy infrastruktury gazowniczej, w tym połączeń transgranicznych; wejście w życie ustawy o zapasach uwidoczniło problemy związane z dostępnością pojemności magazynowych, przekładające się na dostęp przedsiębiorstw do krajowego rynku gazu.

Działalność informacyjna i promocyjna

Działania w zakresie promowania konkurencji w górnictwie wymagają wzmocnienia. Tym celom ma służyć m.in. realizowany przez Prezesa URE projekt finansowany ze środków przejściowych Unii Europejskiej, pt. „Wdrażanie konkurencyjnego rynku energii”. Przewiduje on m.in. realizację działań związanych z otwarciem rynku gazu, które nastąpiło 1 lipca 2007 r. W ramach planowanego komponentu mają być realizowane następujące opracowania, których rezultatem będzie zwiększająca się liczba podmiotów korzystających z możliwości wyboru dostawcy paliw gazowych:

- ocena kryteriów, wytycznych i zasad realizacji programu uwalniania rynku gazu,
- analiza ekonomiczna potencjalnych opcji dywersyfikacji dostaw gazu, obejmująca ocenę opłacalności budowy terminala skroplonego gazu ziemnego (LNG),
- analiza warunków wstępnych zniesienia obowiązku zatwierdzania taryf w handlu gazem,
- analiza możliwości wdrożenia wirtualnego handlu gazem w polskim systemie gazowym,
- analiza możliwości zaistnienia konkurencji na rynku sprzedaży gazu,
- opracowanie metodologii rozliczeń niezbilansowania dla małych odbiorców,
- opracowanie standardów opomiarowania i transmisji danych ułatwiających skuteczną zmianę sprzedawcy,
- oszacowanie kosztów zmiany sprzedawcy, które będą poniesione przez przedsiębiorstwa dystrybucyjne.

Do końca 2007 r. trwały prace nad przygotowaniem dokumentacji przetargowej dla wszystkich komponentów.

W sektorze gazu w 2007 r. nie odnotowano znaczących postępów w zakresie wprowadzania zasad rynkowych. Na taki stan rzeczy miały wpływ następujące czynniki:

- brak rozporządzeń wykonawczych do ustawy – Prawo energetyczne w zakresie taryf i funkcjonowania systemu gazowego; zapisy tych rozporządzeń powinny ostatecznie zdecydować o modelu rynku gazu w Polsce; ich brak wywarł w 2007 r. negatywny skutek na wdrażanie rozwiązań w zakresie rozwoju konkurencji,
- wejście w życie ustawy z 16 lutego 2007 r. o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasad postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym, która nałożyła na przedsiębiorstwa importujące gaz z zagranicy, obowiązek utrzymywania zapasów paliwa gazowego w magazynach usytuowanych na terytorium Polski; w związku z deficytem pojemności magazynowych i brakiem dostępu do usługi magazynowania, nałożenie na podmioty sprowadzające gaz

obowiązku utrzymywania zapasów paliwa gazowego zablokowało możliwość wejścia na rynek nowych sprzedawców,

- wdrożenie programu restrukturyzacji grupy kapitałowej PGNiG SA według którego, w lipcu 2007 r., przy okazji rozdzielenia działalności dystrybucyjnej i obrotowej na poziomie sześciu spółek dystrybucyjnych, dokonano centralizacji obrotu w ramach grupy kapitałowej; wskutek takiego działania zlikwidowano nawet potencjalną możliwość konkutowania między spółkami obrotu Grupy Kapitałowej PGNiG SA; wymieniony program był wewnętrznym dokumentem spółki i nie podlegał akceptacji organów administracji; tym samym Prezes URE nie mógł się wypowiedzieć na jego temat,
- przyjęcie przez Radę Ministrów dokumentu z 20 marca 2007 r. „Polityka dla przemysłu gazu ziemnego”, wskazującego, że warunkiem koniecznym dla urynkowienia polskiego sektora gazu jest w pierwszej kolejności dywersyfikacja źródeł gazu zgodnie z uchwałami Rady Ministrów z 3 stycznia i 31 maja 2006 r.; do czasu wykonania decyzji zawartych w tych uchwałach, dotyczących budowy terminalu gazu skroplonego (LNG) na terytorium RP i dostaw gazu do Polski z innych źródeł, rozbudowy magazynów gazu, tworzenie jakichkolwiek połączeń międzysystemowych byłoby sprzeczne z założeniami tej Polityki.

Przyjęty 20 marca 2007 r. przez rząd dokument – „Polityka dla przemysłu gazu ziemnego”, wytyczał zmiany w polskim sektorze wskazując na konieczność dywersyfikacji dostaw gazu i tym samym przesuwając w czasie proces liberalizacji rynku.

Ponadto brak korzystania z zasady TPA jest następstwem ograniczonego dostępu do źródeł gazu oraz występowania tzw. „wąskich gardeł” w systemie przesyłowym.

2.5. Kontrolowanie realizacji obowiązków wynikających z przepisów Rozporządzenia 1775/2005/WE Parlamentu Europejskiego i Rady

Prezes URE jest zobowiązany do kontrolowania (art. 23 ust. 2 pkt 11a Prawa energetycznego) realizacji obowiązków wynikających z przepisów Rozporządzenia 1775/2005/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 28 września 2005 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego⁸⁸⁾, które w przeważającej mierze określa obowiązki operatora systemu przesyłowego.

W związku z powyższym poinformowano OGP Gaz-System SA o oczekiwanym sposobie realizacji obowiązków wynikających ze wskazanego rozporządzenia.

⁸⁸⁾ Dz. U. L 289/5 z 3.11.2005 r.

dzenia. Odbywało się to zarówno przez wydawanie decyzji administracyjnych, m.in. z 1 kwietnia 2007 r.⁸⁹⁾, jak również udzielanie wyjaśnień i wskazówek na wniosek zainteresowanego podmiotu.

Obowiązki operatora systemu przesyłowego wynikające z Rozporządzenia 1775/2005/WE dotyczą:

- publikowania informacji na temat oferowanych usług i warunków ich świadczenia,
- opracowania systemu informacji i środków komunikacji elektronicznej w celu dostarczenia użytkownikom sieci odpowiednich danych oraz uproszczenia transakcji,
- zapewnienia systemów rezerwowania i potwierdzania przyznania zdolności przesyłowej *on-line* oraz procedur zgłaszania zapotrzebowania, jak również ponownego zgłaszania zapotrzebowania,
- publikowania informacji nt. wszystkich planowanych okresów konserwacji i remontów, które mogą mieć wpływ na prawa użytkowników sieci wynikające z umów przesyłowych oraz związane z nimi informacje dotyczące eksploatacji,
- przechowywania i udostępniania, na wniosek władz, dziennego rejestru faktycznie prowadzonych konserwacji i remontów oraz zaistniałych zakłóceń w przepływie,
- publikacji w Internecie następujących informacji o dziennym stanie zdolności przesyłowej: maksymalnej technicznej zdolności przesyłowej, całkowitej zakontraktowanej i przerywanej zdolności przesyłowej oraz dostępnej zdolności przesyłowej,
- publikacji informacji dotyczących dostępnej zdolności przesyłowej na okres obejmujący przynajmniej następujących 18 miesięcy i uaktualnianie ich przynajmniej co miesiąc lub częściej, w miarę otrzymywania nowych informacji,
- publikacji uaktualnień dotyczących krótkoterminowych usług,
- publikacji w sposób ciągły wskaźników maksymalnego i minimalnego miesięcznego wykorzystania

89) Decyzja dotyczy **zatwierdzenia podawanych do wiadomości publicznej informacji**: (1) o maksymalnej technicznej zdolności przesyłowej, całkowitej zakontraktowanej i przerywanej zdolności przesyłowej, dostępnej zdolności przesyłowej, średnim rocznym przepływie, wskaźnikach maksymalnego i minimalnego miesięcznego wykorzystania zdolności przesyłowej i prognozie dostępnej zdolności przesyłowej na następne 18 miesięcy dla poszczególnych punktów wejścia i wyjścia, (2) o planowanych okresach konserwacji i remontów, biuletynie informacyjnym i systemie przesyłowym **oraz udzielenia zezwolenia na ograniczenie zakresu publikacji** w zakresie informacji liczbowych o całkowitej zakontraktowanej i dostępnej zdolności przesyłowej, średnim rocznym przepływie oraz wskaźnikach maksymalnego i minimalnego miesięcznego wykorzystania zdolności przesyłowej dla wszystkich właściwych punktów, łącznie z punktami wejścia i wyjścia.

zdolności przesyłowej jak również średniego rocznego przepływu we wszystkich właściwych miejscach za okres ostatnich trzech lat,

- prowadzenia dziennego rejestru faktycznych łącznych przepływów, obejmujących ostatnie trzy miesiące,
- zapewnienia instrumentów służących sprawdzaniu *on-line* dostępnej zdolności przesyłowej.

Dotychczasowa analiza działalności OGP Gaz-System SA wskazała, że powyższe obowiązki są wypełniane. Potwierdza to również raport ERGEG-u⁹⁰⁾ oceniający stopień wypełnienia obowiązków wynikających z Rozporządzenia 1775/2005/WE przez operatorów systemów przesyłowych w poszczególnych państwach UE. Raport ocenił, że operator polski w wysokim stopniu wypełnił przedmiotowe obowiązki.

Na mocy rozporządzenia istnieje obowiązek zażyczenia bądź przyjęcia zasad rozdzielania dochodów z uwolnionej przerywanej zdolności przesyłowej. W związku z tym, iż operator nie planował osiągnięcia takich przychodów w 2007 r., nie zobowiązano spółki do wystąpienia ze stosownym wnioskiem.

Kontrola wypełniania obowiązków wynikających z rozporządzenia wykazała, że w pewnych obszarach dostosowanie się przez operatora do jego wymogów wymaga zmian systemowych (m.in. zmiany rozporządzeń) i nie zależy wyłącznie od dobrej woli spółki.

Przykładowo, obecne regulacje uniemożliwiają operatorowi wdrożenie systemu rozliczenia niezbilansowania w jednostkach energii, utworzenie rynku wtórnego zdolności przesyłowych i niezbilansowania oraz zamawianie zdolności przesyłowych *on-line*. W związku z takim stanem rzeczy Prezes URE zgłosił postulaty dotyczące konieczności wprowadzenia zmian w prawie krajowym.

Ponadto kontrola wypełniania omawianych obowiązków wykazała, że obowiązki informacyjne w przypadku polskiego odcinka gazociągu tranzytowego „Jamał-Europa” nie są wypełniane. Jest to tłumaczone nie wyznaczeniem spółki System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ SA – będącej właścicielem tego gazociągu i podmiotem świadczącym usługi przesyłowe – na operatora systemu przesyłowego.

W tej sytuacji podjęto działania mające na celu wprowadzenia uprawnień dla Prezesa URE do wyznaczania operatorów w sytuacji, gdy właściwy podmiot nie wystąpił z wnioskiem.

90) Transparency Report 2007 on monitoring the implementation of the Transparency Requirements of Regulation 1775/2005/EC and assessing Market Demand on Transparency. ERGEG, 2007.

3. CIEPŁOWNICTWO

3.1. Stan i struktura rynku

3.1.1. Lokalny charakter rynku

Dostarczanie ciepła do odbiorców, z uwagi na wymagane parametry termiczne, odbywa się sieciami o zasięgu lokalnym, a nie ogólnokrajowym, jak to jest w przypadku energii elektrycznej i gazu. W związku z tym w przypadku rynku ciepła można mówić jedynie o rynku lokalnym. Określenie rynku w zakresie zaopatrzenia w ciepło jest dość złożone, gdyż potrzeby cieplne odbiorców w zakresie ogrzewania i ciepłej wody użytkowej mogą być pokrywane zarówno ciepłem wytwarzanym w scentralizowanych źródłach ciepła i dostarczonym za pośrednictwem sieci ciepłowniczych do wielu odbiorców, jak też ciepłem wytworzonym w lokalnych źródłach, indywidualnych dla poszczególnych odbiorców.

W systemach ciepłowniczych sieć ciepłowniczą może zasilać jedno lub więcej źródeł ciepła. Sieci ciepłownicze służą do przesyłania tylko jednego rodzaju nośnika ciepła (gorącej wody lub pary) o określonych parametrach, dlatego możliwości łączenia ich są mocno ograniczone.

Na lokalnym rynku ciepła odbiorca nie ma możliwości wyboru przedsiębiorstwa dostarczającego mu nośnik energii o określonych parametrach za pomocą sieci, a dostawca ma ograniczone możliwości pozyskiwania odbiorców, które wynikają z istniejących uwarunkowań technicznych (zasięg i parametry istniejących sieci) oraz ekonomicznych (budowa i rozwój sieci). Ponadto strony, oprócz umowy, związane są ze sobą trwałym przyłączem. W takim przypadku konkurencja jest uzasadniona na etapie podejmowania decyzji o budowie lub rozbudowie istniejących systemów ciepłowniczych. Wysoka kapitałochłonność budowy nowych odcinków sieci wymaga racjonalnego planowania rozwoju sieci w oparciu o przewidywane zmiany potrzeb energetycznych odbiorców, wynikające m.in. z planów zagospodarowania przestrzennego, a także przewidywanego rozwoju techniki, zmian w poziomie i trybie życia ludności itd.

Na rynku ciepła odbiorca ma natomiast teoretycznie możliwość wyboru źródła, z którego może zakupić ciepło dostarczone do niego siecią ciepłowniczą. Wybór ten jednak zawsze będzie ograniczony uwarunkowaniami technicznymi, czyli m.in. układem sieci ciepłowniczej i zdolnością przesyłową poszczególnych jej odcinków. W związku z tym konkurencja może rozwijać się pomiędzy przedsiębiorstwami ciepłowniczymi przy wyborze technologii wytwarzania ciepła, która z kolei powinna być czynnikiem wpływającym na obniżkę kosztów i cen oferowanych przez przedsiębiorstwa.

Te wszystkie elementy implikują duże różnicowanie rozwiązań organizacyjnych w systemach ciepłow-

niczych i ich silną zależność od warunków lokalnych oraz zaszczości historycznych. Poszczególne elementy systemów ciepłowniczych (źródła ciepła, sieci ciepłownicze, węzły cieplne) mogą należeć do różnych przedsiębiorstw, gmin lub innych właścicieli oraz mogą być eksploatowane przez różne przedsiębiorstwa.

Zgodnie z obowiązującymi przepisami za zaopatrzenie w ciepło odpowiedzialne są gminy, natomiast odpowiedzialność za bezpieczeństwo energetyczne na lokalnych rynkach ciepła obciąża głównie przedsiębiorstwa energetyczne. Stan lokalnego bezpieczeństwa energetycznego w zakresie zaopatrzenia w ciepło, tzn. zdolność do zaspokojenia potrzeb cieplnych odbiorców na danym (lokalnym) rynku ciepła zależy nie tylko od sytuacji ekonomiczno-finansowej przedsiębiorstw energetycznych (przede wszystkim zajmujących się wytwarzaniem ciepła – z uwagi na konieczność zakupu paliw zużywanych w źródłach ciepła), ale także od kondycji finansowej odbiorców, z którą bezpośrednio związana jest regularność opłat z tytułu zaopatrzenia w ciepło. Zaległości płatnicze mogą bowiem doprowadzić m.in. w przedsiębiorstwach wytwarzających ciepło do braku środków na zakup paliwa (lub stworzenie odpowiedniego jego zapasu), co może zagrażać utrzymaniu ciągłości zaopatrzenia w ciepło.

3.1.2. Bilans podaży i zużycia ciepła

3.1.2.1. Podażowa strona rynku

Obecna struktura sektora ciepłowniczego ukształtowała się w wyniku przekształceń organizacyjnych trwających od początku lat 90-tych. Wśród przedsiębiorstw zajmujących się działalnością ciepłowniczą zdecydowanie największą grupę stanowią te, które produkują ciepło wyłącznie na potrzeby własne. Pozostałe przedsiębiorstwa prowadzą działalność związaną z zaopatrywaniem odbiorców w ciepło.

Przedsiębiorstwa działające w obszarze zaopatrywania odbiorców w ciepło można podzielić na trzy zasadnicze grupy. Pierwsza z nich to tzw. grupa przedsiębiorstw ciepłownictwa zawodowego (klasa 40.30 według Polskiej Klasyfikacji Działalności – 70,1%), w której skład wchodzi zarówno zintegrowane pionowo przedsiębiorstwa produkcyjno-dystrybucyjne, zajmujące się dostarczaniem do odbiorców przede wszystkim ciepła produkowanego we własnych ciepłowniach i elektrociepłowniach, ale także ciepła kupowanego od innych producentów, jak również przedsiębiorstwa z dominującym jednym rodzajem działalności ciepłowniczej – wytwórcy bądź dystrybutorzy ciepła. Druga grupa obejmuje przedsiębiorstwa elektroenergetyki zawodowej (klasa PKD 40.10 – 6,8%), czyli takie, które zajmują się przede

wszystkim wytwarzaniem i dystrybucją energii elektrycznej, a produkcja ciepła jest dla nich działalnością dodatkową. Trzecia, ostatnia grupa przedsiębiorstw (pozostałe klasy PKD – 23,1%), obejmuje elektrociepłownie oraz ciepłownie należące do małych, średnich i dużych jednostek przemysłowych oraz usługowych, a więc podmioty, dla których działalność ciepłownicza to zaledwie ułamek, czasem bardzo niewielki, całej wykonywanej przez nie działalności gospodarczej⁹¹⁾.

Wśród przedsiębiorstw prowadzących działalność związaną z zaopatrzeniem w ciepło występują: spółki akcyjne, spółki z ograniczoną odpowiedzialnością, przedsiębiorstwa państwowe, komunalne, gminne zakłady budżetowe, spółdzielnie mieszkaniowe oraz podmioty prywatne. Przekształcenia własnościowe i kapitałowe w sektorze powodują, że udział przedsiębiorstw państwowych ciągle się zmniejsza (w 2006 r. wynosił tylko 1,1%) na rzecz spółek z ograniczoną odpowiedzialnością, których jest najwięcej (w 2006 r. ponad 67%). Zmniejsza się również co roku udział spółek akcyjnych wśród wszystkich koncesjonowanych przedsiębiorstw – 20,6% w 2006 r.

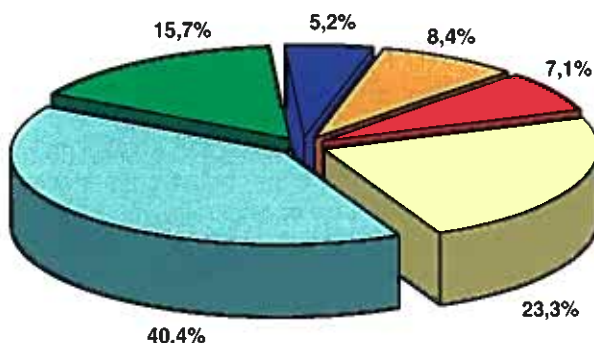
Około 90% koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych zajmuje się wytwarzaniem ciepła, również duża ich część, bo 88% świadczy usługi przesyłowe i dystrybucyjne, natomiast tylko 1/4 zajmuje się obrotem ciepła. Najwięcej, bo 2/3 przedsiębiorstw jest zintegrowanych pionowo i zajmuje się zarówno wytwarzaniem ciepła, jak i jego dystrybucją. Gdy do tego dolożyć obrót, to aż 80% podmiotów prowadzi wszystkie rodzaje koncesjonowanej działalności ciepłowniczej.

Systemy ciepłownicze składające się ze źródeł wytwarzania (lokalnych i scentralizowanych), sieci ciepłowniczych, przyłączy, węzłów cieplnych i instalacji odbiorczych stanowią potencjał techniczny ciepłownictwa, który jest bardzo rozdrobniony i różnicowany.

Przedsiębiorstwa ciepłownicze posiadają różnej wielkości źródła wytwarzające ciepło, jednak zdecydowaną przewagę ilościową mają źródła mniejsze (rysunek 18). W 2006 r. moc zainstalowana koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych wynosiła ponad 63 tys. MW, a osiągalna – ponad 61 tys. MW. Ponad 1/3 potencjału wytwórczego ciepłownictwa skupiona jest w dwóch województwach: śląskim i mazowieckim. Najniższym udziałem w krajowym potencjale mocy zainstalowanej i osiągalnej charakteryzują się województwa: lubuskie, podlaskie, świętokrzyskie i warmińsko-mazurskie (po 2%).

91) Zaprezentowany w tej części Sprawozdania opis sektora ciepłowniczego został przygotowany w oparciu o dane zbierane w badaniach koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych prowadzonych przez Prezesa URE, które zostały opisane w części III.1. Sprawozdania – „Statystyka publiczna”.

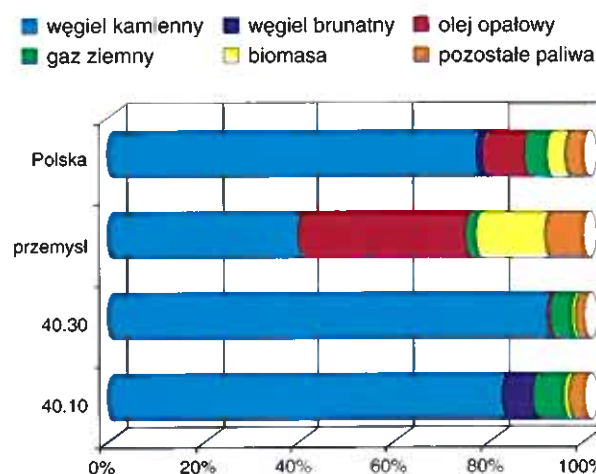
■ brak mocy ■ 5-20 MW ■ 100-500 MW
■ 5 MW i poniżej ■ 20-100 MW ■ powyżej 500 MW



Rysunek 18. Struktura przedsiębiorstw ciepłowniczych według mocy osiągalnej w 2006 r.

Koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze zajmujące się produkcją ciepła, wytworzyły (wraz z odzyskiem) w 2006 r. ponad 450 tys. TJ ciepła. Część tych przedsiębiorstw (18,7%) wytwarzało ciepło w skojarzeniu z produkcją energii elektrycznej. Aktualnie ponad 63% ciepła (267,7 TJ) produkowane jest w skojarzeniu, w elektrowniach i elektrociepłowniach należących zarówno do elektroenergetyki zawodowej, ciepłownictwa zawodowego jak i do przemysłu.

Podstawowym paliwem wykorzystywanym do produkcji ciepła jest węgiel kamienny (77,4%). Występuje duże zróżnicowanie terytorialne udziału poszczególnych paliw w wytwarzaniu ciepła. W czterech województwach prawie całe ciepło produkowane jest z węgla kamiennego: podlaskim (96,6%), małopolskim (95,7%), świętokrzyskim (92,0%) i warmińsko-mazurskim (92,0%). Natomiast w województwie mazowieckim prawie 1/3 produkcji ciepła pochodzi z oleju opałowego ciężkiego. Z kolei z gazu ziemnego ciepło wytwarzane jest na szeroką skalę głównie w województwach: lubuskim (44,9%), podkarpackim



Rysunek 19. Struktura produkcji ciepła według zużywanych paliw w 2006 r.

(25,4%), lubelskim (13,9%). Najwięcej ciepła z biomasy produkowane jest w województwach: pomorskim (21,1%) i kujawsko-pomorskim (16,7%).

Poza źródłami wytwarzania najważniejszymi elementami infrastruktury ciepłowniczej są sieci ciepłownicze, których długość w 2006 r. wynosiła 18,5 tys. km. W ponad 90% sieć ciepłownicza należała do przedsiębiorstw energetyki zawodowej, reszta pozostawała w dyspozycji przedsiębiorstw spoza branży energetycznej. W spółkach akcyjnych i z ograniczoną odpowiedzialnością w sumie skoncentrowane było ponad 96% całej sieci ciepłowniczej.

W 2006 r. łączna wartość majątku trwałego przedsiębiorstw ciepłowniczych wynosiła brutto 37,9 mld zł, zaś wartość netto – 15,6 mld zł. W 2006 r. prawie 2/3 majątku trwałego netto było w dyspozycji spółek akcyjnych, a ponad 1/3 należała do spółek z ograniczoną odpowiedzialnością (łącznie 97%). Ponad 36% całego majątku ciepłowniczego netto skoncentrowana była w dwóch województwach: mazowieckim i śląskim.

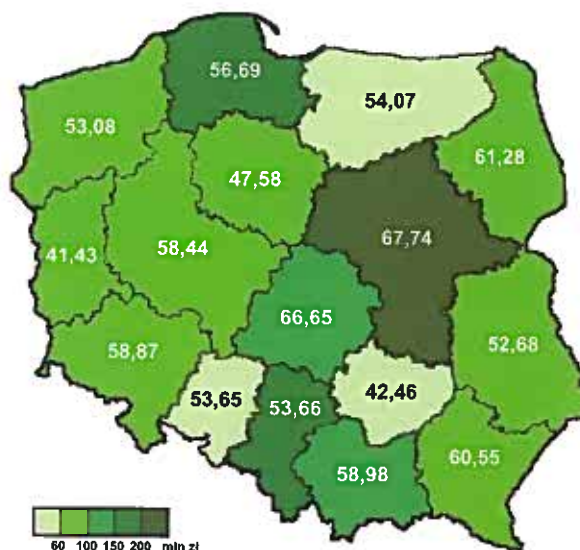
Obecnie ponad 63% przedsiębiorstw ciepłowniczych stanowi własność sektora publicznego, z czego w prawie 70% podmiotów funkcje właścicielskie sprawują organy samorządu terytorialnego. Pozostałe podmioty znajdują się w rękach sektora prywatnego, z czego prawie 28% jest własnością podmiotów zagranicznych.

Tabela 21. Struktura własności w ciepłownictwie w 2006 r.

Wyszczególnienie	Liczba przedsiębiorstw	Moc zainstalowana	Sieć ciepłownicza [w %]	Aktywa trwałe brutto	Zatrudnienie
Sektor publiczny	63,5	48,3	67,0	53,8	67,6
Własność Skarbu Państwa i państwowych osób prawnych	16,2	37,0	17,4	28,8	27,2
Własność samorządowa	68,3	30,9	72,8	52,6	59,4
Własność mieszana	15,4	32,1	9,7	18,7	13,5
z tego mieszana samorządowa	7,3	4,3	6,6	4,5	5,7
Sektor prywatny	36,5	51,7	33,0	46,2	32,4
Własność krajowa	45,9	17,5	19,5	8,1	21,9
Własność zagraniczna	10,2	8,0	2,2	5,6	4,4
Własność mieszana	43,9	74,5	78,3	86,2	73,8
z tego mieszana zagraniczna	17,6	54,6	50,7	71,5	49,4

W ostatnich latach obserwowany jest stały wzrost wskaźnika dekapitalizacji⁹²⁾ majątku ciepłowniczego – wzrost od poziomu 54,7% w 2002 r., do 58,8% w 2006 r. Wysoki stopień zużycia majątku trwałego skłania przedsiębiorstwa ciepłownicze do zwiększonego inwestowania w jego modernizację i rozwój z uwzględnieniem wymogów ochrony środowiska. Pozytywnym zjawiskiem obserwowanym w ostatnich la-

92) Wskaźnik dekapitalizacji majątku trwałego liczony ilorazem wartości umorzenia majątku do wartości aktywów trwałych brutto.



Rysunek 20. Nakłady inwestycyjne oraz wskaźnik dekapitalizacji majątku trwałego w 2006 r.

tach był wzrost liczby inwestujących przedsiębiorstw ciepłowniczych. W 2006 r. najwięcej inwestowały przedsiębiorstwa z województw: mazowieckiego, lubuskiego oraz pomorskiego, z kolei najmniej – z województw świętokrzyskiego i warmińsko-mazurskiego.

Wśród przedsięwzięć inwestycyjnych w 2006 r. znalazły się m.in.: budowa, rozbudowa i moderniza-

cja kotłów; wymiana kotłów węglowych na gazowe; budowa, wymiana i modernizacja sieci ciepłowniczych oraz węzłów ciepłych; budowa przyłączy związana z włączaniem nowych odbiorców do miejskiego systemu ciepłowniczego; montaż układów pomiarowo-rozliczeniowych i urządzeń do monitoringu.

Wielkością charakteryzującą potencjał sektora ciepłowniczego jest również zatrudnienie. Obecnie kształtuje się ono na poziomie 45 tys. zatrudnionych w przeliczeniu na pełne etaty. W 2006 r. najwięcej etatów przypadło na przedsiębiorstwa działające w formie spółek akcyjnych i z ograniczoną odpowiedzialnością, które w sumie skupiały około 95% ogół-

nej liczby pełnozatrudnionych w koncesjonowanym ciepłownictwie. Przedsiębiorstwa, które łączyły dwa rodzaje działalności ciepłowniczej – wytwarzanie oraz przesyłanie i dystrybucję – zatrudniały ponad 50% wszystkich pełnozatrudnionych w ciepłownictwie.

Podaż usług ciepłowniczych na lokalnych rynkach ciepła uwarunkowana jest zapotrzebowaniem odbiorców na dostawę ciepła. Obserwuje się, że przedsiębiorstwa prowadzące działalność związaną z zaopatrzeniem w ciepło zmieniły w ostatnich latach zarówno sposób zarządzania, jak również postrzegania konsumentów. Kadra kierownicza przedsiębiorstw ciepłowniczych zaczęła zwracać uwagę na: bieżącą analizę ekonomiczną swojej działalności, kreowanie polityki marketingowej, jakość i niezawodność dostaw, poprawę efektywności wykorzystania energii, zmniejszenie zanieczyszczenia środowiska. Również potencjał produkcyjny jest dostosowywany do zweryfikowanych potrzeb odbiorców, co prowadzi do zmian redukcyjnych w obszarze sprzedaży ciepła.

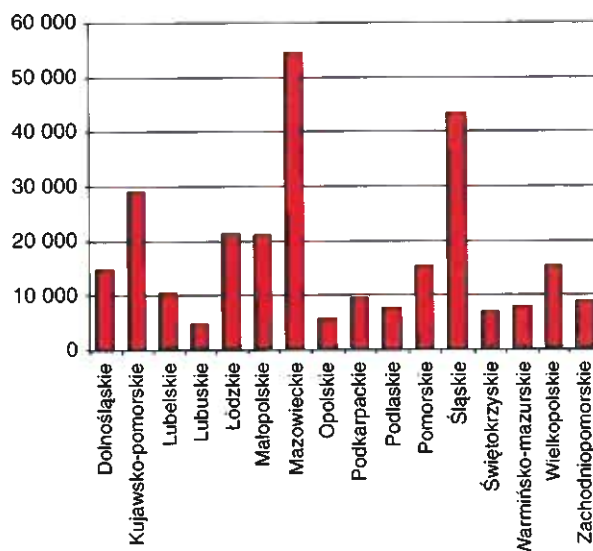
Z wyprodukowanego ciepła około 30% wytwórcy zużywają na zaspokojenie własnych potrzeb ciepłych. Pozostała jego część wprowadzana jest do sieci ciepłowniczych, zarówno własnych, jak również sieci będących własnością odbiorców. Przy czym ostatecznie do odbiorców przyłączonych do sieci, po uwzględnieniu strat podczas przesyłania, trafia niewiele ponad 60% wyprodukowanego ciepła.

W ostatnich latach obserwowana jest spadkowa tendencja zapotrzebowania na ciepło, wynikająca m.in. z postępującej racjonalizacji jego konsumpcji.

Wielkość sprzedaży ciepła, która zależy od potrzeb ciepłych odbiorców na obszarze działania danego przedsiębiorstwa oraz jego ceny⁹³, są podstawowymi elementami kształtującymi przychody w przedsiębiorstwach ciepłowniczych. W 2006 r. przychody uzyskiwane przez przedsiębiorstwa ciepłownicze w większości przypadków umożliwiały pełne pokrycie poniesionych kosztów. Kondycja finansowa sektora ciepłowniczego stale się poprawia, czego przejawem jest m.in. wzrost liczby przedsiębiorstw, które osiągają wynik finansowy bliski zeru lub dodatni.

Średnie ceny jednoskładnikowe ciepła stosowane przez przedsiębiorstwa ciepłownicze są istotnie zróżnicowane na terenie kraju. W 2006 r. najniższe ceny sięgały 10-15 zł/GJ, a najwyższe 70-80 zł/GJ, przy średniej ogólnokrajowej na poziomie 29,88 zł/GJ.

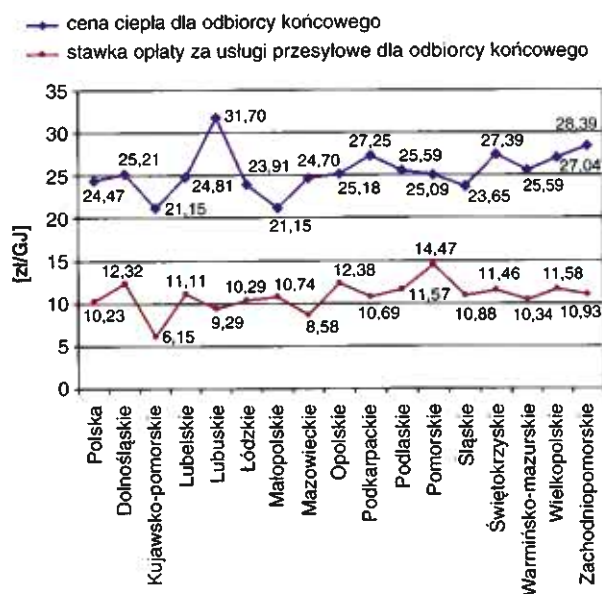
93) W rozliczeniach z odbiorcami przedsiębiorstwa stosują ceny za zamówioną moc cieplną, ceny ciepła, nośnika ciepła, stawki opłat stałych i zmiennych za usługi przesyłowe określone w taryfie przedsiębiorstwa, z którym odbiorca ma podpisaną umowę na dostawę ciepła. Poziom cen zależy od wielu czynników, np. wielkości i rodzaju źródła ciepła, poziomu stałych i zmiennych kosztów, kosztów strat mocy, ciepła i nośnika ciepła, rodzaju odbiorców i charakteru ich potrzeb ciepłych.



Rysunek 21. Sprzedaż ciepła do odbiorców końcowych [w TJ] według województw w 2006 r.

Przedsiębiorstwa typowo ciepłownicze należące do klasy PKD 40.30 oraz charakteryzujące się największym zaangażowaniem w działalność ciepłowniczą w 2006 r., stosowały jednoskładnikowe ceny ciepła wyższe, o około 10 zł/GJ, niż pozostałe przedsiębiorstwa. Najwyższe jednoskładnikowe ceny ciepła stosowały jednostki samorządu terytorialnego (38,59 zł/GJ) oraz przedsiębiorstwa państwowe (38,35 zł/GJ).

Na zróżnicowanie cen ciepła istotny wpływ ma rodzaj paliwa używanego do wytwarzania ciepła. Najmniej konkurencyjnym paliwem był i jest olej opałowy lekki, bowiem średnia cena ciepła wyprodukowanego z tego paliwa (53,89 zł/GJ w 2006 r.) była w ostatnich latach o ponad dwa razy wyższa od ceny ciepła pochodzącego z węgla kamiennego.



Rysunek 22. Średnie ceny ciepła i stawki opłaty przesyłowej dla odbiorców końcowych według województw w 2006 r.

3.1.2.2. Odbiorcy ciepła

Odbiorcy, poprzez kształtowanie zapotrzebowania na ciepło, są głównymi kreatorami rynku ciepła. Do sieci ciepłowniczych przyłączeni są zarówno odbiorcy końcowi, jak i odbiorcy pośredni w dalszej odsprzedaży ciepła – przedsiębiorstwa dystrybucyjne. Ciepło odbierane przez odbiorców jest użytkowane do różnych celów, w zależności od charakteru potrzeb ciepłych. Głównymi odbiorcami ciepła są sektor bytowo-komunalny i przemysł. Potrzeby ciepłe odbiorców to przede wszystkim ogrzewanie i wentylacja pomieszczeń, podgrzewanie wody wodociągowej oraz potrzeby technologiczne u odbiorców przemysłowych.

W ostatnich kilku latach obserwuje się sukcesywne zmniejszanie zapotrzebowania na ciepło sieciowe i ograniczanie powierzchni ogrzewanych za pomocą scentralizowanych systemów zaopatrzenia w ciepło na rzecz innych sposobów ogrzewania (indywidualne ogrzewanie gazowe i olejowe). Zużycie ciepła u odbiorców spadło o ponad 30%, co związane jest przede wszystkim z likwidacją i ograniczeniem produkcji przemysłowej oraz podejmowaniem przez odbiorców działań w kierunku racjonalizacji użytkowania ciepła – nowoczesne, energooszczędne systemy budownictwa, przedsięwzięcia termomodernizacyjne i racjonalizatorskie. Termomodernizacja budynków obejmuje poprawę izolacyjności cieplnej, wyposażenie w ciepłomierze i urządzenia automatycznej regulacji dostawy i odbioru ciepła.

Również w ostatnich latach obserwowane jest zmniejszanie się powierzchni ogrzewanych za pomocą scentralizowanych systemów zaopatrzenia w ciepło na rzecz innych indywidualnych sposobów ogrzewania. Wielu odbiorców rezygnuje tym samym z dostaw ciepła oferowanego przez przedsiębiorstwa ciepłownicze.

Inwestycje modernizacyjne w przedsiębiorstwach ciepłowniczych zmniejszające zużycie energii i obniżające koszty eksploatacji urządzeń ciepłowniczych również wpływają na spadek zapotrzebowania na moc i ciepło sieciowe u odbiorców. Za mniej ważny czynnik, który determinuje zapotrzebowanie na ciepło, można uznać zmiany klimatyczne – ocieplanie się klimatu.

W związku z tym obserwuje się systematyczne obniżanie wielkości zamawianej mocy cieplnej przez odbiorców i zmniejszanie sprzedaży ciepła przez przedsiębiorstwa ciepłownicze.

Wzajemne relacje między przedsiębiorstwami i odbiorcami ciepła zależą od organizacji systemu zaopatrzenia w ciepło, a w szczególności od zakresu działalności prowadzonej przez przedsiębiorstwo ciepłownicze, jak też od zastosowanych rozwiązań technicznych w zakresie układu pomiarowo-rozliczeniowego i miejsca dostarczania ciepła do odbiorcy. Przedsiębiorstwa dokonują rozliczeń z odbiorcami na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozlicze-

niowych zainstalowanych na przyłączach do węzłów ciepłych lub zewnętrznych instalacji odbiorczych, albo w innych miejscach rozgraniczania eksploatacji urządzeń i instalacji, określonych w umowie o przyłączenie, umowie sprzedaży ciepła lub umowie o świadczenie usług przesyłowych.

Istnieją rozbieżności pomiędzy cenami i stawkami opłat stosowanymi przez przedsiębiorstwa ciepłownicze a cenami płaconymi przez różne grupy odbiorców końcowych. Wzrost cen ciepła w koncesjonowanych przedsiębiorstwach ciepłowniczych wynosił w 2006 r. 2,3% i był nieco niższy od odnotowanego w tym okresie przez Główny Urząd Statystyczny wzrostu cen u odbiorców bytowo-komunalnych – 2,5%⁹⁴). Był on wyższy niż wskaźnik inflacji (1,0%) o 1,3 punktu procentowego.

3.2. Regulacja

Dostarczanie ciepła do odbiorców przy pomocy specjalnie do tego przeznaczonej infrastruktury sieciowej ma charakter tzw. monopolu naturalnego. Przez wiele lat przedsiębiorstwa ciepłownicze funkcjonowały w bezpiecznym świecie pozbawionym konkurencji, a ich pozycja była uprzywilejowana ze względu na zapewnione rynki zbytu. Brak właśnie mechanizmów rynkowych poddających działalność określonym rygorom spowodował, że sektor ciepłowniczy został poddany regulacji prawno-ekonomicznej.

3.2.1. Koncesjonowanie

Obowiązek uzyskania koncesji od Prezesa URE przez przedsiębiorstwa prowadzące działalność związaną z zaopatrzeniem odbiorców w ciepło dotyczy działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłania i dystrybucji ciepła oraz obrotu ciepłem.

Prezes URE – poprzez proces koncesjonowania, a w szczególności przez nakładanie na przedsiębiorstwa ciepłownicze szczegółowych warunków koncesyjnych, a następnie kontrolę ich realizacji – dyscyplinuje te przedsiębiorstwa do efektywnego działania.

Z punktu widzenia działalności regulacyjnej Prezesa URE na lokalnym rynku ciepła koncesjonowanie nadal jest jednym z podstawowych środków prawnych służących zapewnieniu lokalnego bezpieczeństwa energetycznego, prawidłowej gospodarki paliwami i energią oraz ochrony interesów odbiorców.

Koncesjonowanie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłania i dystrybucji oraz obrotu ciepłem, jest kompetencją oddziałów terenowych URE. W 2007 r. w oddziałach terenowych (OT) wydanych było najwięcej rozstrzygnięć dotyczących przedłużania terminów obowiązywania koncesji na wytwarzanie, przesyłanie i dystrybucję oraz obrót

94) Biuletyn Statystyczny GUS, Nr 3, kwiecień 2007.

ciepłem. Związane to było ze zbliżającym się upływem 10-letniego terminu obowiązywania poprzednio wydanych koncesji i wynikało z regulacji zawartej w art. 39 ustawy – Prawo energetyczne. Zgodnie bowiem z tym przepisem, przedsiębiorstwa energetyczne są zobowiązane do złożenia wniosku o przedłużenie ważności koncesji nie później niż na 18 miesięcy przed jej wygaśnięciem. Uwzględniając fakt, że dla zdecydowanej większości przedsiębiorstw okres ważności koncesji minie w 2008 r., zdecydowana większość przedsiębiorstw prowadzących działalność gospodarczą w zakresie dostaw ciepła wystąpiła z wnioskami o przedłużenie okresu obowiązywania posiadanych koncesji w 2007 r. Należy podkreślić, że przedłużenie ważności każdej koncesji poprzedzone było postępowaniem administracyjnym mającym na celu sprawdzenie, czy przedsiębiorca spełnia warunki techniczne, organizacyjne oraz czy posiada możliwości finansowe zapewniające prawidłowe wykonywanie działalności objętej koncesją. W trakcie postępowań dokonano bieżącej aktualizacji stanów faktycznych odpowiednio dostosowując zapisy przedmiotu i zakresu udzielonych koncesji. Ustalając warunki prowadzenia działalności przez przedsiębiorstwa energetyczne uwzględniono zmiany w przepisach dotyczących prowadzenia działalności gospodarczej, które nastąpiły w ostatnim okresie.

W stosunku do liczby decyzji przedłużających termin obowiązywania koncesji na prowadzenie działalności na rynku ciepła, liczba udzielanych koncesji nowych była znacznie mniejsza, z uwagi na stabilizację ilości podmiotów prowadzących działalność na tym rynku. Jednak zmieniające się przepisy prawne, a także warunki prowadzenia działalności związanej z zaopatrzeniem w ciepło powodują, że proces koncesjonowania trwa.

W 2007 r. oddziały terenowe wydały łącznie 87 decyzji udzielających koncesji na prowadzenie działalności ciepłowniczej, w tym:

- wytwarzanie ciepła – 39 koncesji,
- przesyłanie i dystrybucję ciepła – 41 koncesji,
- obrót ciepłem – 7 koncesji.

Według stanu na 31 grudnia 2007 r. na krajowym rynku ciepła koncesję na prowadzenie działalności w zakresie zaopatrzenia w ciepło miało 545 przedsiębiorstw.

Uszczegółowione dane dotyczące sytuacji w poszczególnych OT są zawarte w Aneksie 1 do niniejszego Sprawozdania.

3.2.2. Taryfowanie ciepła

Przedsiębiorstwa energetyczne prowadzące koncesjonowaną działalność polegającą na wytwarzaniu, przesyłaniu i dystrybucji lub obrocie ciepłem, ustalają taryfy podlegające zatwierdzeniu przez Prezesa URE (art. 47 Prawa energetycznego).

3.2.2.1. Okoliczności ustalania taryf dla ciepła

Rok 2007 był kolejnym, dziewiątym już rokiem taryfowania w ciepłownictwie. Starania przedsiębiorstw ciepłowniczych, Regulatora i odbiorców ciepła zmierzające do ograniczania wzrostu opłat za ciepło zostały w tym roku znacznie ograniczone poprzez duży wzrost cen paliw. Ostatecznie jednak w taryfach na ciepło zatwierdzony został wzrost opłat o 4,82% w stosunku do ostatnio stosowanych, przy pierwotnie proponowanym przez przedsiębiorstwa wzroście o 10,21%. Obniżenie, w wyniku działań regulacyjnych, proponowanego wskaźnika wzrostu opłat spowoduje, iż odbiorcy ciepła zapłacą o 319 mln zł mniej niż pierwotnie planowały przedsiębiorstwa ciepłownicze, którym zatwierdzono taryfy w 2007 r.

Już w 2005 r. w związku z wprowadzonymi w ustawie – Prawo energetyczne zmianami dotyczącymi kalkulacji taryf dla ciepła pojawiła się możliwość uwzględnienia w kalkulacji cen i stawek opłat uzasadnionego zwrotu z kapitału własnego i obcego zaangażowanego w działalność ciepłowniczą, a na Prezesa URE nałożony został obowiązek ustalania jego wysokości. Brak jednak było jednoznacznych przepisów wykonawczych w postaci rozporządzenia do praktycznego zastosowania tych możliwości.

Wcześniej obowiązujące rozporządzenie taryfowe dawało możliwość przyjęcia jako kosztów uzasadnionych do kalkulacji cen i stawek opłat tylko kosztów finansowych czyli wynagrodzenia kapitału obcego. Mimo dużego zainteresowania możliwością uwzględnienia w kalkulacji dodatkowych kosztów związanych z zaangażowanym kapitałem, tylko pojedyncze przedsiębiorstwa skorzystały wówczas z tego przepisu. Nowe rozporządzenie taryfowe, które weszło w życie pod koniec 2006 r., umożliwiło ujmowanie w kosztach uzasadnionego kosztu zwrotu z kapitału, również własnego. Stąd też w 2007 r. na coraz większą skalę przedsiębiorstwa starały się uwzględnić ten zwrot w taryfach, przedstawiając bardzo zróżnicowane metody ustalania jego poziomu. W wielu przypadkach przedsiębiorstwa same, celem ochrony odbiorców, do kalkulacji cen i stawek opłat przyjmowały niższą niż pierwotnie wyliczona wartość kosztu zwrotu z zaangażowanego kapitału. Pojawiały się również próby nadmiernego korzystania z tego uprawnienia i wprowadzania do kalkulacji cen i stawek opłat zawyżonego, z ekonomicznego punktu widzenia, zwrotu z kapitału. Przedsiębiorstwa sygnalizowały brak oficjalnej metody jego ustalania i brak kryteriów oceny skutków jego zastosowania wiążących strony postępowania. Regulator dokonywał oceny ustalonej kwoty zwrotu, metodą zapożyczoną z wytycznych dla kalkulacji taryf opracowanych dla spółek dystrybucyjnych energii elektrycznej oraz w oparciu o analizę porównawczą z innymi przedsiębiorstwami, starając się równoważyć interesy odbiorców i przedsiębiorstw.

Tabela 22. Średnioważone ceny ciepła oraz średnioważone stawki opłat za usługi przesyłowe dla pierwszego roku stosowania taryf zatwierdzonych w 2007 r.

Lp.	Województwo	Przedsiębiorstwa prowadzące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania ciepła		Przedsiębiorstwa prowadzące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła	
		liczba przedsiębiorstw	średnioważona cena ciepła „ogółem” [w zł/GJ]	liczba przedsiębiorstw	średnioważona stawka opłaty za usługi przesyłowe [w zł/GJ]
1	Mazowieckie	26	31,37	25	9,18
2	Dolnośląskie	21	26,08	22	11,77
3	Opolskie	11	27,88	12	10,46
4	Kujawsko-pomorskie	15	27,63	12	9,47
5	Wielkopolskie	24	27,96	23	11,23
6	Pomorskie	24	30,69	23	15,36
7	Warmińsko-mazurskie	26	27,40	23	11,28
8	Małopolskie	22	22,43	19	11,17
9	Podkarpackie	23	29,55	20	11,33
10	Śląskie	35	25,14	38	11,74
11	Łódzkie	21	24,84	19	9,92
12	Świętokrzyskie	14	23,37	11	12,18
13	Zachodniopomorskie	27	32,29	26	12,61
14	Lubuskie	16	29,06	15	7,71
15	Lubelskie	20	25,22	17	10,76
16	Podlaskie	15	25,05	15	12,09
17	Ogółem kraj	340	26,39	320	11,09

Źródło: URE.

Wielkość przyjmowanego do taryf zwrotu z kapitału była określana indywidualnie dla poszczególnych przedsiębiorstw, na podstawie kosztów jednostkowych oraz poziomu cen i stawek opłat, a także mając na uwadze podejmowane przez przedsiębiorstwa działania związane z racjonalizacją kosztów w zakresie działalności ciepłowniczej.

W konsekwencji w znacznej części zatwierdzonych w tym roku taryf pojawił się koszt zwrotu z kapitału, jednak przede wszystkim obcego. Zauważa się również, iż z powyższej możliwości skorzystały przede wszystkim przedsiębiorstwa z kapitałem zagranicznym, w mniejszym stopniu przedsiębiorstwa, w których udziałowcem jest miasto i gmina.

Ze względu na niestabilną sytuację w zakresie cen paliw zużywanych do produkcji ciepła, przedsiębiorstwa w 2007 r. były w mniejszym stopniu zainteresowane taryfami wieloletnimi niż w latach poprzednich⁹⁵. O zatwierdzenie taryf wieloletnich najczęściej wnioskowały przedsiębiorstwa prowadzące kilka rodzajów działalności ciepłowniczej, w których ryzyko prowadzenia działalności jest mniejsze i mimo wzrostu kosztów możliwe jest osiągnięcie dodatniego wyniku finansowego.

⁹⁵ Zgodnie ze znowelizowanym brzmieniem art. 47 Prawa energetycznego, przedsiębiorstwa energetyczne przedkładając taryfy do zatwierdzenia Prezesowi URE winny proponować okres ich obowiązywania. W większości przypadków przedsiębiorstwa wnioskują o zatwierdzenie przedłożonych taryf na okres 12 miesięcy.

3.2.2.2. Zatwierdzanie taryf dla ciepła

Ogółem w 2007 r. oddziały terenowe zatwierdziły 379 taryf dla ciepła, a w 14 przypadkach odmówiły zatwierdzenia taryfy. Na koniec roku, tj. według stanu na 31 grudnia 2007 r., w toku rozpatrywania znajdowało się 50 wniosków o zatwierdzenie taryf. Okres obowiązywania ok. 73% taryf zatwierdzonych w 2007 r. kończy się w 2008 r. (277 taryf).

W 2007 r. oddziały terenowe rozpatrzyły łącznie 156 wniosków o zatwierdzenie zmian w już zatwierdzonych taryfach dla ciepła, z czego w 127 przypadkach wydano decyzje zatwierdzające zmiany proponowane przez przedsiębiorstwa, a w 8 przypadkach odmówiono wnioskowanej zmiany. W 46 przypadkach wydane decyzje dotyczyły przedłużenia okresu obowiązywania taryf, a w 66 – zmian taryf spowodowanych wzrostem cen paliw.

Przedkładane do zatwierdzenia taryfy dla ciepła zawierają ceny i stawki opłat za usługi przesyłowe określone przepisami rozporządzenia taryfowego dla ciepła. Średnioważone ceny ciepła i średnioważone stawki opłat za usługi przesyłowe planowane dla pierwszego roku stosowania taryf zatwierdzonych w 2007 r., zaprezentowane w tabeli 22, określone zostały na podstawie średnich wskaźnikowych cen ciepła i średnich wskaźnikowych stawek opłat za usługi przesyłowe obliczonych dla pierwszego roku stosowania taryf oraz rocznej sprzedaży ciepła – planowanej przez przedsiębiorstwa, którym zatwierdzono taryfy.

Średni wzrost cen ciepła w taryfach zatwierdzonych w 2007 r. ukształtował się na poziomie 4,32%, a stawek opłat za usługi przesyłowe na poziomie 5,77%.

3.2.3. Pozostała działalność OT dot. ciepłownictwa: w sprawach spornych, wydane postanowienia o podjęciu lub kontynuowaniu dostaw, skargi, informacje o odmowie przyłączenia do sieci przysyłane przez przedsiębiorstwa, nałożone kary

Oddziały terenowe w ramach działań regulacyjnych na rynku ciepłowniczym, poza koncesjonowaniem i zatwierdzaniem taryf, zajmują się również rozpatrywaniem skarg na działalność przedsiębiorstw ciepłowniczych, rozstrzyganiem sporów pomiędzy odbiorcami a przedsiębiorstwami ciepłowniczymi, nakładaniem kar pieniężnych na przedsiębiorstwa ciepłownicze i monitorowaniem ich działalności. Ponadto pracownicy oddziałów udzielają wyjaśnień na zapytania kierowane do oddziałów oraz informacji dotyczących praw i obowiązków odbiorców paliw i energii.

Pisma w sprawach spornych kierowane do oddziałów dotyczyły najczęściej zasad rozliczeń za dostawę ciepła, konstrukcji taryf, w tym zasad kształtowania opłat za ciepło i relacji dostawcy ciepła – odbiorcy, będący zarządcą budynku – finalny konsument, czyli właściciel lub najemca lokalu, określenia wielkości zamówionej mocy cieplnej oraz kwestii związanych z funkcjonowaniem i utrzymaniem urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych.

W trakcie rozstrzygania sporów i rozpatrywania skarg pracownicy oddziałów terenowych dążą do eli-

minacji zachowań niezgodnych z obowiązującym porządkiem prawnym. Dotyczy to także sporów powstających pomiędzy samymi przedsiębiorstwami energetycznymi uczestniczącymi w tym samym łańcuchu dostaw ciepła do odbiorców końcowych.

Przedmiotem kierowanych do oddziałów pytań są również warunki prowadzenia działalności koncesjonowanej w zakresie ciepła oraz wynikające z wykonywania tej działalności obowiązki publiczno-prawne. W zapytaniach uczestnicy rynku poruszają również problem dotyczący praktyk monopolistycznych na rynku ciepła.

Rok 2007 był trzecim z kolei, w którym Prezes URE zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne mógł zgłaszać zastrzeżenia do odmów przyłączenia przez przedsiębiorstwa energetyczne z powodu braku warunków ekonomicznych. Przestanką wprowadzenia tej regulacji prawnej była ochrona interesu potencjalnych odbiorców przed monopolistycznymi praktykami przedsiębiorstw energetycznych w zakresie przyłączeń do sieci. W przypadku przedsiębiorstw ciepłowniczych, liczba rozpatrywanych spraw dotyczących odmowy przyłączenia do sieci z powodu braku warunków ekonomicznych utrzymała się na marginalnym poziomie w stosunku do innych nośników energii.

Równocześnie, podobnie jak w latach ubiegłych, w oddziałach prowadzono postępowania administracyjne w sprawach wymierzenia kar pieniężnych. Na zmniejszenie ilości tych postępowań i łącznej wysokości wymierzonych kar wpływ ma m.in. lepsza znajomość przepisów Prawa energetycznego i dbałość o ich przestrzeganie przez przedsiębiorców.

Oddziały terenowe współpracują na bieżąco z UOKiK, rzecznikami konsumentów i z samorządami lokalnymi.

4. INNE ZADANIA PREZESA URE

4.1. Koncesjonowanie paliw ciekłych

Do zakresu działania Prezesa URE należy m.in. udzielanie i cofanie koncesji (art. 23 ust. 2 pkt 1 Prawa energetycznego) również w zakresie paliw ciekłych przedsiębiorcom zajmującym się wytwarzaniem, magazynowaniem, przesyłem oraz obrotem (art. 32 ust. 1 pkt 1-4 Prawa energetycznego).

Jednak w odniesieniu do paliw ciekłych ustawodawca, w aktualnie obowiązujących regulacjach, jest niekonsekwentny. Uznaje bowiem, że przedsiębiorstwa zajmujące się paliwami ciekłymi funkcjonują w warunkach konkurencji – czego skutkiem jest brak obowiązku zatwierdzania taryf na paliwa ciekłe. Zobowiązuje jednocześnie Regulatora do koncesjonowania podsektora paliw ciekłych w zakresie wytwarzania, magazynowania, przesyłania i obrotu, nie dając mu jednocześnie żadnych skutecznych narzędzi oddziaływania na ten sektor. W związku z powyższym należy

stwierdzić, że w odniesieniu do paliw ciekłych Regulator wykonuje jedynie obowiązki o charakterze ewidencyjno-sankcyjnym, co jest działalnością zasadniczo odbiegającą od istoty koncesjonowania oraz funkcjonowania i zadań Regulatora na rynku energii.

Proces koncesjonowania paliw ciekłych polega również na współpracy z innymi organami administracji oraz służbami. Współpraca ta przebiega dwutorowo.

Z jednej strony od instytucji państwowych i służb wpływają do URE zarówno pytania dotyczące funkcjonowania rynku paliw ciekłych, jak i prośby o informacje o poszczególnych przedsiębiorcach posiadających koncesję. W 2007 r. wpłynęło ponad 220 zapytań i próśb o nadesłanie informacji. Przy czym praktyką jest, że jedno zapytanie najczęściej dotyczy kilku lub kilkunastu przedsiębiorców.

Z drugiej natomiast strony, organy administracji i służby nadsyłają informacje o ujawnionych w trakcie wykonywania czynności nieprawidłowościach w dzia-

talności przedsiębiorców posiadających koncesję. Najwięcej takich informacji nadesłał Główny Inspektor Inspekcji Handlowej o przedsiębiorcach wprowadzających do obrotu paliwa o niewłaściwej jakości.

Po otrzymaniu takich informacji Prezes URE dysponuje dwójakimi narzędziami oddziaływania na podmioty koncesjonowane. Może, stosownie do przypadku, albo cofnąć koncesję, albo nałożyć karę pieniężną. Cofnięcie koncesji jest najdotkliwszą sankcją, jaka może spotkać przedsiębiorcę. Jest ona stosowana, aby niezgodne z przepisami prawa działania przedsiębiorców nie stwarzały zagrożenia dla życia lub zdrowia ludzi, czy środowiska. Jest także stosowana, aby uniemożliwić spowodowanie znacznych strat w działalności innych przedsiębiorców oraz odbiorców paliw ciekłych.

Istotnym jest, że cofnięcie koncesji następuje w sytuacjach, gdy naruszenie warunków koncesyjnych jest rażące, a więc jest też oczywiste, nie budzące żadnych wątpliwości.

Kary pieniężne natomiast nakładane są na przedsiębiorców, którzy nie przestrzegają obowiązków wynikających z koncesji. Naruszenie tych obowiązków musi być udowodnione w trakcie prowadzonego postępowania administracyjnego. Kara ta może stanowić nawet 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy z działalności koncesjonowanej. W okresie sprawozdawczym Prezes URE nałożył 133 kary pieniężne na przedsiębiorców wykonujących działalność na rynku paliw ciekłych.

Większość z tych kar dotyczyła naruszenia obowiązków wynikających z udzielonej koncesji. Najczęściej naruszonym był warunek zakazujący wprowadzania do obrotu paliwa o niewłaściwej jakości. Za naruszenie tego warunku zostało nałożonych 99 kar pieniężnych na kwotę 3 295 346 zł. Za naruszenie innych warunków koncesji (wykonywanie działalności niezgodnie z przepisami BHP, ochrony środowiska, dozoru technicznego oraz przeciwpożarowymi, sprzedaż paliw przedsiębiorcom nie posiadającym koncesji) nałożonych zostało 27 kar na łączną kwotę 265 567 zł. Ponadto siedmiu przedsiębiorców zostało ukaranych za nienadanie informacji związanych z działalnością koncesjonowaną w łącznej wysokości 41 016 zł.

Najniższa nałożona kara to 500 zł, a najwyższa to 500 000 zł.

Uzyskany przez Prezesa URE od organów administracji i służb materiał dowodowy miał różną wartość. Dokumenty i informacje nadesłane przez Głównego Inspektora Inspekcji Handlowej, co do zasady, wystarczały do przeprowadzenia postępowania i wydania decyzji nakładającej karę. Było to możliwe, gdyż Prezes URE zwrócił się do Głównego Inspektora Inspekcji Handlowej z prośbą o każdorazowe przysyłanie kompletnego zakresu informacji i dokumentacji z przeprowadzonej kontroli, co umożliwia szybkie zakończenie prowadzonych postępowań. W przypadku informacji nadsyłanych przez inne or-

gany, zasadniczo konieczne było zgromadzenie dodatkowego materiału dowodowego. W dziesięciu przypadkach po zgromadzeniu materiału dowodowego konieczne było umorzenie postępowania, gdyż brak było przesłanek do uznania, że naruszenie warunków koncesji miało miejsce.

Na podkreślenie zasługuje także fakt, że dokumenty, które były przysyłane przez organy i instytucje państwowe, najczęściej nie zawierały informacji o winie przedsiębiorcy, a jedynie sygnalizowały, że nastąpiło naruszenie przepisów prawa. W zupełnie nielicznych przypadkach Prezes URE dysponował materiałem dowodowym stwierdzającym winę przedsiębiorcy w postaci wyroku karnego. Postępowania karne były często w takich przypadkach umarzane. W 2007 r. zauważono pewną zmianę wykształconej przez prokuratury i sądy praktyki o nieinformowaniu Prezesa URE o prowadzonych postępowaniach i ich wynikach. Zmiana ta polegała na nadsyłaniu Prezesowi URE kopii prawomocnych wyroków, w których orzeczono również zakaz wykonywania działalności gospodarczej polegającej na obrocie paliwami ciekłymi. Należy jednak pamiętać, że postępowanie administracyjne jest niekonkurencyjne w odniesieniu do postępowania karnego i rozstrzygnięcia w obu tych postępowaniach mogą, zgodnie z przyjętym orzecnictwem, zapadać niezależnie od siebie, to jednak tego rodzaju informacje znacznie upraszczają i przyspieszają postępowania administracyjne, a niejednokrotnie mogłyby stanowić asumpt do ich podjęcia.

Podobnie jak w roku poprzednim, organy państwowe ujawniały fakt prowadzenia działalności bez wymaganej koncesji i przekazywały takie informacje do Prezesa URE, choć działanie takie stanowi wykroczenie i nie podlega kognicji tego organu. W takich przypadkach działania powinna podejmować Policja, przygotowując wniosek o ukaranie do Sądu Grodzkiego.

Prezes URE kontynuował również współpracę z innymi organami państwowymi, do zadań których należy kontrolowanie przedsiębiorców wykonujących działalność związaną z rynkiem paliw ciekłych, np. przedstawiciele Urzędu uczestniczyli w cyklicznym seminarium szkoleniowym zorganizowanym przez Wyższą Szkołę Policji w Szczytnie pod tytułem „Współdziałanie organów ścigania i instytucji państwowych w zakresie ochrony interesów ekonomicznych i finansowych RP i UE w związku z obrotem paliwami ciekłymi”, w trakcie którego przedstawiali zasady koncesjonowania działalności gospodarczej polegającej na obrocie paliwami ciekłymi oraz napotykanne problemy podczas wszczynania i prowadzenia sankcyjnych postępowań administracyjnych. Podkreślali oni także wagę informacji, które powinny być przekazywane przez organy ścigania organowi koncesyjnemu.

Prezes URE nadal podejmował starania o stworzenie w każdym województwie, przy aktywnym udziale wojewody, platformy internetowej zawierającej informacje o wszystkich stacjach paliw działają-

cych na terenie województwa i przedsiębiorcach prowadzących te stacje. Platformy takie powstały w województwach: zachodniopomorskim, podlaskim, lubelskim, wielkopolskim, kujawsko-pomorskim i pomorskim. W pozostałych województwach wojewodowie pomimo wstępnych deklaracji nie podejmują skonkretyzowanych działań w celu uruchomienia platform. Zainicjowano również współpracę z Prezesem Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów w zakresie współpracy dotyczącej miejsc wykonywania działalności przez przedsiębiorców działających na rynku paliw ciekłych.

4.2. Prawo i praktyka koncesjonowania

Wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, magazynowania, przesyłu, czy obrotu paliwami ciekłymi może nastąpić dopiero po uzyskaniu koncesji. Obecnie jedyną działalnością, która nie wymaga udzielania koncesji w zakresie paliw ciekłych jest obrót gazem płynnym (LPG), o ile wartość tego obrotu nie przekracza równowartości 10 tys. EURO rocznie.

Co do zasady, przedsiębiorcy skutecznie identyfikowali działalność, której wykonywanie wymaga posiadania koncesji w zakresie wytwarzania, przesyłania oraz obrotu paliwami ciekłymi. Natomiast pojawiają się problemy z prawidłowym zdefiniowaniem działalności polegającej na magazynowaniu paliw ciekłych. Magazynowanie paliw polega na przechowywaniu w zbiornikach eksploatowanych przez przedsiębiorcę paliwa, którego właścicielem jest inny przedsiębiorca. Magazynowaniem paliw nie jest natomiast przechowywanie paliw będących własnością przedsiębiorcy, które następnie będzie przez niego sprzedane.

Rynek paliw ciekłych charakteryzuje się ogromną dynamiką, co skutkuje częstymi zmianami podmiotów wykonujących tę działalność gospodarczą. Dlatego też największą ilość prowadzonych w 2007 r. postępowań administracyjnych stanowiły postępowania w sprawie zmiany koncesji oraz jej cofnięcia, czy stwierdzenia wygaśnięcia. Prezes URE, stosownie do postanowień art. 41 Prawa energetycznego i art. 155 Kpa, może na wniosek lub za zgodą strony zmienić warunki wydanej koncesji lub też zmienić decyzję, jeżeli przepisy szczególne nie sprzeciwiają się uchyleniu lub zmianie takiej decyzji i przemawia za tym interes społeczny lub słuszny interes strony.

Najczęstszą przyczyną zmian w koncesjach były zmiany siedziby, zmiany składu osobowego spółek osobowych lub formy prawnej (ze spółki cywilnej na spółkę jawną), zmiana nazwy firmy oraz rozszerzenie działalności o nowy rodzaj paliwa. Rzadziej występują wnioski o zmianę koncesji spowodowane komercjalizacją przedsiębiorcy czy połączeń lub podziałów w oparciu o przepis Kodeksu spółek handlowych. Z wnioskami o zmianę koncesji występowały również

podmioty, które powstały w wyniku prywatyzacji przedsiębiorstwa posiadającego koncesję lub wniesieniem go aportem do spółki prawa handlowego, chociaż w takich przypadkach dokonanie zmian koncesji nie znajduje oparcia w przepisach obowiązującego prawa. Podobnie jak nie można kupić przedsiębiorstwa z koncesją, gdyż byłoby to obejście przepisów prawa.

Ze względu na fakt, że po wejściu w życie ustawy o swobodzie działalności gospodarczej w koncesji powinien zostać umieszczony numer identyfikacji podatkowej (NIP) oraz numer w rejestrze przedsiębiorców albo ewidencji działalności gospodarczej, w każdym przypadku złożenia wniosku przez przedsiębiorcę o zmianę koncesji jest on proszony o rozważenie możliwości uzupełnienia wniosku o dokonanie zamiany numeru REGON na numer NIP. Wszyscy przedsiębiorcy, którym zaproponowano powyższe uzupełnienie wniosku, wyrazili na to zgodę.

W nielicznych przypadkach wydawane były decyzje o odmowie zmiany koncesji bądź też wnioski o zmianę koncesji pozostawione były bez rozpatrzenia. Najczęstszą przyczyną odmowy zmiany koncesji, podobnie jak to miało miejsce w przypadku odmowy udzielenia koncesji, był brak posiadania lub brak możliwości udokumentowania posiadania przez przedsiębiorcę środków finansowych lub technicznych pozwalających prawidłowo wykonywać działalność gospodarczą w zakresie, w jakim wnioskował o zmianę koncesji.

Podejmowanie decyzji w sprawie cofnięcia koncesji następowało, gdy przedsiębiorca:

- zaprzestał wykonywania koncesjonowanej działalności gospodarczej,
- nie uiszczał opłat koncesyjnych,
- w sposób rażący naruszył warunki udzielonej koncesji (np. wprowadzał do obrotu paliwo o znacznych przekroczeniach poszczególnych parametrów).

Koncesja udzielona przedsiębiorstwu wygasa przed upływem czasu, na jaki została wydana, z dniem wykreślenia tego przedsiębiorstwa z właściwego rejestru lub ewidencji (art. 42 Prawa energetycznego). O fakcie wykreślenia przedsiębiorcy z właściwego rejestru lub ewidencji Prezes URE dowiaduje się z reguły od innych organów, ponieważ przedsiębiorcy po zaprzestaniu działalności zazwyczaj nie są zainteresowani formalnym powiadomieniem o tym fakcie. Kierowana do nich korespondencja najczęściej pozostaje bez odpowiedzi. W przypadku stwierdzenia, że przedsiębiorca został wykreślony z właściwego rejestru lub ewidencji, wydawana jest decyzja deklaratoryjna o wygaśnięciu koncesji z dniem wykreślenia.

Wytwarzanie paliw ciekłych

O ile w latach ubiegłych wnioski o udzielenie koncesji na wytwarzanie paliw dotyczyły benzyn silnikowych, olejów napędowych i olejów opałowych, to

w 2007 r. koncesjonowanie wytwarzania paliw ciekłych polegało na udzielaniu koncesji na wytwarzanie następujących paliw ciekłych: oleju napędowego, w którym zawartość biokomponentów wynosiła 20%, oleju opałowego, estrów stanowiących samoistne paliwo, paliw przeznaczonych do zużycia w wybranych flotach pojazdów i gazu płynnego.

Łącznie udzielono 14 koncesji na wytwarzanie paliw ciekłych. Dokonano również zmiany 18 koncesji. Cofnięto lub stwierdzono wygaśnięcie 11 koncesji.

Na dzień 31 grudnia 2007 r. 108 przedsiębiorców posiadało ważną koncesję na wytwarzanie paliw ciekłych.

Przesyłanie paliw ciekłych

Koncesję na przesyłanie paliw ciekłych posiada jeden przedsiębiorca. W okresie sprawozdawczym nie prowadzono żadnych postępowań dotyczących tej koncesji.

Magazynowanie paliw ciekłych

W 2007 r. Prezes URE udzielił sześciu koncesji na magazynowanie paliw ciekłych. Należy przy tym zauważyć, że wnioski o ich udzielenie pochodziły od przedsiębiorców, którzy posiadali infrastrukturę techniczną wcześniej użytkowaną w innym celu, np. zbiorniki służyły jedynie do gromadzenia paliw na własne potrzeby.

Dokonano dziewięciu zmian decyzji, a także cofnięto lub stwierdzono wygaśnięcie czternastu koncesji

Na dzień 31 grudnia 2007 r. ważnych było 101 koncesji na magazynowanie paliw ciekłych.

Obrót paliwami ciekłymi

Koncesjonowanie działalności gospodarczej polegającej na obrocie paliwami ciekłymi w 2007 r. polegało na udzielaniu nowych koncesji przedsiębiorcom, którzy wybudowali nowe miejsca sprzedaży paliw, jak również planowali wykonywać działalność w oparciu o przejętą istniejącą już infrastrukturę techniczną.

Większość postępowań w sprawie udzielenia koncesji na obrót paliwami ciekłymi kończyła się ich przyznaniem. Odmowa następowała w sytuacji, gdy przedsiębiorca nie spełniał warunków określonych prawem, tj. nie posiadał lub nie udokumentował możliwości posiadania środków finansowych lub technicznych umożliwiających prawidłowe wykonywanie działalności gospodarczej lub też został skazany za przestępstwo mające związek z działalnością koncesjonowaną. Umożnienie postępowania następowało, gdy przedsiębiorca w jego trakcie rezygnował z wykonywania działalności koncesjonowanej, natomiast wniosek przedsiębiorcy pozostawiany był bez rozpatrzenia zgodnie z postanowieniami ustawy o swobodzie działalności gospodarczej, gdy wnioskodawca nie uzupełnił wymaganych dokumentów.

Prezes URE udzielił 629 koncesji na obrót paliwami ciekłymi, natomiast odmówił udzielenia koncesji 46 przedsiębiorcom. Dokonano również 416 zmian obowiązujących koncesji.

Cofnięto lub stwierdzono wygaśnięcie 539 koncesji.

Łącznie na 31 grudnia 2007 r. ważnych było 8 628 koncesji na obrót paliwami ciekłymi.

4.3. Monitorowanie rynku biokomponentów i biopaliw ciekłych

4.3.1. Podstawy prawne

Ustawa o biokomponentach i biopaliwach ciekłych, zwana „ustawą o biokomponentach i biopaliwach ciekłych”⁹⁶⁾, zobowiązuje Prezesa URE do monitoringu rynku biokomponentów, paliw ciekłych i biopaliw ciekłych, prowadzonego na podstawie:

A. Sprawozdań kwartalnych, o których mowa w art. 30 ust. 1 ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych, przekazywanych w terminie do 45 dni po zakończeniu kwartału przez wytwórców biokomponentów⁹⁷⁾, zawierających informacje dotyczące ilości i rodzajów:

- surowców użytych do wytworzenia biokomponentów, ze wskazaniem surowców pozyskanych na podstawie umów kontraktacji i dostawy⁹⁸⁾, oraz z produkcji własnej,
- wytworzonych biokomponentów, ze wskazaniem biokomponentów wytworzonych z surowców pozyskanych na podstawie umów kontraktacji i dostawy⁹⁹⁾, oraz z produkcji własnej,
- biokomponentów wprowadzonych do obrotu, ze wskazaniem ich nabywców, w tych sprzedanych producentom biopaliw ciekłych, oraz zawierających informacje dotyczące kosztów wytworzenia poszczególnych rodzajów biokomponentów, z wyszczególnieniem zagregowanych:
- kosztów zakupu surowców użytych do wytworzenia poszczególnych rodzajów biokomponentów,
- kosztów przerobu surowców użytych do wytworzenia poszczególnych rodzajów biokomponentów,
- kosztów pozostałych,
- dochodów ze sprzedaży produktów ubocznych.

96) Ustawa o biokomponentach i biopaliwach ciekłych z 25 sierpnia 2006 r. (Dz. U. z 2006 r. Nr 169, poz. 1199 oraz z 2007 r. Nr 35, poz. 217 i Nr 99, poz. 666), która weszła w życie 1 stycznia 2007 r.

97) Tj. przedsiębiorców w rozumieniu ustawy z 2 lipca 2004 r. o swobodzie działalności gospodarczej, wykonujących działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, magazynowania lub wprowadzania do obrotu biokomponentów.

98) O których mowa w art. 11 ust. 1 pkt 1 i 2 ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych.

99) j.w.

- B. Sprawozdań kwartalnych, o których mowa w art. 30 ust. 2 ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych, przekazywanych w terminie do 45 dni po zakończeniu kwartału, przez producentów paliw ciekłych i biopaliw ciekłych¹⁰⁰⁾, zawierających informacje dotyczące ilości i rodzajów:
- wytworzonych paliw ciekłych i biopaliw ciekłych,
 - wprowadzonych do obrotu paliw ciekłych i biopaliw ciekłych, z określeniem zawartości biokomponentów w tych paliwach i biopaliwach,
 - biopaliw ciekłych przeznaczonych do zastosowania w wybranych flotach¹⁰¹⁾,
 - biopaliw ciekłych zużytych na potrzeby własne, oraz zawierających informacje dotyczące kosztów wytworzenia poszczególnych rodzajów paliw ciekłych i biopaliw ciekłych, z wyszczególnieniem zagregowanych kosztów:
 - zakupu biokomponentów,
 - zakupu surowców innych niż biokomponenty, użytych do wytworzenia poszczególnych rodzajów paliw ciekłych i biopaliw ciekłych,
 - przerobu surowców użytych do wytworzenia poszczególnych rodzajów paliw ciekłych i biopaliw ciekłych,
 - kosztów pozostałych.
- C. Danych z systemów administracji celnej, przekazywanych przez Ministra Finansów w formie sprawozdań kwartalnych o których mowa w art. 30 ust. 3 ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych, które powinny zawierać informacje dotyczące ilości i rodzajów biokomponentów, paliw ciekłych i biopaliw ciekłych importowanych oraz sprowadzonych w ramach nabycia wewnątrzwspólnotowego przez producentów paliw ciekłych i biopaliw ciekłych¹⁰²⁾.

100) Tj. przedsiębiorców w rozumieniu ustawy z 2 lipca 2004 r. o swobodzie działalności gospodarczej, wykonujących działalność gospodarczą w zakresie:

- a) wytwarzania, magazynowania, importu lub nabycia wewnątrzwspólnotowego paliw ciekłych lub biopaliw ciekłych i wprowadzania ich do obrotu lub
- b) importu lub nabycia wewnątrzwspólnotowego biokomponentów.

101) W myśl art. 2 ust. 1 pkt 23 ustawy z 25 sierpnia 2006 r. o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw (Dz. U. Nr 169, poz. 1200), pod pojęciem „wybranej floty” należy rozumieć grupę co najmniej 10 pojazdów, ciągników rolniczych lub maszyn nieporuszających się po drogach albo grupę lokomotyw lub statków, wyposażonych w silniki przystosowane do spalania biopaliwa ciekłego, będącą własnością lub użytkowaną przez osobę fizyczną wykonującą działalność gospodarczą, osobę prawną lub jednostkę organizacyjną nieposiadającą osobowości prawnej.

102) Zgodnie z art. 30 ust. 3 ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych, minister właściwy do spraw finansów publicznych przekazuje, w terminie do 45 dni po zakończeniu kwartału, Prezesowi URE oraz Prezesowi Agencji Rynku Rolnego, sporządzone według kodów CN, na podstawie danych z systemów administracji celnej, sprawozdanie kwartałne zawierające informacje dotyczące ilości i rodzajów biokomponentów, paliw ciekłych i biopaliw ciekłych importowanych oraz sprowadzonych w ramach nabycia wewnątrzwspólnotowego przez producentów paliw ciekłych i biopaliw ciekłych.

Należy podkreślić, że informacje zawarte w sprawozdaniach otrzymywanych w 2007 r. od Ministra Finansów były sporządzone wyłącznie według kodów CN i nie uwzględniały podziału na biokomponenty, paliwa ciekłe i biopaliwa ciekłe, zdefiniowane w art. 2 ust. 1 pkt 3-11 i pkt 23 oraz ust. 2 ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych. Sprawozdania kwartałne Ministra Finansów nie zawierały również danych identyfikujących poszczególnych przedsiębiorców dokonujących importu oraz nabycia wewnątrzwspólnotowego biokomponentów, paliw ciekłych i biopaliw ciekłych. Taki stan rzeczy powoduje, że przydatność sprawozdań Ministra Finansów dla celów realizacji przepisów ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych jest ograniczona.

Przepisy ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych nie określają szczegółowo formy, w jakiej powinny być przekazywane dane, o których mowa w art. 30 ust. 1 i 2 tej ustawy. Mając jednak na względzie konieczność ułatwienia prezentacji i standaryzacji zbieranych danych oraz ich ujednolicenia i zapewnienia ich porównywalności, w URE zostały opracowane, z uwzględnieniem zakresu regulacji ustawowych, formularze sprawozdawcze, oddzielnie dla wytwórców biokomponentów (oznaczone symbolem DPE-4.1) i oddzielnie dla producentów paliw ciekłych i biopaliw ciekłych (oznaczone symbolem DPE-4.2). Pewne utrudnienia w realizacji obowiązków Prezesa URE wynikających z przepisów ustawy spowodowane były faktem, iż akty wykonawcze do ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych ukazywały się sukcesywnie w ciągu 2007 r., co spowodowało, że nie było możliwości ich uwzględnienia przy opracowywaniu pierwszej wersji formularzy sprawozdawczych¹⁰³⁾.

Rezultatem działań prowadzonych w zakresie monitoringu rynku biokomponentów, paliw ciekłych i biopaliw ciekłych są zbiorcze raporty kwartałne Prezesa URE, o których mowa w art. 30 ust. 4 ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych¹⁰⁴⁾. Stanowią one m.in. podstawę dla sporządzenia i przedstawienia Radzie Ministrów, przez

103) Przykładowo można wskazać, że rozporządzenie Ministra Gospodarki z 23 sierpnia 2007 r. w sprawie szczegółowego zakresu zbiorczego raportu kwartałnego dotyczącego rynku biokomponentów, paliw ciekłych i biopaliw ciekłych (Dz. U. Nr 159, poz. 1121) zostało opublikowane 3 września 2007 r., co spowodowało, iż dopiero raport Prezesa URE za III kwartał 2007 r. przekazany właściwym ministrom zdefiniowanym w ustawie i doprecyzowany w tym rozporządzeniu, całkowicie uwzględniał zakres zawartych w nim regulacji.

104) W myśl art. 30 ust. 4 ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych, raporty kwartałne Prezesa URE przekazywane są ministrom właściwym do spraw: finansów publicznych, gospodarki, rynków rolnych oraz środowiska.

Ministra Gospodarki, corocznych raportów dla Komisji Europejskiej¹⁰⁵⁾.

Istotną kompetencją Prezesa URE, realizującą zobowiązania Polski wynikające z przepisów Dyrektywy 2003/30/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 8 maja 2003 r. w sprawie wspierania użycia w transporcie biopaliw lub innych paliw odnawialnych, jest ponadto monitorowanie oraz egzekwowanie wykonania Narodowego Celu Wskaźnikowego (NCW)¹⁰⁶⁾. Obowiązek ten jest zabezpieczony możliwością stosowania przez Prezesa URE sankcji finansowych w postaci kar pieniężnych.

Podmiotem realizującym Narodowy Cel Wskaźnikowy jest przedsiębiorca wykonujący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, importu lub nabycia wewnątrzwspólnotowego paliw ciekłych lub biopaliw ciekłych, który sprzedaje lub zbywa je w innej formie na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, lub zużywa na potrzeby własne¹⁰⁷⁾. Podmiot realizujący NCW jest obowiązany zapewnić w danym roku co najmniej minimalny udział biokomponentów i innych paliw odnawialnych w ogólnej ilości paliw ciekłych i biopaliw ciekłych sprzedawanych, zbywanych w innej formie lub zużywanych przez niego na potrzeby własne¹⁰⁸⁾.

Tabela 23. Biokomponenty – podstawowe informacje

Wyszczególnienie	Jednostka miary	Ogółem	Bioetanol	Ester	Czysty olej roślinny
biokomponenty wytworzone przez ogół wytwórców	[ton]	289 649	94 067	43 826	151 756
biokomponenty sprzedane na terytorium kraju	[ton]	37 796	13 185	11 553	13 058
biokomponenty sprzedane podmiotom zagranicznym	[ton]	135 075	1 659	21 641	111 775

Źródło: URE na podstawie informacji uzyskanych: w I kwartale 2007 r. od 88 wytwórców, w II kwartale 2007 r. od 79 wytwórców, w III kwartale 2007 r. od 71 wytwórców, w IV kwartale 2007 r. od 63 wytwórców.

105) Raporty te dotyczą realizacji zobowiązań Polski wynikających z przepisów Dyrektywy 2003/30/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 8 maja 2003 r. w sprawie wspierania użycia w transporcie biopaliw lub innych paliw odnawialnych, co wynika wprost z art. 32 ust. 1 ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych.

106) Zgodnie z art. 2 ust. 1 pkt 24 ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych, Narodowy Cel Wskaźnikowy oznacza minimalny udział biokomponentów i innych paliw odnawialnych w ogólnej ilości paliw ciekłych i biopaliw ciekłych zużywanych w ciągu roku kalendarzowego w transporcie, liczony według wartości opałowej. Art. 23 ust. 3 tej ustawy zawiera delegację dla ministra właściwego do spraw gospodarki do określenia, w drodze rozporządzenia, wartości opałowej poszczególnych biokomponentów i paliw ciekłych z uwzględnieniem stanu wiedzy technicznej w tym zakresie. 9 stycznia 2008 r. zostało opublikowane rozporządzenie Ministra Gospodarki z 27 grudnia 2007 r. w sprawie wartości opałowej poszczególnych biokomponentów i paliw ciekłych (Dz. U. Nr 3, poz. 12), które weszło w życie 24 stycznia 2008 r.

107) Art. 2 ust. 1 pkt 25 ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych.

108) Art. 23 ust. 1 ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych.

W sytuacji niezrealizowania NCW przez podmioty zobowiązane, podlegają one sankcjom administracyjno-karnym stosowanym przez Prezesa URE¹⁰⁹⁾.

Rada Ministrów, co trzy lata, do 15 czerwca danego roku, określa, w drodze rozporządzenia, Narodowe Cele Wskaźnikowe na kolejne sześć lat, biorąc pod uwagę możliwości surowcowe i wytwórcze, możliwości branży paliwowej oraz przepisy Unii Europejskiej w tym zakresie¹¹⁰⁾. Aktualnie obowiązuje rozporządzenie Rady Ministrów z 15 czerwca 2007 r.¹¹¹⁾ z którego wynika, że pierwszym rokiem kalendarzowym, w którym powinna nastąpić realizacja NCW, jest rok 2008, a wysokość NCW na 2008 r. wynosi 3,75%. Niemniej jednak, już w 2007 r. podjęte zostały działania związane z przygotowaniami do realizacji tego obowiązku – w tym prowadzenie korespondencji oraz odbywanie spotkań z zainteresowanymi podmiotami. Celem podejmowania tych działań była analiza ewentualnych problemów pojawiających się w związku z realizacją NCW.

4.3.2. Biokomponenty

W 2007 r. Prezes URE otrzymywał, po zakończeniu odpowiednio: I, II, III oraz IV kwartału, sprawozdania kwartalne sporządzane przez wytwórców biokomponentów.

Zebrane dane były sukcesywnie publikowane na stronie internetowej Urzędu. Ich zestawienie zbiorcze dotyczące 2007 r. zawarte jest w tabeli 23.

109) Zgodnie z art. 33 ust. 1 pkt 5 w związku z art. 33 ust. 9 pkt 3 ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych, kto będąc podmiotem realizującym Narodowy Cel Wskaźnikowy, nie zapewnił w danym roku minimalnego udziału biokomponentów i innych paliw odnawialnych w ogólnej ilości paliw ciekłych i biopaliw ciekłych sprzedanych lub zbytych w innej formie przez ten podmiot lub zużytych przez niego na potrzeby własne, podlega karze pieniężnej, wymierzonej przez Prezesa URE, której sposób wyliczenia został określony w art. 33 ust. 5 ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych. W myśl art. 33 ust. 11 ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych, wpływ z tytułu kar pieniężnych, o których mowa powyżej, stanowią dochód Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.

110) Art. 24 ust. 1 ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych.

111) Rozporządzenie Rady Ministrów z 15 czerwca 2007 r. w sprawie Narodowych Celów Wskaźnikowych na lata 2008-2013 (Dz. U. Nr 110, poz. 757).

4.3.3. Biopaliwa ciekłe

W 2007 r. Prezes URE otrzymywał, po zakończeniu odpowiednio: I, II, III oraz IV kwartału, sprawozdania kwartalne sporządzane przez producentów paliw ciekłych i biopaliw ciekłych.

Zbrane dane były sukcesywnie publikowane na stronie internetowej Urzędu. Ich zestawienie zbiorcze dotyczące 2007 r. zawarte jest w tabeli 24.

Tabela 24. Biopaliwa ciekłe – podstawowe informacje

Wyszczególnienie	Jednostka miary	Ogółem	Na bazie benzyn silnikowych	Na bazie oleju napędowego	Ester (samoistne paliwo)
biopaliwa ciekłe wytworzone przez ogół producentów	[ton]	26 036	3	10 587	15 446
biopaliwa ciekłe sprzedane na terytorium kraju	[ton]	24 364	0	11 659	12 705
biopaliwa ciekłe przeznaczone do zastosowania w wybranych flotach oraz zużyte na potrzeby własne	[ton]	211	0	147	64

Źródło: URE na podstawie informacji uzyskanych odpowiednio: w I, II, III i IV kwartale 2007 r. od 68, 74, 76 i 63 producentów paliw ciekłych i biopaliw ciekłych.

4.4. Regulacja odnawialnych źródeł energii

Każdy przedsiębiorca wytwarzający energię elektryczną w odnawialnym źródle energii (OZE), niezależnie od mocy zainstalowanej źródła, podlega koncesjonowaniu (art. 32 ust. 1 pkt 1 Prawa energetycznego). Jednocześnie przedsiębiorcy wytwarzający energię elektryczną mogą korzystać z systemu wsparcia w postaci świadectw pochodzenia, potwierdzających wytworzenie energii elektrycznej w źródle odnawialnym. Świadectwa pochodzenia wydawane są przez Prezesa URE (art. 9e ust. 1 i 3 Prawa energetycznego) i w postaci Praw Majątkowych z nich wynikających, sprzedawane na Towarowej Giełdzie Energii (TGE) stanowiąc dodatkowe źródło przychodu dla ww. podmiotów. Ponadto sprzedawca z urzędu zobowiązany jest do zakupu energii elektrycznej wytworzonej w OZE przyłączonych do sieci znajdujących się w obszarze jego działania (art. 9a ust. 6 Prawa energetycznego), oferowanej przez przedsiębiorstwa energetyczne, które uzyskały koncesję na jej wytwarzanie.

4.4.1. Rynek OZE

Wytwarzanie „odnawialnej” energii elektrycznej (tzw. OZE) w Polsce oparte jest głównie na wykorzystaniu paliw odnawialnych w postaci biomasy, biogazu, wiatru oraz wody, z których największy potencjał posiadają elektrownie wodne. Biorąc jednak pod uwagę plany przedsiębiorców, występujących do

Prezesa URE z wnioskami o udzielenie promes koncesji, w najbliższej przyszłości należy się liczyć ze znacznym wzrostem mocy zainstalowanej źródeł wytwarzających energię elektryczną w elektrowniach wiatrowych. W Polsce w chwili obecnej brak jest koncesjonowanych źródeł wytwarzających energię elektryczną przy wykorzystaniu promieniowania słońca oraz przedsiębiorców wytwarzających energię elektryczną przy wykorzystaniu źródeł geotermalnych. Dużą część rynku energii odnawialnej stanowią nato-

miast wytwórcy wykorzystujący technologię współspalania biomasy lub biogazu z paliwami konwencjonalnymi w dużych jednostkach wytwórczych. Można zatem stwierdzić, że w chwili obecnej produkcja „odnawialnej” energii elektrycznej koncentruje się w elektrowniach wodnych, wiatrowych oraz źródłach stosujących technologię współspalania.

Gwarantowany regulacjami prawnymi zakup energii elektrycznej z OZE – po średniej cenie sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w poprzednim roku kalendarzowym – z równoczesnym wskazaniem podmiotów zobowiązanych do umorzenia świadectw pochodzenia lub wniesienia opłaty zastępczej (art. 9a ust. 1 Prawa energetycznego) trudno uznać za klasyczny mechanizm gospodarki rynkowej. Wynika to z faktu, że popyt na rynku świadectw pochodzenia jest określony poprzez obowiązkowy zakup, jak i obowiązek nabycia i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia. Przy obecnym minimalnym, choć jednak niedoborze świadectw pochodzenia, ceny Praw Majątkowych w 2007 r. miały charakter dość sztywny i były zbliżone do poziomu jednostkowej opłaty zastępczej. Nie zmienia to jednak faktu, że system świadectw pochodzenia i Praw Majątkowych z nich wynikających, podlegających obrotowi na TGE, jest w jego teoretycznych założeniach rozwiązaniem rynkowym. Należy wspomnieć, że ustalana corocznie jednostkowa opłata zastępcza (art. 9a ust. 3 i 4 Prawa energetycznego) stanowi ograniczenie maksymalnej ceny tych praw na TGE. Nadal jednak jako wadę tego systemu należy potraktować sztywny – ustawowy poziom opłaty zastępczej.

4.4.2. Koncesjonowanie

W roku sprawozdawczym napływały do URE wnioski dotyczące udzielania nowych koncesji oraz wprowadzenia różnego rodzaju zmian w już udzielonych (np. przedłużanie terminu ważności, cofnięcia, wygaśnięcia, uchylenia). Prezes URE wydał 84 decyzje udzielające koncesji dla instalacji wytwarzających energię elektryczną w odnawialnych źródłach energii (o łącznej mocy 232,814 MW). Szczegółowe informacje (bez uwzględnienia technologii współspalania) przedstawia tabela 25.

Tabela 25. Instalacje OZE wytwarzające energię elektryczną – wg koncesji ważnych na 31 grudnia 2007 r.

Rodzaj źródła	Moc zainstalowana [w MW]	Liczba instalacji
Elektrownie na biomasę	255,390	7
Elektrownie na biogaz	45,699	87
Elektrownie wiatrowe	287,909	160
Elektrownie wodne	934,779	694
Łącznie	1523,777	948

Źródło: URE.

Do końca 2007 r. Prezes URE rozpatrzył również 30 wniosków o udzielenie promes koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach odnawialnych o łącznej mocy 635,200 MW (art. 43 Prawa energetycznego). Szczegółowe informacje przedstawia tabela 26.

Tabela 26. Instalacje OZE zamierzające wytwarzać energię elektryczną – wg promes koncesji udzielonych do 31 grudnia 2007 r.

Rodzaj źródła	Moc zainstalowana [w MW]	Liczba instalacji
Elektrownie na biomasę	11,500	2
Elektrownie na biogaz	3,630	4
Elektrownie wiatrowe	1132,940	40
Elektrownie wodne	0,810	6
Współspalanie	13,500	2
Łącznie	1162,380	54

Źródło: URE.

Dokonano również 101 zmian w udzielonych koncesjach na wytwarzanie energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii, 13 zmian w udzielonych koncesjach na wytwarzanie ciepła w odnawialnych źródłach energii i 8 zmian w udzielonych promesach koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii. Rozpatrzono również 18 wniosków o dokonanie zmian w udzielonych koncesjach na wytwarzanie energii elektrycznej poprzez uwzględnienie w ich zapisach technologii

współspalania (tj. wspólnego spalania paliw kopalnych i biomasy lub biogazu).

W 2007 r. Prezes URE pozostawił bez rozpatrzenia cztery wnioski o udzielenie koncesji na wytwarzanie ciepła w odnawialnych źródłach energii. Przyczyną takiego stanu rzeczy był fakt, że przedsiębiorcy wnioskujący o udzielenie koncesji nie przedstawili wraz z wnioskiem wszystkich wymaganych dokumentów.

4.4.3. Wspieranie odnawialnych źródeł energii

Mechanizm wsparcia przedsiębiorców wytwarzających energię elektryczną w OZE polega z jednej strony na nałożeniu na sprzedawcę z urzędu obowiązku jej zakupu, z drugiej natomiast na dodatkowym przychodzie ze sprzedaży Praw Majątkowych wynikających z wydawanych świadectw pochodzenia. Jego dopełnieniem jest obowiązek nabycia i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia lub uiszczenia opłaty zastępczej przez przedsiębiorstwa prowadzące działalność gospodarczą polegającą na wytwarzaniu lub obrocie energią elektryczną i sprzedające tę energię do odbiorców końcowych (wysokość jednostkowej opłaty zastępczej w 2007 r. wyniosła 242,40 zł/MW). Obowiązek ten został „domknięty” systemem sankcyjnym w postaci kar pieniężnych za jego niewypełnienie.

4.4.3.1. Wydawanie i umarzanie świadectw pochodzenia

Rok 2007 był kolejnym rokiem funkcjonowania systemu wydawania i umarzania świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w źródłach odnawialnych. Prezes URE wydał w tym czasie 5540 takich świadectw na wolumen energii 5 002 518,628 MWh (tabela 27 na str. 78).

Jednocześnie, w 24 przypadkach Prezes URE wydał postanowienia o odmowie wydania świadectw pochodzenia dla energii elektrycznej wytworzonej w OZE na ogólny wolumen energii 143 728,006 MWh¹¹²). Najczęstszymi przyczynami odmowy było niedotrzymywanie przez wnioskodawców terminów przedłożenia operatorowi systemu elektroenergetycznego wniosków o wydanie świadectw (45 dni od dnia zakończenia okresu wytworzenia danej ilości energii elektrycznej objętej wnioskiem), a także występowanie z wnioskiem o świadectwa pochodzenia przed uzyskaniem koncesji lub przed dokonaniem zmiany w koncesji już udzielonej.

W 2007 r. wszczęto postępowanie w sprawie wymierzenia kary pieniężnej na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 1a ustawy – Prawo energetyczne, w związku z przedłoże-

¹¹²) Na podstawie art. 219 Kpa (Dz. U. Nr 98, poz. 1071 z późn. zm.), w związku z art. 9e ust. 4b i ust. 5a oraz art. 30 ust. 1 Prawa energetycznego.

Tabela 27. Świadectwa pochodzenia wydane w 2007 r. (za produkcję w 2006 i 2007 r.) w rozbiciu na poszczególne technologie wytwarzania

Rodzaj OZE	Okres wytwarzania 1.01.2006 – 31.12.2006		Okres wytwarzania 1.01.2007 – 31.12.2007	
	ilość energii [w MWh]	liczba SP	ilość energii [w MWh]	liczba SP
Elektrownie na biomasę	47 951,095	5	491 737,182	47
Elektrownie na biogaz	28 035,804	65	122 689,762	383
Elektrownie wiatrowe	84 560,305	120	356 768,536	603
Elektrownie wodne	254 601,082	667	1 926 218,343	3475
Współspalanie	233 193,142	31	1 456 763,377	144
Łącznie	648 341,428	888	4 354 177,200	4652

Źródło: URE.

niem Prezesowi URE wniosku o wydanie świadectwa pochodzenia zawierającego dane niezgodne ze stanem faktycznym. Po przeprowadzeniu postępowania administracyjnego i dokonaniu analizy zgromadzonego materiału dowodowego ustalono, że przedsiębiorstwo naruszyło art. 9e ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne, poprzez przekazanie Prezesowi URE wniosku o wydanie świadectwa pochodzenia z błędnie potwierdzonymi danymi (tj. nie na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych). W związku z dokonanyimi ustaleniami, Prezes URE nałożył na to przedsiębiorstwo karę pieniężną w wysokości 20 000,00 zł.

W trakcie roku sprawozdawczego przedsiębiorstwa energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na wytwarzaniu lub obrocie energią elektryczną i sprzedające tę energię do odbiorców końcowych, w celu wywiązania się z ustawowego obowiązku, występowały do Prezesa URE z wnioskami o umorzenie świadectw pochodzenia. W okresie od 1 stycznia do 31 marca 2007 r., Prezes URE umorzył 2231 świadectw pochodzenia na łączny wolumen energii 1 942 851,023 MWh (za 2006 r.). Natomiast od 1 kwietnia do 31 grudnia 2007 r., Prezes URE umorzył 2239 świadectw pochodzenia na łączny wolumen energii 1 566 430,639 MWh za 2007 r.

Tabela 28. Wolumen energii elektrycznej oraz ilość umorzonych świadectw pochodzenia

Lata	Wolumen energii [w MWh]	Liczba świadectw pochodzenia
2006	1 942 851,023	2231
2007	1 566 430,639	2239
Łącznie	3 509 281,662	4470

Źródło: URE.

4.4.3.2. Kontrola realizacji obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych

Realizację obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych przez przedsiębiorstwa prowadzące działalność gospodarczą polegającą na wytwa-

rzaniu energii elektrycznej lub obrocie nią, kontroluje Prezes URE (art. 9a ust. 1 Prawa energetycznego).

Przedsiębiorstwo energetyczne powinno w 2006 r. osiągnąć 3,6% udział sumy energii elektrycznej wynikającej ze świadectw pochodzenia, które przedstawiło do umorzenia, lub uiszczonej przez to przedsiębiorstwo opłaty zastępczej, w wykonanej całkowitej rocznej sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym¹¹³⁾.

Było to możliwe wyłącznie w jeden z następujących sposobów:

- przedstawienie umorzonych do 31 marca 2007 r. świadectw pochodzenia,
- wniesienie do 31 marca 2007 r. opłaty zastępczej w przypadku, gdy przedsiębiorstwo nie posiadało odpowiedniej ilości umorzonych świadectw pochodzenia.

Kontrolą realizacji obowiązku za 2006 r. objęto 1017 przedsiębiorstw energetycznych, prowadzących działalność gospodarczą na podstawie udzielonej przez Prezesa URE koncesji na wytwarzanie lub obrót energią elektryczną. Z grupy tej wyłoniono 197 przedsiębiorstw, które w 2006 r. sprzedawały energię elektryczną do odbiorców końcowych, a zatem faktycznie podlegających obowiązkowi, o którym mowa w art. 9a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

Następnie, po ocenie zgromadzonych dokumentów, Prezes URE w stosunku do 36 z kontrolowanych przedsiębiorstw wszczął postępowania administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej w związku z ujawnieniem nieprawidłowości polegających na nieprzestrzeganiu ww. obowiązku.

Przedsiębiorstwa w trakcie postępowania administracyjnego, w odpowiedzi na wezwanie Prezesa URE, złożyły dodatkowe wyjaśnienia i dokumenty,

¹¹³⁾ § 3 pkt 2 rozporządzenia Ministra Gospodarki z 19 grudnia 2005 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej oraz zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii (Dz. U. Nr 261, poz. 2187 z późn. zm.).

których analiza pozwoliła na podjęcie przez Prezesa URE decyzji o nałożeniu na 26 spośród nich kary pieniężnej. Ze zgromadzonego materiału dowodowego wynikało bowiem, że przedsiębiorstwa te nie wywiązały się w 2006 r. z przedmiotowego obowiązku.

Ustalenia dodatkowe pozwoliły na umorzenie postępowań w stosunku do trzech przedsiębiorstw energetycznych. Dotyczyło to przedsiębiorstw, które w ramach uzupełnień udokumentowały, że nie były w 2006 r. objęte obowiązkiem, gdyż faktycznie nie prowadziły działalności polegającej na wytwarzaniu lub obrocie energią elektryczną, a także nie sprzedawały energii do odbiorców końcowych, lub które w drodze wyjaśnień udokumentowały, że osiągnęły wymagany rozporządzeniem udział ilościowy sumy energii elektrycznej wynikającej ze świadectw pochodzenia, które przedsiębiorstwo energetyczne przedstawiło do umorzenia, lub z uiszczonych przez przedsiębiorstwo energetyczne opłaty zastępczej, w wykonanej całkowitej rocznej sprzedaży energii elektrycznej przez to przedsiębiorstwo odbiorcom końcowym. Postępowania administracyjne wszczęte w stosunku do pozostałych siedmiu przedsiębiorstw energetycznych, w związku z ujawnieniem nieprawidłowości polegających na nieprzestrzeganiu obowiązku określonego w art. 9a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, nie zostały w 2007 r. zakończone decyzją.

Jak wynika z wyjaśnień przedsiębiorstw, najczęstszymi przyczynami powstawania nieprawidłowości były:

- nieznajomość prawa i brak świadomości ciążących na nich obowiązków,
- umorzenie świadectw pochodzenia lub uiszczenie opłaty zastępczej za brakującą do wypełnienia obowiązku ilość energii elektrycznej, po wskazanym przewidzianym do tego terminie (zgodnie z zapisami ustawy – Prawo energetyczne termin ten upływał 31 marca 2007 r.).

Łączna wysokość kar pieniężnych nałożonych w związku z ujawnieniem nieprawidłowości polegających na nieprzestrzeganiu w 2006 r. obowiązku zakupu energii elektrycznej, wyniosła 1 452 336,65 zł.

W celu zbadania realizacji w 2007 r. obowiązku wynikającego z art. 9a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, zostało także wszczętych 51 postępowań administracyjnych w związku z naruszeniem art. 28 Prawa energetycznego, poprzez brak odpowiedzi na pismo Prezesa URE z prośbą o udzielenie informacji dotyczących sprzedaży energii elektrycznej na rzecz odbiorców końcowych (od 1 stycznia 2006 r. do 31 grudnia 2006 r.). Po nadesłaniu dokumentów i wyjaśnień przez przedsiębiorstwa, co do których wszczęto postępowania administracyjne, uznano, że w stosunku do niektórych z nich zachodzą przesłanki do umorzenia postępowania na podstawie art. 105 § 1 Kpa. Prezes URE postanowił umorzyć 23 postępowania administracyjne ze względu na ich bezprzedmiotowość. W przypadku 28 przedsiębiorstw Prezes URE wydał decyzje o na-

łożeniu kary pieniężnej. Łączna wysokość kar pieniężnych nałożonych z tego tytułu wyniosła 35 000 zł.

W 2007 r. Prezes URE zakończył również postępowania administracyjne, wszczęte i nie zakończone w 2006 r., w związku z ujawnieniem nieprawidłowości przy realizacji za 2005 r. obowiązku wynikającego z art. 9a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. W przypadku 16 przedsiębiorstw wydał decyzje o nałożeniu kar pieniężnych, których łączna wysokość wyniosła 2 307 516,53 zł. Ponadto Prezes URE zakończył także decyzjami o nałożeniu kary pieniężnej w łącznej wysokości 47 900 zł dziesięć postępowań administracyjnych wszczętych i nie zakończonych w 2006 r., w związku z naruszeniem w tamtym roku art. 28 ustawy – Prawo energetyczne.

4.4.3.3. Wstępna ocena realizacji obowiązku w 2007 r.

Rozpoczęcie realizacji procesu rozliczenia przedsiębiorstw energetycznych z obowiązku zakupu energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł odnawialnych za 2006 r. będzie możliwe, podobnie jak w roku ubiegłym, dopiero po 31 marca 2007 r. (art. 9a ust. 5 oraz art. 9e ust. 14 Prawa energetycznego).

4.4.3.4. Publikowanie wysokości jednostkowej opłaty zastępczej

W 2007 r. Prezes URE, po raz pierwszy, ogłosił zwaloryzowaną średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych jednostkową opłatę zastępczą dla przedsiębiorstw energetycznych, na które nałożony był w 2007 r. obowiązek zakupu energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych – w wysokości 242,40 zł/MWh¹¹⁴).

4.5. Wspieranie źródeł wytwarzających energię elektryczną w wysokosprawnej kogeneracji

Świadectwa pochodzenia z kogeneracji

Od 1 lipca 2007 r., w celu efektywnego i sprawnego promowania źródeł kogeneracyjnych, podstawowym mechanizmem wsparcia produkcji energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji jest system wydawania i umarzania świadectw pochodzenia energii z kogeneracji, który został wprowadzony przy założeniu, że jego podstawą jest obowiązek uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia z kogeneracji lub wniesienie opłaty zastępczej.

¹¹⁴) Działając na podstawie art. 9a ust. 3 i 4 Prawa energetycznego, w związku z Komunikatem Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego z 15 stycznia 2007 r. w sprawie średniorocznego wskaźnika cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem w 2006 r. (M. P. Nr 4, poz. 43).

Tabela 29. Świadczenia pochodzenia w rozbiciu na poszczególne technologie wytwarzania

Świadczenia pochodzenia dla jednostki kogeneracji: cechy jednostki	Okres wytwarzania 1.07.2007 – 31.12.2007	
	ilość energii [w MWh]	liczba świadectw pochodzenia z kogeneracji
opalanej paliwami gazowymi lub o łącznej mocy elektrycznej zainstalowanej < 1 MW	23 397,452	1
o łącznej mocy elektrycznej zainstalowanej ≥ 1 MW, nieopalanej paliwami gazowymi	158 621,062	1
Łącznie	182 018,514	2

Źródło: URE.

Wdrożenie nowego mechanizmu wsparcia energii elektrycznej pochodzącej z wysokosprawnej kogeneracji¹¹⁵⁾, związane było z wdrożeniem do krajowego porządku prawnego tzw. dyrektywy kogeneracyjnej¹¹⁶⁾. Nowe regulacje prawne wprowadzone nowelizacją z 12 stycznia 2007 r. ustawy – Prawo energetyczne¹¹⁷⁾, nałożyły obowiązek uzyskania koncesji na wszystkie przedsiębiorstwa wytwarzające energię elektryczną w kogeneracji. Natomiast wsparcie zostało skierowane jedynie do wytwórców produkujących energię elektryczną w wysokosprawnej kogeneracji, tj. do podmiotów wytwarzających energię elektryczną lub mechaniczną i ciepło użytkowe w kogeneracji, która zapewnia oszczędność energii pierwotnej zużywanej w:

- jednostce kogeneracji w wysokości nie mniejszej niż 10% w porównaniu z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła w układach rozdzielonych o referencyjnych wartościach sprawności dla wytwarzania rozdzielonego, lub
- jednostce kogeneracji o mocy zainstalowanej elektrycznej poniżej 1 MW w porównaniu z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła w układach rozdzielonych o referencyjnych wartościach sprawności dla wytwarzania rozdzielonego.

Obecnie trudno jest jeszcze ocenić skutki wprowadzenia ww. mechanizmu wsparcia, ze względu na

115) Do 30.06.2007 r. funkcjonował mechanizm wsparcia produkcji energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, nałożony art. 9a ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne na przedsiębiorstwa prowadzące działalność gospodarczą polegającą na wytwarzaniu lub obrocie energią elektryczną i sprzedające energię do odbiorców końcowych w postaci obowiązku zakupu oferowanej energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu z wytworzeniem ciepła. Przy tym obowiązek będzie spełniony, jeżeli przedsiębiorstwo zobowiązane wykaże się odpowiednim udziałem takiej energii, w stosunku do całkowitej ilości energii elektrycznej sprzedanej do odbiorców końcowych.

116) Dyrektywa 2004/8/EC Parlamentu Europejskiego i Rady z 11 lutego 2004 r. w sprawie wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na wewnętrznym rynku energii oraz zmieniającej Dyrektywę 92/42/EWG (Dz. U. UE L Nr 52, poz. 50).

117) Ustawa z 12 stycznia 2007 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne, ustawy – Prawo ochrony środowiska oraz ustawy o systemie oceny zgodności (Dz. U. Nr 21, poz. 124).

krótki okres jego funkcjonowania. Niemniej jednak, biorąc pod uwagę pierwsze doświadczenia można zauważyć, że bezpośrednio wpływa on na cenę energii elektrycznej, a tym samym na wzrost cen energii dla odbiorców końcowych.

Wprowadzenie nowego systemu w połowie roku spowodowało, że rozliczenie obowiązku za 2007 r. będzie zadaniem złożonym i wymagającym także przesłania fizycznych przepływów energii elektrycznej ze skojarzenia w okresie od 1 stycznia do 30 czerwca 2007 r. Mechanizm świadectw pochodzenia z kogeneracji (wraz z alternatywną możliwością wypełnienia obowiązku poprzez uiszczenie opłaty zastępczej) znacznie uprości zarówno możliwość wywiązania się z tego obowiązku przez podmioty zobowiązane, jak i rozliczanie tego obowiązku przez Prezesa URE.

Na podstawie obowiązujących od 1 lipca 2007 r. przepisów, Prezes URE wydał do 31 grudnia ub.r. dwa świadectwa pochodzenia z kogeneracji na wolumen energii 182 018,514 MWh.

4.5.1. Publikowanie wysokości jednostkowej opłaty zastępczej z kogeneracji

W 2007 r. kolejna nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne rozszerzyła obowiązki Prezesa URE, polegające na ustaleniu jednostkowych opłat zastępczych o opłaty oznaczone symbolami Ozg i Ozk oraz zobowiązała do ich publikowania do 31 maja każdego roku w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki.

W związku z tym Prezes URE po raz pierwszy ustalił jednostkowe opłaty zastępcze – oznaczone symbolami Ozg i Ozk – obowiązujące w 2007 r.¹¹⁸⁾ i 2008 r.¹¹⁹⁾ w wysokości:

- Ozg = 117,00 [zł/MWh], tj. 97,74% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym;

118) Zgodnie z art. 6 ustawy z 12 stycznia 2007 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne, ustawy – Prawo ochrony środowiska oraz ustawy o systemie oceny zgodności (Dz. U. Nr 21, poz. 124).

119) Zgodnie z art. 8c dodanym ustawą z 12 stycznia 2007 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne, ustawy – Prawo ochrony środowiska oraz ustawy o systemie oceny zgodności (Dz. U. Nr 21, poz. 124).

- $Ozk = 17,96$ [zł/MWh], tj. 15% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym,

na podstawie średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b Prawa energetycznego, z roku poprzedzającego rok ustalenia jednostkowych opłat zastępczych, biorąc pod uwagę:

- 1) ilość energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji,
- 2) różnicę pomiędzy kosztami wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji i cenami sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym,
- 3) poziom cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych.

Informacja o ww. opłatach zastępczych ukazała się także na stronie internetowej URE.

4.5.2. Kontrola realizacji obowiązku zakupu energii elektrycznej wytworzonej w kogeneracji

W 2007 r. Prezes URE przeprowadził kontrolę wypełnienia obowiązku zakupu energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł wytwarzających energię elektryczną w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła za ubiegły rok. Podmioty zobowiązane powinny osiągnąć 15% udział ilościowy zakupionej energii elektrycznej ze skojarzonych źródeł energii przyłączonych do sieci lub wytworzonej we własnych skojarzonych źródłach energii i sprzedanej odbiorcom dokonującym zakupu energii elektrycznej na własne potrzeby, w wykonanej całkowitej rocznej sprzedaży energii elektrycznej przez dane przedsiębiorstwo energetyczne tym odbiorcom¹²⁰.

Kontrolą realizacji obowiązku objęto 1017 przedsiębiorstw energetycznych, prowadzących działalność gospodarczą na podstawie udzielonej przez Prezesa URE koncesji na wytwarzanie lub obrót energią elektryczną. Z grupy tej wyłoniono 197 przedsiębiorstw, które w 2006 r. sprzedawały energię elektryczną do odbiorców końcowych. Następnie po ocenie zgromadzonych dokumentów, Prezes URE w stosunku do 107 z kontrolowanych przedsiębiorstw wszczął postępowania administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej w związku z ujawnieniem nieprawidłowości polegających na nieprzestrzeganiu obowiązku.

W 2007 r. w związku z uzyskaniem dodatkowych materiałów dowodowych (przesłanych po wszczęciu postępowania administracyjnego), w stosunku do

jednego przedsiębiorstwa podjęto decyzję o wymierzeniu kary pieniężnej w wysokości 7 014 193,57 zł. W odniesieniu do pozostałych podmiotów (tj. 106), postępowania administracyjne do końca 2007 r. nie zostały ostatecznie zakończone. Rozliczenie obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł skojarzonych stanowi zadanie bardzo złożone i pracochłonne. Wynika to z faktu, że do jego realizacji niezbędne jest przeanalizowanie fizycznych i faktycznych przepływów energii elektrycznej pomiędzy kilkudziesięcioma podmiotami w czasie rozpatrywanego okresu rozliczeniowego.

Na ocenę wypełnienia wynikającego z art. 9a ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne obowiązku w 2007 r. będzie niewątpliwie miał również wpływ fakt, że zgodnie z dokonаныmi przez Prezesa URE ustaleniami, ilość energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, była w tym roku niewystarczająca dla wszystkich objętych nim przedsiębiorstw.

W 2007 r. zakończono również postępowania administracyjne wszczęte w związku z niewypełnieniem przez przedsiębiorstwa obowiązku nałożonego art. 9 ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne za 2005 r. W odniesieniu do jednego przedsiębiorstwa podjęto decyzję o wymierzeniu kary pieniężnej w wysokości 17 586,96 zł, w odniesieniu do 39 przedsiębiorstw podjęto decyzję o umorzeniu postępowania.

4.5.3. Wstępna ocena realizacji obowiązku w 2007 r.

Podobnie jak w 2006 r., ocena realizacji obowiązku zakupu energii elektrycznej wytworzonej w kogeneracji będzie w 2007 r. czasochłonna i skomplikowana. Wynika to z faktu, że nadal konieczne będzie prześledzenie setek faktur dokumentujących transakcje zawarte pomiędzy podmiotami wytwarzającymi ten rodzaj energii a podmiotami zobowiązanymi. Sytuacja ta może się jeszcze bardziej skomplikować wobec tego, że w I i II połowie 2007 r. obowiązywały dwa zupełnie różne systemy realizacji obowiązku wynikającego z art. 9a ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne. Wiąże się to z faktem poważnego opóźnienia przeniesienia do prawa polskiego dyrektywy kogeneracyjnej¹²¹. Dyrektywa ta została transponowana do prawa krajowego dopiero ustawą z 12 stycznia 2007 r., po prawie rocznym przekroczeniu przewidzianego na to terminu (który upłynął 21 lutego 2006 r.). Część podmiotów zobowiązanych uznała zatem, że może stosować zapisy wynikające z tej dyrektywy wprost, tzn. że do 30 czerwca 2007 r. możliwe będzie zaliczenie energii elektrycznej produkowanej z oszczęd-

120) Art. 9a ust. 8 Prawa energetycznego i rozporządzenie Ministra Gospodarki i Pracy z 9 grudnia 2004 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku zakupu energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła (Dz. U. Nr 267, poz. 2657).

121) Dyrektywa 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 11 lutego 2004 r. w sprawie wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na wewnętrznym rynku energii oraz zmieniająca Dyrektywę 92/42/EWG (Dz. U. UE L Nr 52, poz. 50).

nością 10% paliwa pierwotnego, na potrzeby wypełnienia obowiązku zakupu energii elektrycznej wytworzonej w kogeneracji za 2006 i 2007 r. (powołując się na bezpośrednią stosowalność dyrektywy). W celu rozwiania powstałych wątpliwości, co do sposobu realizacji przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązku za 2007 r., o którym mowa w art. 9a ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne, i bezpośredniego stosowania dyrektywy, zamieszczono na stronie internetowej Urzędu Komunikat Prezesa URE w tej sprawie¹²²⁾.

4.6. Kontrola zasobów paliw stałych

Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub ciepła jest obowiązane posiadać zapasy paliw w ilości zapewniającej utrzymanie ciągłości dostaw energii elektrycznej lub ciepła do odbiorców (art. 10 ust. 1 Prawa energetycznego) i to w ściśle określonej wielkości i sposobach gromadzenia tych zasobów¹²³⁾.

W celu oceny realizacji przedmiotowego obowiązku Prezes URE przeprowadził w 2007 r. osiem kontroli stanu zasobu paliw. Były to zarówno kontrole interwencyjne, jak i problemowe¹²⁴⁾.

122) Komunikat z 7 grudnia 2006 r. w sprawie realizacji obowiązku zakupu energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła (art. 9a ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne) za 2006 r., w związku z brakiem implementacji Dyrektywy 2004/8/WE. W komunikacie tym wskazano m.in., że jedyne akceptowalnymi dokumentami potwierdzającymi wykonanie omawianego obowiązku za 2007 r. będą:

- 1) za okres od 1 stycznia 2007 r. do 30 czerwca 2007 r. – dokumenty potwierdzające zakup energii elektrycznej ze skojarzonych źródeł energii przyłączonych do sieci lub wytworzenie we własnych skojarzonych źródłach energii i sprzedaż tej energii odbiorcom końcowym oraz oświadczenia wytwórców potwierdzające, że sprzedawana energia elektryczna została wytworzona w podanym okresie, w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła w źródłach energii spełniających wymagania zawarte w § 3 i § 4 rozporządzenia z 9 grudnia 2004 r.;
- 2) za okres od 1 lipca 2007 r. do 31 grudnia 2007 r. – przedstawione do umorzenia świadectwa pochodzenia z kogeneracji lub wniesienie opłaty zastępczej.

123) Rozporządzenie Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z 12 lutego 2003 r. w sprawie zasobów paliw w przedsiębiorstwach energetycznych (Dz. U. Nr 39 poz. 338).

124) **Kontrola interwencyjna** polega na badaniu zasadności wpływających do Urzędu skarg i wniosków oraz podawanych przez środki masowego przekazu informacji o uchybieniach w działalności przedsiębiorstw energetycznych, a także podejmowaniu czynności prawnych w celu wyeliminowania udokumentowanych nieprawidłowości.

Natomiast **kontrola problemowa** polega na badaniu określonego zagadnienia lub tematu na podstawie informacji i dokumentów uzyskanych od grupy jednostek objętych kontrolą oraz podejmowaniu czynności prawnych w celu wyeliminowania udokumentowanych nieprawidłowości.

4.6.1. Kontrole interwencyjne

W 2007 r. kontrole interwencyjne stanu zasobów paliw przeprowadzono w trzech przedsiębiorstwach. Wykazały one niedobory zasobów paliw w tych przedsiębiorstwach. W przypadku jednego z nich, Prezes URE wymierzył karę pieniężną w wysokości 20 000 zł. Wobec pozostałych przedsiębiorstw Prezes URE wszczął postępowania w sprawach o wymierzenia kary pieniężnej: jedno – pod koniec 2007 r., drugie – na początku 2008 r.

4.6.2. Kontrole problemowe

W 2007 r. przeprowadzono pięć problemowych kontroli stanu zasobów paliw. Każda kontrola obejmowała wszystkie elektrownie i elektrociepłownie systemowe (31 przedsiębiorstw). Kontrolom tym podlegały także przedsiębiorstwa wytwarzające energię elektryczną lub ciepło na skalę lokalną. Działaniom kontrolnym poddawano wtedy dodatkowo 36 przedsiębiorstw wskazywanych przez oddziały terenowe URE. W 2007 r. przeprowadzono trzy takie kontrole.

4.6.3. Postępowania o ukaranie

W wyniku ustaleń dokonanych w ramach powyższych kontroli, Prezes URE, za nieutrzymywanie zasobów paliw na poziomie wymaganym przez rozporządzenie, nałożył kary pieniężne na 11 przedsiębiorstw na łączną kwotę 253 000 zł. Dodatkowo, jedno przedsiębiorstwo zostało ukarane kwotą w wysokości 300 000 zł za brak zasobów paliw stałych w dwóch z trzech należących do przedsiębiorstwa źródeł wytwarzania energii elektrycznej. Jednemu przedsiębiorstwu Prezes URE wymierzył karę w wysokości 5 000 zł za odmowę udzielenia informacji dotyczącej realizacji obowiązku utrzymywania zasobów paliw (art. 28 Prawa energetycznego). Łączna wysokość kar wymierzonych w 2007 r. wyniosła 558 000 zł.

Pod koniec 2007 r. wszczęto 13 postępowań w sprawie nałożenia kary pieniężnej za nieutrzymywanie zasobów paliw na poziomie wymaganym przez rozporządzenie.

Głównymi przyczynami nieutrzymywania zasobów paliw na odpowiednim poziomie były problemy transportowe związane z niedoborem taboru kolejowego, powodujące zakłócenia dostaw paliw do wytwórców energii elektrycznej i ciepła w pierwszym kwartale oraz strajki w kopalniach pod koniec 2007 r. Niektóre z przedsiębiorstw niedostateczną ilość zasobów paliw argumentowały złą sytuacją finansową. W jednym przypadku stwierdzono brak odpowiednich zapisów w umowach z dostawcami paliwa (węgla brunatnego) zobowiązujące sprzedawców do gromadzenia i utrzymywania zasobu na rzecz odbiorcy. Wobec braku takich zapisów

w umowach, Prezes URE nie miał podstaw do uznania zapasów węgla brunatnego w złożu wydobywającej go kopalni za zapas węgla brunatnego w rozumieniu rozporządzenia.

4.7. Ustalanie metod kontroli i przygotowanie projektów działań dla poprawy efektywności przedsiębiorstw energetycznych

W celu realizacji zadań związanych z poprawą efektywności przedsiębiorstw, niezbędne było wypracowanie odpowiednich narzędzi. Do oceny efektywności wykorzystywane są najczęściej modele ekonometryczne, podparte tzw. wiedzą ekspercką. W 2007 r. dokonano oceny efektywności przedsiębiorstw dystrybucyjnych w zakresie kosztów operacyjnych oraz różnic bilansowych.

Do oceny efektywności operacyjnej przedsiębiorstw wykorzystano model ekonometryczny, opracowany przez ekspertów z dziedziny ekonometrii – prof. Jacka Osiewalskiego oraz dr Renatę Wróbel-Rotter z Uniwersytetu Ekonomicznego w Krakowie, opisujący zależność ponoszonego kosztu operacyjnego od szeregu czynników o charakterze techniczno-ekonomicznym, determinujących jego poziom. Model pozwolił na ocenę uzasadnionych kosztów operacyjnych, oszacowanie kosztów nadwyżkowych wynikających z nieefektywnego działania oraz obliczenie wskaźników efektywności kosztowej będących podstawową oceny stopnia potencjalnej redukcji kosztów.

Przeprowadzona analiza opierała się na koncepcji stochastycznych modeli granicznych, wykorzystujących w swojej konstrukcji mikroekonomiczną teorię producenta oraz koncepcję nieefektywności działania przedsiębiorstw, związaną z występowaniem wewnątrz jednostek systematycznych czynników odpowiedzialnych za ponoszenie kosztu wyższego niż uzasadniony w danych warunkach techniczno-ekonomicznych. Estymacja granicznej funkcji kosztu dla danych przekrojowo-czasowych wykorzystwała metody wnioskowania bayesowskiego, pozwalające na rozwiązanie szeregu problemów występujących na gruncie ekonometrii klasycznej, związanych z wrażliwością wyników empirycznych, określaniem niepewności (dotyczącej zarówno parametrów strukturalnych modelu granicznego, jak i wskaźników efektywności) oraz umożliwiające bezpośrednie testowanie wpływu czynników egzogenicznych na średni poziom efektywności obiektów.

Natomiast do oceny uzasadnionego poziomu strat sieciowych wykorzystano, po niewielkich modyfikacjach, model regresji liniowej opracowany w 2001 r. w Zakładzie Elektroenergetyki Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie, przez Szymona Bienia. Model ten był już uprzednio wykorzystany przy określaniu uzasadnionego poziomu strat sieciowych na rok

taryfowy 2002/2003 oraz na rok taryfowy 2007. Model wykorzystuje zależność pomiędzy różnicą bilansową a wielkościami technicznymi (m.in. wolumenem dostarczonej energii, mocą transformatorów i długością linii elektroenergetycznych).

Należy podkreślić, iż ocena efektywności przedsiębiorstw nie byłaby możliwa bez uprzedniego zebrania oraz weryfikacji odpowiednich danych opisujących przedsiębiorstwa (zarówno ekonomicznych, jak i technicznych). Z uwagi na zmiany zachodzące w sektorze (konsolidacja i wydzielenie OSD) oraz fakt, iż analizie musiały zostać poddane dane historyczne z lat 2001-2006 oraz planowane na lata 2007-2008, działanie to było niezmiernie pracochłonne.

W wyniku przeprowadzonych analiz stwierdzono konieczność redukcji kosztów przedsiębiorstw w stosunku do poziomu zaobserwowanego w 2006 r. średnio o 12,5% dla kosztów operacyjnych (w ciągu trzech lat) oraz o 0,7% dla wolumenu różnic bilansowych (w ciągu roku).

4.8. Kontrolowanie działalności przedsiębiorstw energetycznych

Choć działalność regulacyjna Prezesa URE nie może być utożsamiana z zadaniami kontrolnymi, to przepisy ustawy – Prawo energetyczne wskazują wprost obszary, które podlegają kontroli Prezesa URE. Jednym z nich jest kontrola stosowania taryf paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła (art. 23 ust. 2 pkt 2 Prawa energetycznego), zgodnie z prawnymi zasadami (art. 44, 45 i 46), w tym analizowanie i weryfikowanie kosztów przyjmowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne jako uzasadnione do kalkulacji cen i stawek opłat w taryfach.

Biorąc pod uwagę, iż Prezes URE reguluje działalność przedsiębiorstw energetycznych zmierzając do równoważenia interesów przedsiębiorstw i odbiorców paliw i energii, analizowanie i weryfikowanie kosztów stanowiących podstawę do kalkulacji cen i stawek opłat, o których mowa wyżej, następuje w każdym postępowaniu administracyjnym w sprawie zatwierdzenia taryfy, bez względu na rodzaj nośnika, tj. paliwa gazowe, energia elektryczna czy ciepło.

Centrala Urzędu cyklicznie, w oparciu o bazę koncesyjną, dokonuje kontroli – czy wszystkie przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie dystrybucji energii elektrycznej/paliw gazowych lub dystrybucji i obrotu energią elektryczną/paliwami gazowymi przedstawiły Prezesowi URE taryfy do zatwierdzenia.

Kontrola dokonana została wg stanu na 4 lipca 2007 r. i jej wyniki wykazały, że wszystkie przedsiębiorstwa posiadają już taryfy lub postępowanie administracyjne w sprawie jej zatwierdzenia toczy się przed Prezesem URE. Kolejna kontrola dokonana na przełomie listopada/grudnia 2007 r. wskazała, iż jed-

no z przedsiębiorstw, które otrzymało koncesję na prowadzenie działalności w zakresie dystrybucji energii elektrycznej, nie przedłożyło taryfy do zatwierdzenia. W związku z tym Prezes URE wezwał na początku 2008 r. – z urzędu – przedsiębiorstwo o przedstawienie taryfy.

Prezes URE prowadził również nadzór bieżący wynikający z sygnałów z napływającej korespondencji, wskazujące na nieprawidłowości w działaniu przedsiębiorstw energetycznych. W wyniku analizy większości napływających pism, udzielano wyczerpujących odpowiedzi, gdyż zadawane pytania lub stawiane zarzuty wynikały raczej z niezajomości tematu przez piszącego.

Elektroenergetyka

Do zakresu kompetencji Prezesa URE należy kontrolowanie wykonywania obowiązków przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej lub jej obrotem i sprzedających tę energię odbiorcom końcowym, przyłączonym do sieci na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz kontrolowanie na wniosek odbiorcy dotrzymania parametrów jakościowych paliw gazowych i energii elektrycznej (art. 23 ust. 2 pkt 4 i pkt 10 Prawa energetycznego), jak i kontrola kwalifikacji osób (art. 54). Ponadto:

- kontrolowanie przestrzegania warunków prowadzenia działalności objętej obowiązkiem uzyskania koncesji,
- kontrolowanie prawidłowości stosowania taryf paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła oraz cen węgla brunatnego,
- kontrolowanie przestrzegania przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązku utrzymywania zapasów paliw w ilości zapewniającej utrzymanie ciągłości dostaw energii elektrycznej, paliw gazowych i ciepła dla odbiorców,
- kontrolowanie przestrzegania ograniczeń w dostarczaniu i poborze paliw gazowych i energii elektrycznej, w razie wprowadzenia takich ograniczeń.

Działalność kontrolna prowadzona przez Prezesa URE, zgodnie z wypracowanym sposobem postępowania, obejmuje szereg działań mających na celu wykrycie nieprawidłowości w działalności przedsiębiorstw energetycznych.

Podstawową formą działalności kontrolnej jest kontrola bieżąca, dokonywana w szczególności w trakcie rozpatrywania wniosków o udzielenie i zmianę koncesji, zatwierdzenie taryf lub ich zmian, rozstrzyganie sporów, o których mowa w art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, jak również podczas analizowania wpływających do URE innych dokumentów. W razie podejrzenia powstania nieprawidłowości, przedsiębiorstwa energetyczne wzywane są do złożenia wyjaśnień, a następnie podejmowane są

środki mające na celu wyeliminowanie tych uchybień. Dla celów statystycznych, przeprowadzenie kontroli bieżącej odnotowywane jest tylko w przypadku, gdy w jej wyniku zostają ujawnione nieprawidłowości. Ponadto, przeprowadza się również kontrole problemowe, polegające na badaniu określonego zagadnienia lub tematu na podstawie informacji i dokumentów uzyskanych od grupy jednostek objętych kontrolą.

Prezes URE w przypadku, gdy przedsiębiorca nie podjął w wyznaczonym czasie działalności objętej koncesją, mimo wezwania organu koncesyjnego, lub trwale zaprzestał wykonywania działalności gospodarczej objętej koncesją, cofa koncesję (z art. 41 ust. 2 Prawa energetycznego w związku z art. 58 ust. 1 pkt 2 ustawy o swobodzie działalności gospodarczej).

I tak, Prezes URE przeprowadził w okresie września-listopad 2007 r. działania pozwalające na analizę działalności gospodarczej przedsiębiorców posiadających koncesję na obrót energią elektryczną i dystrybucję energii elektrycznej. Działania te miały głównie na celu wyselekcjonowanie koncesjonariuszy, którzy nie podjęli działalności koncesjonowanej lub trwale zaprzestali wykonywania takiej działalności (tzw. „martwych koncesji”).

48 przedsiębiorców od momentu uzyskania koncesji nie uzyskiwało przychodów ze sprzedaży produktów (wyrobów i usług) lub towarów w zakresie działalności objętej koncesją, a 10 przedsiębiorców nie uzyskiwało ww. przychodów w latach 2005-2006. Fakt niewykonywania działalności przez dwa lata może kwalifikować się jako trwale zaprzestanie wykonywania działalności gospodarczej w zakresie obrotu energią elektryczną oraz dystrybucji energii elektrycznej. W związku z powyższym 48 przedsiębiorców wezwano do podjęcia działalności gospodarczej w zakresie obrotu energią elektryczną i dystrybucji energii elektrycznej, a 10 przedsiębiorców poproszono o poinformowanie Prezesa URE, czy przedsiębiorcy trwale zaprzestali wykonywania działalności gospodarczej w zakresie obrotu energią elektryczną lub dystrybucji energii elektrycznej. W przypadku przedsiębiorców, którzy poinformowali o trwałym zaprzestaniu działalności koncesjonowanej lub którzy nie zamierzali podjąć takiej działalności, zostały wszczęte postępowania w sprawie cofnięcia koncesji. Do końca 2007 r. ww. koncesjonariuszom cofnięto z urzędu siedem koncesji oraz pięć koncesji na wniosek przedsiębiorców.

Gazownictwo

W centrali Urzędu w okresie od września do listopada 2007 r. przeprowadzono działania pozwalające na wyłonienie (na podstawie corocznie wnoszonych do URE opłat koncesyjnych) koncesjonariuszy posiadających koncesje związane z paliwami gazowymi (DPG, PPG, OPG, OGZ), którzy wnosili 200 zł opłaty rocznej, ale nie podjęli do końca 2006 r. dzia-

łałości koncesjonowanej. Działania te stanowiły kontynuację analizy działalności koncesjonowanej przeprowadzonej w 2006 r., przy czym w 2006 r. analiza ta była ograniczona do koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą (OGZ).

W związku z niepodjęciem działalności koncesjonowanej, wysłano do 22 koncesjonariuszy wezwania do podjęcia działalności. Takie wezwania wysłano również do pięciu koncesjonariuszy, wobec których w 2006 r. umorzono postępowanie w sprawie cofnięcia koncesji na OGZ i określono termin do podjęcia działalności do 30 września 2007 r. Postępowań tych nie zakończono w 2007 r.

4.9. Powoływanie komisji kwalifikacyjnych

Kolejnym działaniem Prezesa URE jest powoływanie komisji kwalifikacyjnych, które w wyniku sprawdzenia kwalifikacji (poprzez przeprowadzanie odpowiednich egzaminów), wydają świadectwa potwierdzające kwalifikacje wymagane prawem przez osoby zajmujące się eksploatacją sieci oraz urządzeń i instalacji¹²⁵⁾.

Zagadnienia związane z działalnością komisji kwalifikacyjnych, realizowane w 2007 r. przez Prezesa URE, podobnie jak w latach poprzednich, polegały na:

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

W 2007 r. wpłynęło 69 wniosków o powołanie komisji na kolejną kadencję, z czego siedem rozpatrzono negatywnie (wnioskodawcy nie spełnili wymogów

formalnych). W 2007 r. Prezes URE powołał w sumie 54 komisje kwalifikacyjne na kolejną kadencję. Pozostałe wnioski zostaną rozpatrzone po zakończeniu prowadzonych postępowań wyjaśniających w 2008 r.

Wpłynęły również cztery wnioski o powołanie nowych komisji kwalifikacyjnych, w wyniku czego Prezes URE w 2007 r. powołał cztery nowe komisje kwalifikacyjne (dwie na podstawie wniosków z 2007 r. i dwie na podstawie wniosków z roku poprzedniego), natomiast jeden wniosek został rozpatrzony negatywnie ze względu na niespełnienie wymogów przez przedsiębiorcę w zakresie powołania komisji, a jeden wniosek zostanie rozpatrzony w 2008 r.

W 2007 r. do Prezesa URE wpłynęło także 137 wniosków o zmianę aktów powołania komisji (zmiany polegały głównie na dokonywaniu aktualizacji nazw przedsiębiorstw, przy których powołana jest komisja oraz na rozszerzeniu zakresu uprawnień lub składu osobowego). W związku z nowelizacją aktów powołania, które dotyczyły zmian w składach osobowych komisji, przygotowano również 42 indywidualne akty odwołania oraz 44 indywidualne akty powołania do składów osobowych komisji.

W ramach prowadzonej kontroli aktualności i poprawności świadectw kwalifikacyjnych, 30 komisji przesłało do URE w 2007 r. aktualne świadectwa swoich członków. W efekcie zostało podjętych siedem postępowań związanych m.in. z występowaniem nieprawidłowości w świadectwach kwalifikacyjnych (dotyczyły głównie sposobu wystawiania świadectw kwalifikacyjnych), natomiast w 11 przypadkach udzielono odpowiedzi na pytania różnych podmiotów z zakresu eksploatacji instalacji i urządzeń energetycznych oraz obowiązku posiadania dodatkowych wymagań kwalifikacyjnych.

Tabela 30. Komisje kwalifikacyjne

Województwo (symbol województwa)	Liczba „czynnych” komisji w danym województwie
dolnośląskie (02)	30
kujawsko-pomorskie (04)	24
lubelskie (06)	27
lubuskie (08)	14
łódzkie (10)	32
małopolskie (12)	33
mazowieckie (14)	63
opolskie (16)	14
podkarpackie (18)	20
podlaskie (20)	12
pomorskie (22)	20
śląskie (24)	65
świętokrzyskie (26)	22
warmińsko-mazurskie (28)	12
wielkopolskie (30)	28
zachodniopomorskie (32)	21
Ogółem	437

Źródło: URE.

125) Zgodnie z art. 54 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, osoby zajmujące się eksploatacją sieci oraz urządzeń i instalacji określonych w przepisach, o których mowa w art. 54 ust. 6 ustawy, obowiązane są posiadać kwalifikacje potwierdzone świadectwem wydanym przez komisje kwalifikacyjne. Szczegółowe zasady powoływania oraz funkcjonowania komisji kwalifikacyjnych zawarte są w rozporządzeniu Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z 28 kwietnia 2003 r. w sprawie szczegółowych zasad stwierdzania kwalifikacji przez osoby zajmujące się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci (Dz. U. z 2003 r. Nr 89, poz. 828 i Nr 129, poz. 1184 oraz z 2005 r. Nr 141, poz. 1189). Patrz też art. 4 ustawy z 24 lipca 2002 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne.

W trakcie weryfikacji dokumentacji dokonano również analizy 184 arkuszy sprawozdawczych z działalności komisji kwalifikacyjnych, które wpłynęły do URE w 2007 r., w tym 115 arkuszy zostało przesłanych przez komisje w ramach aktualizacji, a 69 przekazano wraz z wnioskami powołania komisji kwalifikacyjnych na nową kadencję.

Według stanu na 31 grudnia 2007 r. działało 437 komisji kwalifikacyjnych (445 w 2006 r. i 450 w 2005 r.) Dotychczas w sumie powołanych zostało 661 komisji, a w ich pracach uczestniczą 5548 osoby. Zmniejszenie liczby działających komisji kwalifikacyjnych w stosunku do 2006 r. wynika przede wszystkim ze zmian organizacyjnych dokonanych przez przedsiębiorców, u których powołane były komisje kwalifikacyjne.

4.10. Nakładanie kar pieniężnych

Podsumowując wyniki kontroli wywiązania się z obowiązków wynikających z art. 9a ust. 1 i 8 ustawy – Prawo energetyczne przez przedsiębiorstwa prowadzące działalność gospodarczą polegającą na wytwarzaniu lub obrocie energią elektryczną i sprzedające tę energię do odbiorców końcowych, Prezes URE nałożył:

- 26 kar pieniężnych w związku z nieprzestrzeganiem w 2006 r. obowiązku wynikającego z art. 9a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne na łączną wysokość 1 452 336,65 zł,
- jedną karę pieniężną w związku z nieprzestrzeganiem w 2006 r. obowiązku wynikającego z art. 9a ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne w wysokości 7 014 193,57 zł,
- 28 kar pieniężnych w związku z naruszeniem w 2006 r. obowiązku wynikającego z art. 28 ustawy – Prawo energetyczne na łączną wysokość 35 000 zł,
- 16 kar pieniężnych w związku z nieprzestrzeganiem w 2005 r. obowiązku wynikającego z art. 9a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne na łączną wysokość 2 307 516,53 zł,
- jedną karę pieniężną w związku z nieprzestrzeganiem w 2005 r. obowiązku wynikającego z art. 9a ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne w wysokości 17 586,96 zł,
- 10 kar pieniężnych w związku z naruszeniem w 2005 r. obowiązku wynikającego z art. 28 ustawy – Prawo energetyczne na łączną wysokość 47 900 zł.

Z przepisów ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych¹²⁶⁾ wynikają dla Prezesa URE kompetencje dotyczące możliwości stosowania sankcji (kar pieniężnych) za niewykonywanie przez wytwórców

biokomponentów oraz producentów paliw i biopaliw ciekłych ich obowiązków, polegających na przekazywaniu Prezesowi URE sprawozdań kwartalnych¹²⁷⁾ lub w przypadku podawania w tych sprawozdaniach nieprawdziwych danych. Prezes URE posiada również kompetencje do wymierzenia kary wytwórcom biokomponentów w przypadku nieprzekazywania przez nich w terminie sprawozdań kwartalnych Prezesowi Agencji Rynku Rolnego. Wysokość kary wymierzanej w przypadkach, o których mowa powyżej, wynosi 5000 zł¹²⁸⁾, a wpływy z tego tytułu stanowią dochód Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej¹²⁹⁾.

W 2007 r. Prezes URE wszczął 83 postępowania w sprawie wymierzenia kary pieniężnej z powodu nieprzekazania w terminie przez wytwórców biokomponentów oraz producentów paliw ciekłych i biopaliw ciekłych, sprawozdań kwartalnych, o których mowa w art. 30 ust. 1 lub 2 ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych. Do 31 grudnia 2007 r. 45 z wymienionych wyżej postępowań zostało zakończonych wydaniem decyzji, mocą których Prezes URE uznał, że przedsiębiorcy, poprzez niezłożenie w terminie sprawozdania kwartalnego, naruszyli art. 30 ust. 1 lub 2 ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych. Przedsiębiorcom tym zostały wymierzone kary pieniężne na łączną kwotę 225 000 zł. Kara ta ma charakter porządkowy, tj. ma na celu zdyscyplinowanie przedsiębiorców do wykonywania obowiązków, o których mowa w art. 30 ust. 1 i 2 ustawy.

W okresie sprawozdawczym Prezes URE nałożył 121 kar pieniężnych na przedsiębiorców wykonujących działalność na rynku paliw ciekłych. Większość z tych kar dotyczyła naruszenia obowiązków wynikających z udzielonej koncesji. Najczęściej naruszonym był warunek zakazujący wprowadzania do obrotu paliwa o niewłaściwej jakości. Za naruszenie tego warunku zostało nałożonych 91 kar pieniężnych na kwotę 3 164 800 zł. Za naruszenie innych warunków koncesji (wykonywanie działalności niezgodnie z przepisami BHP, ochrony środowiska, dozoru technicznego oraz przeciwpożarowymi, sprzedaż paliw przedsiębiorcom nie posiadającym koncesji) nałożone zostały 24 kary na łączną kwotę 253 567 zł. Ponadto sześciu przedsiębiorców zostało ukaranych za nienadanie informacji związanych z działalnością koncesjonowaną w łącznej wysokości 31 016 zł.

Najniższa nałożona kara to 500 zł, a najwyższa to 500 000 zł.

Uzyskany przez Prezesa URE od organów administracji i służb materiał dowodowy miał różną wartość.

¹²⁷⁾ O których mowa w art. 30 ust. 1 i 2 ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych.

¹²⁸⁾ Art. 33 ust. 2 ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych.

¹²⁹⁾ Art. 33 ust. 11 ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych.

¹²⁶⁾ Art. 33 ust. 1 pkt 8 i ust. 2 oraz art. 33 ust. 9 pkt 3 w związku z art. 30 ust. 1 i 2 ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych.

Dokumenty i informacje nadesłane przez Głównego Inspektora Inspekcji Handlowej, co do zasady, wystarczały do przeprowadzenia postępowania i wydania decyzji nakładającej karę. Było to możliwe, gdyż Prezes URE zwrócił się do Głównego Inspektora Inspekcji Handlowej z prośbą o każdorazowe przysyłanie wyspecyfikowanych w piśmie dokumentów niezbędnych do szybkiego zakończenia prowadzonych postępowań. W przydatku informacji nadsyłanych przez inne organy, konieczne było zgromadzenie materiału dowodowego. W 10 przypadkach, po zgromadzeniu materiału dowodowego, konieczne było umorzenie postępowania, gdyż brak było przesłanek do uznania, że naruszenie warunków koncesji miało miejsce.

Ponadto prowadzonych było sześć postępowań o wymierzenie kar pieniężnych, dotyczących sektora elektroenergetycznego.

Jedna sprawa dotyczyła stosowania przez spółkę dystrybucyjną cen i tariff wyższych od zatwierdzonych, tj. samowolnego doliczania do opłat za założenie plomby opłat za sprawdzenie stanu technicznego układu pomiarowo-rozliczeniowego, pomimo że odbiorca nie zlecał takiej czynności. Postępowanie to prowadzone było (wszczęte 24 lipca 2006 r.) na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 6 ustawy – Prawo energetyczne.

Decyzją z 8 września 2006 r. Prezes URE wymierzył ww. przedsiębiorstwu karę w wysokości 200 000 zł. Od decyzji przedsiębiorstwo wniosło odwołanie do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Wyrokiem z 12 stycznia 2007 r. Sąd uchylił decyzję Prezesa URE wskazując na wadliwość decyzji polegającą na niewystarczającym uzasadnieniu kwoty kary.

3 lipca 2007 r. ponownie została wydana decyzja Prezesa URE w powyższej kwestii, od której pismem z 23 lipca 2007 r. przedsiębiorstwo wniosło odwołanie do Sądu. Akta sprawy wraz ze stanowiskiem podtrzymującym rozstrzygnięcie Prezesa URE zostały przekazane do Sądu.

Postępowania w pięciu kolejnych sprawach dotyczyły stosowania przez przedsiębiorstwa energetyczne cen i tariff bez dopełnienia obowiązku ich przedstawienia Prezesowi URE do zatwierdzenia (art. 56 ust. 1 pkt 5 ustawy – Prawo energetyczne). Jedno z postępowań zostało wszczęte w lipcu 2007 r., cztery pozostałe we wrześniu 2007 r.

Do 31 grudnia 2007 r. decyzje nakładające na przedsiębiorstwa kary nie zostały wydane.

4.11. Rozstrzyganie sporów i skarg dot. spraw innych niż ciepłownictwo

W 2007 r. prowadzono 22 postępowania administracyjne o rozstrzygnięcie sporu (art. 8 ust. 1 Prawa energetycznego), w tym wszczęto trzy postępowania, natomiast siedem zakończono. 19 postępowań dotyczyło energii elektrycznej, 3 paliw gazowych.

Ponadto prowadzono 12 postępowań administracyjnych o rozstrzygnięcie sporu pomiędzy PSE – Operator SA i Polskimi Sieciami Elektroenergetycznymi SA (obecnie Polska Grupa Energetyczna SA), a poszczególnymi przedsiębiorstwami energetycznymi wyodrębnionymi z przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo w celu zapewnienia operatorowi systemu dystrybucyjnego niezależności – w sprawie odmowy zawarcia umowy o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej.

Najważniejsze zagadnienia sporne to:

- charakter prawny i podmiotowy zakres obowiązku IRIESP,
- zawartość umowy o świadczenie usług przesyłania (zakres odesłań do warunków standardowych określonych w IRIESP),
- tryb zmiany umowy w przypadku zmiany postanowień IRIESP,
- zakres odpowiedzialności operatora systemu przesyłowego z tytułu niewykonania lub nienależytego wykonania zobowiązań wynikających z umowy.

W związku z wydzieleniem z 1 lipca 2007 r. ze struktury przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo operatorów systemów dystrybucyjnych – strony przedmiotowych postępowań oraz wydzielone przedsiębiorstwa zawarły 28 czerwca 2007 r. porozumienia w sprawie kontynuowania świadczenia usług przesyłania energii elektrycznej od 1 lipca 2007 r.

Uzgodniono, że do dnia wejścia w życie nowych umów, usługi przesyłania energii elektrycznej będą świadczone na warunkach uzgodnionych w porozumieniach, nie dłużej jednak niż do 15 grudnia 2007 r. Jednocześnie strony zobowiązały się do podjęcia i prowadzenia w dobrej wierze negocjacji celem zawarcia nowych umów.

17 sierpnia 2007 r. Prezes URE, na wniosek PSE – Operator SA i PSE SA, zawiesił przedmiotowe postępowania, stosownie do treści art. 98 § 1 Kpa. Z uwagi na fakt, że strony poszczególnych postępowań w drodze negocjacji doszły do porozumienia i zawarły umowy, Prezes URE podjął, a następnie umorzył przedmiotowe postępowania w styczniu 2008 r.

Ze względu na zawarcie przez strony umów o świadczenie usług przesyłania, Prezes URE umorzył w 2007 r. dwa spośród 12 powyższych postępowań.

W 2007 r. zostało umorzone postępowanie wszczęte na wniosek ENEA SA i ENEA Operator Sp. z o.o. o rozstrzygnięcie sporu z PSE – Operator i PSE SA w sprawie odmowy zawarcia umowy o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej. Po zawarciu 28 czerwca 2007 r. porozumienia w sprawie kontynuowania świadczenia usług przesyłania energii elektrycznej od 1 lipca 2007 r., postępowanie stało się bezprzedmiotowe.

W 2007 r. zakończono także postępowanie sporne w sprawie odmowy zawarcia umowy o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej, którego

stronami były PSE – Operator SA i Energopartner Sp. z o.o. Punktem spornym była możliwość powierzenia przez przedsiębiorstwo obrotu funkcji operatorskich związanych z przekazywaniem danych handlowych lub handlowo-technicznych dot. jego własnych jednostek grafikowych innemu podmiotowi. Strony uzgodniły treść większości spornych postanowień umowy, w tym doszły do porozumienia w kwestii zasadniczej. Z tego względu Prezes URE rozstrzygnął jedynie pozostałe dwa postanowienia sporne. Decyzja nie jest prawomocna. PSE – Operator SA odwołał się od tej decyzji do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów w Warszawie.

W 2007 r. prowadzono także trzy postępowania w sprawie stwierdzenia nieuzasadnionego wstrzymania dostaw energii elektrycznej przez PSE – Operator SA w ramach świadczenia usług przesyłania w wymianie międzysystemowej. Wnioski o wszczęcie postępowania zostały złożone przez: ELNORD SA, Petro Carbo Chem GmbH, Petro Carbo Chem SA. Dwa spośród tych postępowań zakończono w 2007 r. W postępowaniu wszczętym na wniosek ELNORD SA Prezes URE wydał decyzję rozstrzygającą co do istoty sprawy. Decyzja nie jest prawomocna, strona sporu odwołała się od niej do SOKiK. Natomiast postępowanie wszczęte na wniosek Petro Carbo Chem GmbH zostało umorzone z uwagi na brak zawartej pomiędzy stronami sporu umowy o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej. Również ta decyzja nie jest prawomocna. Postępowanie sporne pomiędzy Petro Carbo Chem SA i PSE – Operator SA nie zostało zakończone w 2007 r.

Kolejne dwa postępowania administracyjne w sprawie rozstrzygnięcia sporu na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne dotyczyły odmowy zawarcia umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej.

Jedno z nich toczyło się w sprawie rozstrzygnięcia sporu pomiędzy ENION SA a Polskim Koncernem Energetycznym SA. Punktem spornym w sprawie była możliwość rozliczania w ramach jednej jednostki grafikowej dwóch jednostek wytwórczych tworzących zespół zakładów. Ponieważ strony w drodze negocjacji ustaliły treść spornych postanowień umowy i zawarły umowę, Prezes URE umorzył postępowanie.

Natomiast drugie postępowanie dotyczyło sporu pomiędzy ENEA SA a Dalkia Poznań ZEC SA. Postępowanie to nie zostało zakończone w 2007 r.

W 2007 r. zakończono postępowanie sporne w sprawie odmowy zawarcia umowy o świadczenie usługi przesyłania paliwa gazowego przez OGP Gaz-System SA na rzecz Emfesz NG Polska Sp. z o.o. W toku postępowania Prezes URE ustalił,

iż umowa sprzedaży gazu ziemnego, który miał następnie zostać przesłany przez Emfesz, została rozwiązana przez odbiorcę. W związku z tym, Prezes URE nie miał możliwości określenia odbiorcy przesyłanego paliwa, a w konsekwencji także innych podstawowych elementów tego rodzaju umowy, mającej łączyć Emfesz z Gaz-System. W konsekwencji Prezes URE uznał, że na OGP Gaz-System SA nie ciążył obowiązek zawarcia umowy o świadczenie usługi przesyłowej paliwa gazowego dla Emfesz NG Polska Sp. z o.o.

W 2007 r. prowadzono także dwa postępowania w sprawie odmowy zawarcia umowy o świadczenie usługi magazynowania paliw gazowych przez Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA. Postępowania te zostały wszczęte na wnioski Media Odra Warta Sp. z o.o. oraz Emfesz NG Polska Sp. z o.o. Nie zostały one zakończone w 2007 r.

W 2007 r. prowadzono także jedno postępowanie administracyjne o rozstrzygnięcie sporu (art. 8 ust. 1 Prawa energetycznego), w którym stronami sporu były: Nowoczesne Produkty Aluminiowe Skawina Sp. z o.o. i ENION SA. Sprawa dotyczyła ustalenia treści umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, natomiast kwestię sporną stanowiło przede wszystkim zagadnienie pobrania opłaty za przyłączenie. Prezes URE jeszcze w 2005 r. – ze względu na specyfikę zasilania NPA przez Enion – ustalił treść umowy w taki sposób, że rozłożył po równo między strony koszty przyłączenia. Określił zatem, iż NPA ma wnieść opłatę za przyłączenie w wysokości stanowiącej połowę kwoty określonej w projekcie umowy o przyłączenie. Od decyzji w tej sprawie odwołały się obie strony postępowania. Sąd Okręgowy w Warszawie – SOKiK orzeczeniem z 25 października 2006 r. uchylił decyzję Prezesa URE.

Zatem sprawa sporna była ponownie przedmiotem toczącego się w 2007 r. postępowania administracyjnego przed Prezesem URE.

W wyniku prowadzonego postępowania decyzją Prezesa URE z 14 sierpnia 2007 r. został rozstrzygnięty powyższy spór pomiędzy ww. przedsiębiorstwami. Prezes URE ustalił treść umowy o przyłączenie, w której ustalił opłatę za przyłączenie do sieci w oparciu o taryfę dla energii elektrycznej obowiązującą odbiorców obsługiwanych przez ENION SA. Opłata została obliczona jako 1/4 rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia.

Pismem z 23 września 2007 r. NPA odwołały się od powyższej decyzji do Sądu Okręgowego w Warszawie – SOKiK i akta sprawy wraz ze stanowiskiem podtrzymującym rozstrzygnięcie Prezesa URE zostały przekazane do Sądu.

CZĘŚĆ III. UPOWSZECHNIANIE WIEDZY O RYNKU I PRAW KONSUMENTA ENERGII

1. STATYSTYKA PUBLICZNA

Ustawa – Prawo energetyczne zobowiązuje Prezesa URE do zbierania i przetwarzania informacji dotyczących przedsiębiorstw energetycznych.

W 2007 r. w celu bieżącego monitorowania zjawisk zachodzących w sektorze energetycznym, aktualizowana była baza informacyjna o przedsiębiorstwach sektora energii. Na mocy porozumienia zawartego między Ministrem Gospodarki a Prezesem URE¹⁾, Regulator ma zagwarantowany dostęp do wyników wspólnie prowadzonych badań. Prezes URE może korzystać z zasobów informacyjnych Ministerstwa Gospodarki i Agencji Rynku Energii SA poprzez dostęp do internetowego systemu zbierania sprawozdań statystycznych.

Dane te wykorzystywane były w bieżącej działalności regulacyjnej Prezesa URE, m.in. przy ocenie sytuacji ekonomiczno-finansowej sektora, w procesie taryfowania oraz dla zaspokajania potrzeb informacyjnych monitorowania systemu elektroenergetycznego i systemu gazowego.

W 2007 r. Prezes URE zaangażowany był, podobnie jak w latach ubiegłych, w prace statystyczne systemu statystyki publicznej i zrealizował wszystkie obowiązki wynikające z zapisów Programu Badań Statystycznych Statystyki Publicznej (PBSSP) na 2007 r.²⁾, polegające m.in. na przekazaniu danych ze swoich zasobów informacyjnych w zakresie źródeł odnawialnych i ciepłownictwa zebranych za 2006 r. Również w bazie informacyjnej „Polska statystyka publiczna” (przygotowywanej równolegle z PBSSP) zamieszczone zostały informacje o bazach prowadzonych w URE: Baza udzielonych koncesji, Baza – Koncesjonowana Energetyka Ciepła, Baza – Ewidencja Świadczeń Pochodzenia Energii Odnawialnej.

Podstawowym zadaniem Prezesa URE – w ramach Programu Badań Statystycznych Statystyki Publicznej – jest prowadzenie systematycznego badania koncesjonowanych przedsiębiorstw sektora ciepłowniczego. W chwili obecnej Regulator dysponuje najbardziej obszerną bazą informacyjną o tym sektorze. Badanie ciepłownictwa, zgodnie z ustawą o statystyce publicznej,

prowadzone przez Prezesa URE zaliczone jest do systemów informacyjnych administracji publicznej³⁾.

Przeprowadzone w 2007 r. badanie koncesjonowanych przedsiębiorstw zajmujących się w 2006 r. działalnością ciepłowniczą objęło te, które posiadały ważną koncesję Prezesa URE na działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przesyłania i dystrybucji oraz obrotu ciepłem (art. 32 ust. 1 Prawa energetycznego). Były to nie tylko przedsiębiorstwa typowo ciepłownicze, ale również przemysłowe i usługowe, w których działalność ciepłownicza stanowiła zaledwie ułamek, czasem bardzo niewielki, całej ich działalności gospodarczej.

Podstawą badania są dane uzyskane od koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych za pomocą specjalnego formularza – „Sprawozdanie z działalności wytwórców, dystrybutorów i przedsiębiorstw obrotu ciepłem w roku sprawozdawczym”, który obejmuje 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,
- nakładów inwestycyjnych na modernizację, rozwój i ochronę środowiska w zakresie działalności ciepłowniczej oraz źródeł finansowania tych nakładów, oraz dane dotyczące wytwarzania w skojarzeniu energii elektrycznej i ciepła.

Informacje o energii elektrycznej i cieple wytworzonych w skojarzeniu posłużyły do obliczenia średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła oraz na rynku konkurencyjnym, które Prezes URE jest zobowiązany publikować do 31 marca każdego roku (art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. a i b ustawy – Prawo energetyczne).

3) 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.

1) Pod koniec 2005 r. zawarto porozumienie między Ministrem Gospodarki a Prezesem URE precyzujące zasady współfinansowania wspólnych przedsięwzięć statystycznych realizowanych w ramach Programu Badań Statystycznych Statystyki Publicznej. Porozumienie to zobowiązuje również do corocznego ustalenia zakresu wyników badań udostępnianych przez Ministra Gospodarki Prezesowi URE.

2) Rozporządzenie Rady Ministrów z 5 września 2006 r. (Dz. U. Nr 170, poz. 1219).

Wzór formularza oraz objaśnienia do niego umieszczone były na stronach internetowych URE. Zebrane informacje zostały przetworzone elektronicznie i zasilili bazę informacyjną Urzędu. Nadzór organizacyjny i merytoryczny nad przebiegiem badania sprawowała centrala URE, natomiast oddziały terenowe URE zajęły się zebraniem i weryfikacją kompletności oraz poprawności danych przekazanych przez przedsiębiorstwa.

Tabela 1. Liczba przedsiębiorstw, które wzięły udział w badaniu w 2006 r.

Oddziały terenowe URE	Liczba koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych	Liczba przedsiębiorstw, które wypełniły sprawozdanie
OT Warszawa	52	51
OT Szczecin	58	57
OT Gdańsk	68	68
OT Poznań	77	77
OT Lublin	52	52
OT Łódź	56	56
OT Wrocław	53	51
OT Katowice	86	77
OT Kraków	75	73
RAZEM	577	562

Źródło: URE.

W badaniu wyniki uzyskano od 562 podmiotów, tj. od 97% przedsiębiorstw, które w tym roku posiadały ważne koncesje Prezesa URE na działalność związaną z zaopatrzeniem w ciepło. Brak informacji od niektórych przedsiębiorstw wynikał z faktu, że nie wszystkie przedsiębiorstwa, które miały koncesje w 2006 r., zajmowały się w tym czasie koncesjonowaną działalnością ciepłowniczą.

Szacuje się, że spośród przedsiębiorstw prowadzących działalność związaną z zaopatrzeniem odbiorców w ciepło, ok. 60% ma koncesję Prezesa URE, a obszar regulowany obejmuje ok. 80% całkowitej produkcji cie-

pła w kraju oraz 96% łącznej sprzedaży ciepła. Reszta podmiotów pozostaje poza obszarem regulacji. Są to przede wszystkim podmioty nie podlegające koncesjonowaniu w rozumieniu ustawy – Prawo energetyczne.

Dane zebrane w tym badaniu zostały przekazane do Ministerstwa Gospodarki i zasilili krajową bazę gospodarki paliwowo-energetycznej. Wyniki przedstawiono obszernie w wydawnictwie Prezesa URE „Energetyka ciepła w liczbach – 2006” opublikowanym w lipcu 2007 r.⁴⁾ W publikacji, będącej przede wszystkim zbiorem tablic statystycznych, znalazła się również syntetyczna charakterystyka podstawowych tendencji zaobserwowanych w energetyce ciepłej w 2006 r., oraz informacje o sposobie badania, szczegółowe uwagi metodyczne, a także wzór formularza poboru danych wraz z objaśnieniami. W zestawieniach tabelarycznych pokazano wyniki badań zagregowane według wybranych zasad klasyfikacji przedsiębiorstw⁵⁾. Abstrakt publikacji / Syntetyczna charakterystyka (wybrane tabele i rysunki) koncesjonowanego ciepłownictwa w 2006 r. ukazał się również w Biuletynie URE⁶⁾.

W grudniu 2007 r. rozpoczęto przygotowania do następnego badania koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych, które odbędzie się w 2008 r. Został przygotowany formularz i objaśnienia dla przedsiębiorstw do umieszczenia na stronie internetowej URE.

Prezes URE działa „przy otwartej kurtynie”, czyli kieruje się zasadą przejrzystości i dialogu zarówno z podmiotami gospodarczymi, jak i indywidualnymi odbiorcami paliw i energii. Zasada ta jest jedną z najważniejszych w dziedzinie regulacji i ma decydujący wpływ na prowadzoną politykę informacyjną w kontekście społecznej kontroli nad działalnością regulatora.

Działania informacyjno-promocyjne prowadzone są zgodnie z celami i kompetencjami Prezesa URE wyznaczonymi Prawem energetycznym. Ich założeniem jest popularyzowanie procesu regulacji oraz wiedzy o prorynkowej transformacji sektora.

2. DZIAŁALNOŚĆ INFORMACYJNO-PROMOCYJNO-PATRONACKA, UDZIAŁ W KONFERENCJACH

Stanowiska i Komunikaty Prezesa URE

W 2007 r. opublikowane zostały 23 Stanowiska i Komunikaty Prezesa URE. Ich cechą charakterystyczną i jednocześnie największym walorem jest fakt, że docierają one do zainteresowanych z dniem publikacji. W pierwszej kolejności publikowane są na stronie internetowej Urzędu, a następnie w Biuletynie URE. Z tej właśnie przyczyny Prezes URE wykorzystuje obie formy komunikacji, jeżeli zajdzie potrzeba szybkiego przekazania informacji lub opinii na dany temat. Publikując zajęte przez siebie stanowiska Prezes URE starał się wpływać na zachowanie podmiotów funkcjonujących na rynku energii, niejednokrotnie inicjował kierunek potrzebnych działań lub wskazy-

wał, które z nich uważa za niepożądane. Komunikaty Prezesa URE służą najczęściej przekazaniu informacji ważnych dla wszystkich uczestników rynku energii.

4) Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, „Energetyka ciepła w liczbach – 2006”, Warszawa, lipiec 2007. Ogółem ukazały się cztery pozycje. Pierwsza publikacja ukazała się w marcu 2004 r. w ramach serii wydawniczej: Prezes URE – Biblioteka Regulatora, następne począwszy od lipca 2004 r. publikowane są w odrębnej serii wydawniczej.

5) Wykorzystuje się następujące kryteria: wskaźnik zaangażowania w ciepłowniczą działalność energetyczną (WZDE), formę prawną, rodzaj działalności (posiadane koncesje), klasę Polskiej Klasyfikacji Działalności (PKD), województwo czy wreszcie obszar działania oddziałów terenowych URE.

6) A. Buńczyk, A. Daniluk, „Energetyka ciepła w liczbach – 2006”, Biuletyn URE Nr 5/2007.

W wielu z nich informowano na temat zmian cen i stawek opłat za poszczególne nośniki energii.

Treść wszystkich opublikowanych Stanowisk i Komunikatów Prezesa URE znaleźć można na stronie internetowej Urzędu (www.ure.gov.pl), w zakładce „Stanowiska i Komunikaty”.

Działalność wydawnicza

W 2007 r. wydano – na podstawie art. 31 ustawy – Prawo energetyczne – sześć kolejnych numerów dwumiesięcznika Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki, w których zamieszczano informacje o podmiotach ubiegających się o koncesję, o podjętych decyzjach w sprawach koncesji i taryf dla przedsiębiorstw koncesjonowanych oraz o rozstrzygnięciach Prezesa URE w sprawach spornych wraz z uzasadnieniem tych decyzji.

Publikowano także materiały problemowe poświęcone zagadnieniom prawnym z dziedziny regulacji energetyki, a także artykuły i opracowania analityczne dotyczące liberalizacji rynku, promowania konkurencji, regulacji sektora w Unii Europejskiej. Podejmowane były ponadto problemy racjonalnego użytkowania paliw i energii, a także związanej z nimi szeroko pojętej ochrony środowiska naturalnego. Problemy te odnosiły się nie tylko do przypadków szczególnych, jak np. wymiany urządzeń na energooszczędne, ale także do zwiększenia efektywności sektora energetycznego, co oznacza w konsekwencji poprawę konkurencyjności całej gospodarki. Artykuły propagujące odnawialne źródła energii postulowały ograniczenie stosowania paliw kopalnych, a co za tym idzie, ochronę środowiska przed szkodliwymi emisjami gazów i pyłów. Autorami artykułów byli w większości pracownicy urzędu, chociaż łamy Biuletynu są otwarte i na innych autorów. Wszystkie Biuletyny URE zamieszczono na stronie internetowej Urzędu, w zakładce „Publikacje”.

Warto podkreślić, że artykuły przygotowywane przez pracowników Urzędu na potrzeby Biuletynu cieszą się dużym zainteresowaniem, o czym może świadczyć imponująca liczba przedruków na łamach czasopism branżowych oraz na stronach internetowych poświęconych sektorowi energetycznemu⁷⁾.

Kolejną publikacją urzędową są: „Biuletyn Branżowy Urzędu Regulacji Energetyki – Energia elektryczna” oraz „Biuletyn Branżowy Urzędu Regulacji Energetyki – Paliwa gazowe”. Do końca 2007 r. wydano odpowiednio 55 i 41 numerów, każdy w nakładzie 100 egzemplarzy. Zawierały one zatwierdzone przez Prezesa URE taryfy, zmiany obowiązujących taryf, decyzje odmowne co do ich zatwierdzenia, informacje o umorzeniu postępowania w sprawie ich zatwierdzenia, decyzje odmowne co do zmiany taryf, decy-

zje odmowne co do zwolnienia z obowiązku przedłożenia taryfy do zatwierdzenia oraz informacje o innych decyzjach dotyczących taryf. Wszystkie biuletyny branżowe były na bieżąco prezentowane na stronie internetowej URE. Decyzje Prezesa URE przyznające lub zmieniające koncesje przedsiębiorstwom ciepłowniczym oraz zatwierdzone taryfy opublikowane zostały we właściwych terytorialnie wojewódzkich dziennikach urzędowych.

Internet jako element polityki informacyjnej

Istotnym elementem komunikacji jest oficjalna strona internetowa Urzędu, na której publikowane były, oprócz wspomnianych wcześniej Stanowisk i Komunikatów, Biuletynów i publikacji z serii „Biblioteka Regulatora”, również inne informacje ściśle związane z regulacją sektora energetycznego w Polsce, co sprzyjało niewątpliwie przestrzeganiu zasady przejrzystości działań Regulatora. Działania te spotkały się z uznaniem nie tylko dużych przedsiębiorców (pod kątem których zamieszczano liczne opinie i informacje mające na celu przypomnienie przedsiębiorstwom energetycznym o ciąży na nich obowiązkach oraz wyjaśnianie wątpliwości co do sposobu ich realizacji), ale także indywidualnych odbiorców energii oraz przedstawicieli mediów korzystających na co dzień z informacji dostępnych na stronach internetowych URE.

W celu usprawnienia procedury wydawania koncesji w 2007 r. w URE przygotowano pakiety informacyjne dla przedsiębiorców zamierzających prowadzić koncesjonowaną działalność gospodarczą w zakresie paliw gazowych i energii elektrycznej (w tym wytwarzania energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii oraz w kogeneracji) zawierające m.in. informacje dotyczące warunków, które powinien spełniać przyszły koncesjonariusz, wysokości opłaty skarbowej oraz wykaz informacji i dokumentów, jakie należy dołączyć do wniosku koncesyjnego. W zakresie paliw ciekłych został opracowany wykaz dokumentów, które należy dołączyć do wniosku o udzielenie koncesji. Powyższe informacje udostępnione zostały na stronie internetowej URE. Dodatkowo dla przedsiębiorców zamierzających ubiegać się o koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii oraz w kogeneracji zostały opracowane i udostępnione wzory wniosków o udzielenie koncesji na ww. działalność, a także wzory wniosków o zmianę już posiadanych koncesji w tym zakresie.

W związku z upływem okresu ważności koncesji wydanych przez Prezesa w 1998 r. na okres 10 lat, w URE przygotowano i opublikowano na stronie internetowej „Informację w sprawie przygotowania wniosku o przedłużenie ważności koncesji”.

W związku z procesem wyznaczania operatorów systemów dystrybucyjnych w 2007 r. na stronach in-

7) Np. www.cire.pl, www.wnp.pl.

ternetowych URE zostały zamieszczone następujące informacje i komunikaty:

- Informacja z 21 maja 2007 r. w sprawie wyznaczenia przez Prezesa URE Operatorów Systemów Dystrybucyjnych (OSD), zawierająca wytyczne dla przedsiębiorców ubiegających się o wyznaczenie prawnie wydzielonych OSD,
- Komunikat z 1 lipca 2007 r. w sprawie wyznaczenia operatorów systemów dystrybucyjnych, zawierający wykaz OSD wyznaczonych w czerwcu 2007 r.

Ponadto, realizując wynikającą z art. 8 Kodeksu postępowania administracyjnego zasadę pogłębiania zaufania obywateli do organów Państwa, a także ogólną zasadę oddziaływania organów Państwa na świadomość i kulturę prawną obywateli, Prezes URE w 2007 r. trzykrotnie (w marcu, lipcu i październiku) skierował do wytwórców biokomponentów i producentów paliw ciekłych i biopaliw ciekłych pismo przypominające o obowiązku złożenia, w terminie do 45 dni po zakończeniu kwartału, sprawozdania kwartalnego odpowiednio za I, II i III kwartał 2007 r., sporządzonego na podstawie faktur VAT lub innych dokumentów. W piśmie wskazano, że sprawozdanie należy przesłać w formie pisemnej na adres Urzędu oraz ewentualnie w formie elektronicznej, w układzie formularzy DPE-4.1 albo DPE-4.2 dostępnych na stronie internetowej Urzędu. Jednocześnie przypomniano wytwórcom i producentom, że niezłożenie w terminie sprawozdania kwartalnego lub podanie w tym sprawozdaniu nieprawdziwych danych, podlega karze pieniężnej wymierzonej przez Prezesa URE. Pisma przypominające o konieczności złożenia sprawozdań wraz z formularzami odpowiednio: DPE-4.1 oraz DPE-4.2 zostały wysłane do wytwórców wpisanych do rejestru prowadzonego na podstawie art. 4 ust. 2 ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych przez Prezesa Agencji Rynku Rolnego oraz do producentów paliw ciekłych i biopaliw ciekłych posiadających koncesje Prezesa URE na wytwarzanie paliw ciekłych.

Współpraca z mediami

Mając na uwadze zasadę przejrzystości działań Prezesa URE, kierownictwo Urzędu udzieliło mediom, zarówno ogólnopolskim, jak i lokalnym, szeregu wypowiedzi i wywiadów.

Nasilenie kontaktów z mediami miało miejsce przede wszystkim podczas zatwierdzania przez Prezesa URE taryf dla energii elektrycznej spółkom dystrybucyjnym. Zainteresowanie mediów skupiało się także na problemie rozwiązania kontraktów długoterminowych, dostępie do usług przesyłowych (zasadzie TPA), rynku bilansującym, monitorowaniu rynku energii elektrycznej, oraz liberalizacji rynków energii elektrycznej i gazu (w tym pełnym otwarciu rynków z 1 lipca 2007 r. i problematyce zmiany sprzedawcy). Szczególny charakter miała realizowana przede wszystkim przez oddziały terenowe Urzędu współpraca z prasą lokalną, dzięki której można było dosyć łatwo dotrzeć do bezpośredniego odbiorcy z ważnymi dla regulacji treściami.

Udział w wydarzeniach w kraju i za granicą jako element polityki informacyjnej

Istotne znaczenie dla działalności informacyjno-promocyjnej ma uczestnictwo Prezesa URE lub jego przedstawicieli w organizowanych konferencjach naukowo-technicznych, seminariach i sympozjach z udziałem środowisk energetycznych. W trakcie takich przedsięwzięć słuchaczami są głównie osoby reprezentujące przedsiębiorstwa energetyczne, czyli dostawców paliw i energii, co daje okazję bezpośredniego dotarcia do nich i przedstawienia im wybranych zagadnień. W 2007 r. przedstawiciele Prezesa URE wygłosili liczne referaty obejmujące swoją tematyką realizację obowiązków regulacyjnych czy też konieczność upowszechniania kwestii związanych z racjonalizacją użytkowania energii.

Ponadto przedstawiciele Prezesa URE uczestniczyli w licznych konferencjach, odczytach i wykładach, w szczególności nt. systemu elektroenergetycznego, w tym źródeł odnawialnych i kogeneracyjnych, rynku paliw i biopaliw ciekłych.

3. DZIAŁALNOŚĆ RZECZNIKA ODBIORCÓW PALIW I ENERGII

Rzecznik realizuje zadania (określone w regulaminie Urzędu), wśród których jest udzielanie informacji i pomoc odbiorcom paliw gazowych i energii w ich stosunkach z przedsiębiorstwami energetycznymi, współpraca z przedsiębiorstwami energetycznymi oraz instytucjami i organizacjami konsumenckimi w zakresie ochrony interesów odbiorców.

Zadania informacyjne Rzecznik realizuje w różny sposób, poprzez bezpośrednie odpowiedzi na przysłane przez odbiorców problemy oraz przekazywanie informacji adresowanych do szerszego grona odbior-

ców w „Poradniku odbiorcy”, zamieszczonym na stronie internetowej Urzędu.

W „Poradniku” przekazywane są istotne dla odbiorców informacje. Można tam znaleźć stanowiska Prezesa URE bezpośrednio dotyczące spraw odbiorców, odpowiedzi na powtarzające się pytania oraz szersze omówienia najczęściej spotykanych problemów, są także dostępne artykuły omawiające zagadnienia mogące zainteresować odbiorców. Oddzielnym działem poradnika jest „Oszczędzanie energii”, w którym poza praktycznymi informacjami dotyczą-

cymi oszczędzania energii w gospodarstwach domowych, znajdują się informacje – adresowane do średnich i dużych odbiorców energii – o programach oszczędzania energii i o organizacjach propagujących tę ideę.

Pomocy u Rzecznika szukają przede wszystkim odbiorcy mediów energetycznych zużywanych na potrzeby gospodarstw domowych, ale także osoby prowadzące działalność gospodarczą, przedstawiciele przedsiębiorstw, spółdzielni oraz wspólnot mieszkaniowych⁸⁾. Powiatowi lub miejscy rzecznicy konsumentów, inne urzędy administracji publicznej oraz przedstawiciele stowarzyszeń konsumenckich także przekazują Rzecznikowi pisma odbiorców mediów energetycznych.

Udzielanie odpowiedzi przez Rzecznika odbywa się poprzez kierowanie do odbiorców pisemnych wyjaśnień (452 wysłanych) lub udzielania porad podczas rozmów telefonicznych oraz wizyt (1000 udzielonych) co oznacza, że w 2007 r. Rzecznik zajął się łącznie 1452 sprawami.

W poszczególnych grupach tematycznych zestawienie najczęściej poruszanych przez odbiorców problemów przedstawia się następująco:

W grupie problemowej „Taryfy, rozliczenia” mieszczą się pytania odbiorców m.in. dotyczące okresów rozliczeniowych, pozycji umieszczanych na fakturach, możliwości rozliczeń w oparciu o prognozowane wielkości zużycia, poprawności kwalifikacji do grupy taryfowej, zasad rozliczania w przypadkach uszkodzenia pomiarów. Wiele zgłaszanych zagadnień z tej grupy było spowodowanych zmianami strukturalnymi w przedsiębiorstwach elektroenergetycznych i gazowniczych (rozdział dystrybucji i obrotu), zmianą długości okresów rozliczeniowych i rozpoczęciem wystawiania przez niektóre przedsiębiorstwa rachunków opartych na prognozie zużycia. Dwa ostatnie przypadki dotyczyły głównie przedsiębiorstw gazowniczych.

W kategorii „Standardy” mieszczą się zarówno przypadki dotyczące jakości dostarczanych nośników energii (w przypadku energii elektrycznej skargi

Tabela 2. Energia elektryczna – problemy odbiorców

Wyszczególnienie	Nielegalny pobór	Taryfy, rozliczenia	Przyłączenia	Standardy	Instalacje, urządzenia
liczba	227	173	165	120	70
udział [w %]	23	18	17	12	7

Źródło: URE.

Tabela 3. Gaz – problemy odbiorców

Wyszczególnienie	Taryfy, rozliczenia	Przyłączenia	Standardy	Umowy	Instalacje, urządzenia
liczba	110	25	21	13	10
udział [w %]	56	13	11	7	5

Źródło: URE.

Tabela 4. Ciepło – problemy odbiorców

Wyszczególnienie	Podział kosztów	Taryfy, rozliczenia	Instalacje, urządzenia	Umowy	Standardy
liczba	52	41	27	18	7
udział [w %]	34	26	17	12	5

Źródło: URE.

Najwięcej przekazanych przez odbiorców spraw dotyczyło energii elektrycznej – 985, a następnie gazu – 195 oraz ciepła – 155. Rzecznik odpowiedział także w 108 przypadkach na inne, różne pytania odbiorców, dotyczące ogólnych zagadnień regulacji energetyki oraz paliw ciekłych.

8) Skargi, pytania i prośby odbiorców kierowane są za pomocą poczty, poczty internetowej, telefonu, faksu lub podczas bezpośrednich wizyt u Rzecznika.

najczęściej dotyczyły zbyt niskiego lub zbyt wysokiego napięcia i przerw w dostawie energii, a w odniesieniu do gazu były to skargi na zbyt niskie ciepło spalania dostarczanego paliwa), jak i dotyczące standardów obsługi odbiorców. Zanotowano stosunkowo dużą liczbę skarg na długi termin oczekiwania na odpowiedź na złożone reklamacje rachunków, skargi na zmniejszenie lub całkowitą likwidację punktów kasowych prowadzonych przez przedsiębiorstwa (szczególnie uskarżają się na to osoby starsze),

a także na trudności z komunikacją z telefonicznymi centrami obsługi klientów (bardzo długi czas oczekiwania na zgłoszenie się osób obsługujących centrum, po uprzednim „przyjęciu” połączenia przez automat zgłoszeniowy; oznacza to, że czas oczekiwania płacony był przez odbiorcę).

„Instalacje, urządzenia” obejmuje zagadnienia dotyczące warunków, jakim powinny odpowiadać instalacje odbiorcze, określenia granicy odpowiedzialności za poszczególne instalacje, parametrów układów pomiarowo-rozliczeniowych, na kim ciąży obowiązek zainstalowania tych układów oraz kto ponosi koszty legalizacji urządzeń pomiarowych.

Tradycyjnie bardzo dużo (227 przypadków) pytań dotyczyło możliwości obrony przed oskarżeniem przez przedsiębiorstwa energetyczne o nielegalny pobór energii elektrycznej. W przypadku dostaw gazu i ciepła problem ten występuje sporadycznie (łącznie zarejestrowano pięć takich przypadków).

W zakresie ciepła stosunkowo dużo było pytań dotyczących zasad rozliczeń kosztów podziału ciepła w budynkach wielolokalowych (52 przypadki). W tej sprawie, podobnie jak w poprzedniej dotyczącej nielegalnego poboru, rozstrzyganie sporów powstałych na tym tle nie leży w kompetencjach Prezesa URE, lecz należy do kompetencji innych organów.

W 2007 r. dało się zaobserwować znaczący wzrost zainteresowania treściami umów i co jest pocieszające, były to pytania o zasadność umieszczenia zapisów w projektach umów przedstawianych przez przedsiębiorstwa energetyczne, a więc w fazie, gdy odbiorca ma możliwość wpływania na ostateczny kształt umowy. Ponadto były też pytania o możliwości rozwiązywania umów zarówno przez przedsiębiorstwa, jak i przez odbiorców i o możliwości wyboru grupy taryfowej.

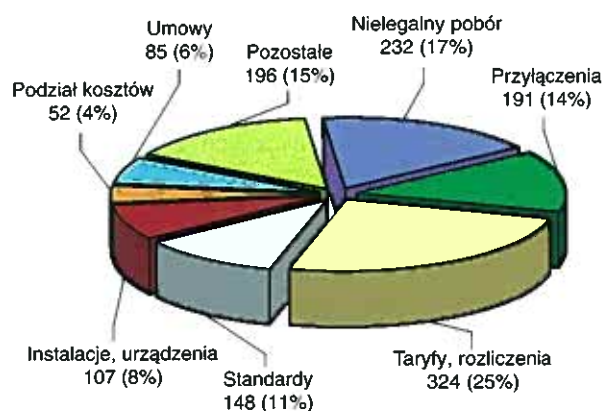
Na rysunku 1 przedstawiona jest struktura poruszonych przez odbiorców problemów.

Warto zwrócić uwagę, że także (poza działającą infolinią poświęconą tej problematyce) do Rzecznika kierowane były pytania dotyczące problematyki zmiany sprzedawcy (63).

Odbiorców interesowały ponadto inne zagadnienia związane z: kompetencjami Prezesa URE, zakresami prowadzenia działalności energetycznej bez konieczności uzyskiwania koncesji, pobieraniem energii od przedsiębiorstwa niekoncesjonowanego i zasadami prowadzenia rozliczeń, zasadami rozliczania podnajemców z pobranej energii, normami dotyczącymi instalacji grzewczych w budynkach, normatywnych temperatur w instalacjach ciepłej wody.

W 2007 r. do Rzecznika zwracali się także dziennikarze z różnych mediów z prośbami o wyjaśnienia problemów odbiorców energii i gazu (33 razy). Najczęściej były to sprawy zgłaszane przez czytelników, słuchaczy lub widzów do różnych redakcji i dotyczy-

Tematy zgłoszone przez odbiorców w 2007 r.



Rysunek 1. Problemy odbiorców w 2007 r.

ły m.in. tematyki przyłączy do sieci, jakości dostarczanej energii. Szczególnie eksponowanym zagadnieniem w roku sprawozdawczym była liberalizacja rynku energii i związana z tym możliwość wyboru sprzedawcy energii.

Wśród spraw skierowanych do Rzecznika były pisma przysłane z innych urzędów, które w całości lub części dotyczyły problemów związanych z różnymi aspektami dostarczania nośników energii. W 2007 r. przekazanych zostało 37 takich spraw, przy czym większość nadesłało Ministerstwo Gospodarki, a następnie: Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów, Kancelaria Prezesa Rady Ministrów, Ministerstwo Spraw Wewnętrznych, Ministerstwo Sprawiedliwości i Ministerstwo Finansów.

W ubiegłym roku łącznie w 44 sprawach zwrócili się do Rzecznika powiatowi lub miejscy rzecznicy konsumentów lub przedstawiciele stowarzyszeń konsumenckich. Przekazane przez nich sprawy dotyczyły głównie problemów nielegalnego poboru energii elektrycznej, sposobu podziału kosztów ciepła w budynkach wielolokalowych, odpowiedzialności za skutki niedotrzymania napięcia dostarczanej energii elektrycznej oraz spraw kwalifikacji odbiorców do grup taryfowych.

W 2007 r. w ramach współpracy ze Stowarzyszeniem Konsumentów Polskich na łamach wydawanego przez Stowarzyszenie biuletynu zamieszczane były artykuły Rzecznika przybliżające problematykę energetyczną, ze szczególnym zwróceniem uwagi na uprawnienia odbiorców paliw i energii. Rzecznik w 2007 r. czynnie uczestniczył w organizowanym przez URE cyklu konferencji (warsztatów) przeznaczonych dla powiatowych i miejskich rzeczników konsumentów, których celem było przedstawienie zasad funkcjonowania rynku energii, zasad wyboru sprzedawcy energii oraz przekazanie informacji o zmianach strukturalnych przedsiębiorstw energetycznych.

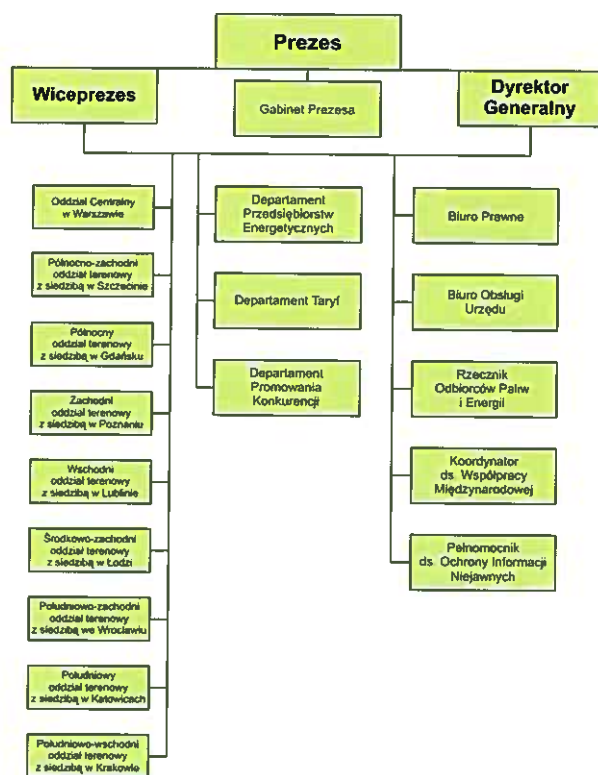
CZĘŚĆ IV. FUNKCJONOWANIE URZĘDU

Ustawa – Prawo energetyczne powołując do życia organ administracji rządowej – Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, powierzyła mu „zadania z zakresu spraw regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji”. Swoje kompetencje Prezes URE realizuje przy pomocy Urzędu Regulacji Energetyki (URE), którego struktura została ukształtowana tak, żeby optymalizować wykorzystanie zasobów materialnych (rzeczowych i finansowych) oraz kadrowych. Prezes URE kieruje Urzędem z pomocą Wiceprezesa, Dyrektora Generalnego oraz dyrektorów komórek or-

ganizacyjnych. Prezes URE nadzoruje bezpośrednio prace Gabinetu Prezesa, do którego podstawowych zadań należy wsparcie w realizacji ustawowych zadań i polityki rządu w zakresie regulacji energetyki, koordynowanie przygotowywania materiałów i dokumentów na posiedzenia Rady Ministrów oraz jej komitetów, rad i zespołów, przygotowywania odpowiedzi na interpelacje i zapytania posłów i senatorów, dezyderaty komisji sejmowych i senackich, przygotowywanie sprawozdań i materiałów do publikacji oraz realizacja polityki informacyjno-promocyjnej Prezesa URE.

1. ORGANIZACJA WEWNĘTRZNA URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

Aktualna struktura organizacyjna URE została określona w statucie¹⁾ i przedstawiona jest na poniższym schemacie:



Rysunek 1. Schemat organizacyjny URE

Zgodnie ze statutem URE, organizację wewnętrzną, zakres zadań i tryb pracy komórek organizacyjnych, wyodrębnionych stanowisk i oddziałów, o któ-

rych mowa w ust. 1 i 2, określa regulamin organizacyjny nadany przez Prezesa na wniosek Dyrektora Generalnego Urzędu²⁾.

1.1. Departamenty przedmiotowe

W strukturze organizacyjnej URE funkcjonują obecnie trzy departamenty:

1. Departament Przedsiębiorstw Energetycznych, realizujący zadania w zakresie:

- udzielania, zmian, cofania lub stwierdzania wygaśnięcia koncesji (promesy koncesji) na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłania, dystrybucji i magazynowania oraz obrotu paliwami i energią elektryczną, przygotowywania decyzji nakazujących dalsze prowadzenie działalności po wygaśnięciu koncesji oraz kontrolowania przestrzegania warunków prowadzenia działalności objętej obowiązkiem uzyskania koncesji,
- powiadamiania Zarządcy Rozliczeń SA o przypadkach wygaśnięcia lub cofnięcia koncesji wytwórcom KDT,
- wyznaczania operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych,
- udzielania zgody na budowę gazociągu bezpośredniego lub linii bezpośredniej,
- uzgadniania planów wprowadzania ograniczeń w poborze paliw gazowych oraz energii elektrycznej opracowanych przez operatorów systemu przesyłowego elektroenergetycznego,
- zatwierdzania planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego i ich aktualizacji.

1) Statut Urzędu Regulacji Energetyki stanowi załącznik do Zarządzenia Ministra Gospodarki z 1 października 2007 r. w sprawie nadania statutu Urzędowi Regulacji Energetyki.

2) Aktualnie obowiązujący regulamin organizacyjny URE jest załącznikiem do Zarządzenia Nr 2/2007 Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z 9 listopada 2007 r. w sprawie ustalenia regulaminu organizacyjnego Urzędu Regulacji Energetyki.

- cji, opracowywanych przez operatorów systemów przesyłowych gazowych, operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych oraz operatorów systemów połączonych gazowych,
- wydawania i umarzania świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytwarzanej w źródłach odnawialnych i w wysokosprawnej kogeneracji, we współpracy z operatorami systemu elektroenergetycznego i towarową giełdą energii, oraz postanowień o odmowie wydania takich świadectw,
 - monitorowania realizacji przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, świadectw pochodzenia z kogeneracji oraz uiszczenia opłat zastępczych,
 - obliczania i ogłaszania jednostkowych opłat zastępczych,
 - wydawanie aktów powołania i odwołania komisji kwalifikacyjnych,
 - monitorowania rynku biokomponentów, paliw ciekłych i biopaliw ciekłych oraz sporządzanie raportów,
 - gromadzenia informacji o handlowcach i producentach ropy naftowej i paliw,
 - prowadzenia kontroli zapasów paliw stałych.
2. Departament Taryf, realizujący zadania w zakresie:
- rozpatrywania wniosków przedsiębiorstw energetycznych o zatwierdzenie taryf dla paliw gazowych i energii elektrycznej, kontrolowania stosowania taryf zatwierdzonych oraz rozpatrywania spraw spornych pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi, mających związek z realizacją zatwierdzonych taryf a także wymierzanie kar pieniężnych przedsiębiorstwom na podstawie art. 56 Prawa energetycznego,
 - ustalania: (a) współczynników korekcyjnych określających projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego, (b) okresu obowiązywania taryf i współczynników korekcyjnych, (c) wysokości uzasadnionego zwrotu z kapitału przedsiębiorstwom energetycznym przedkładającym taryfę do zatwierdzenia, (d) maksymalnego udziału opłat stałych w łącznych opłatach za świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji dla poszczególnych grup odbiorców w taryfach dla paliw gazowych i energii elektrycznej, w przypadkach gdy wymaga tego ochrona interesów odbiorców,
 - opracowywania metodyki analiz porównawczych oraz projekcji finansowych dla potrzeb regulacji przedsiębiorstw zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych i energii elektrycznej,
 - ustalania metod kontroli i przygotowywanie projektów działań dla poprawy efektywności przedsiębiorstw energetycznych,
 - monitorowania wypełniania przez przedsiębiorstwo energetyczne obowiązków w zakresie sposobu prowadzenia ewidencji księgowej,
 - określania kryteriów ekonomicznych i technicznych warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznych i gazowych oraz kryteriów oceny dokonywania napraw tych sieci,
 - uzgadniania projektów planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych i energii elektrycznej,
 - weryfikacji informacji oraz ustalania wielkości obowiązkowych zapasów paliw gazowych, przedstawianych przez przedsiębiorstwo wykonujące działalność w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą lub podmiot dokonujący przywozu gazu ziemnego z zagranicy,
 - ustalanie, w drodze decyzji, wielkości obowiązkowych zapasów gazu ziemnego,
 - realizacji obowiązków wynikających z przepisów rozporządzeń Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej oraz realizacji obowiązków w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego.
3. Departament Promowania Konkurencji, realizujący zadania w zakresie:
- działania na rzecz promowania konkurencji i przeciwdziałania negatywnym skutkom naturalnych monopolii, w tym wypracowywanie standardów praktycznej realizacji prawa wyboru sprzedawcy,
 - rozstrzygania sporów dotyczących usług polegających na przesyłaniu paliw gazowych lub energii elektrycznej, magazynowaniu paliw gazowych, transporcie gazu ziemnego siecią gazociągów kopalnianych, skraplaniu i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego oraz postępowań o czasowe zwolnienie z obowiązku świadczenia tych usług, ograniczenie go lub o zwolnienie ze świadczenia go w odniesieniu do tzw. nowej infrastruktury,
 - realizacji obowiązków wynikających z przepisów Rozporządzenia 1228/2003/WE oraz 1775/2005/WE,
 - zatwierdzania instrukcji ruchu i eksploatacji sieci w zakresie bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi,
 - monitorowania funkcjonowania systemu gazowego i elektroenergetycznego w zakresie wypełniania przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych ich zadań, w tym w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego,
 - kontrolowania przedsiębiorstw wykonujących działalność w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą lub podmiotów dokonujących przywozu gazu ziemnego z zagranicy, a także przedsiębiorstw wykonujących działalność w zakresie

magazynowania gazu ziemnego, w zakresie wykonania obowiązku utrzymania wymaganych przepisami zapasów gazu ziemnego,

- realizacji zadań Prezesa URE związanych z likwidacją kontraktów długoterminowych w elektroenergetyce,
- monitorowania i oceny bezpieczeństwa dostarczania paliw gazowych i energii elektrycznej,
- organizowania i przeprowadzania przetargów dotyczących:
 - wyłaniania sprzedawców z urzędu;
 - budowy nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej i realizacji przedsięwzięć zmniejszających zapotrzebowanie na energię elektryczną,
- gromadzenia i przetwarzania danych o gospodarce energetycznej,
- gromadzenia informacji o projektach inwestycyjnych będących w obszarze zainteresowania Unii Europejskiej i przekazywanie ich do Komisji Europejskiej,
- przekazywania do Komisji Europejskiej informacji o ilości energii importowanej z państw niebędących członkami Unii Europejskiej,
- publikowania informacji służących zwiększeniu efektywności użytkowania paliw i energii,
- przygotowania wniosków do Komisji Europejskiej o stwierdzenie, że przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się tworzeniem sieci przeznaczonych do świadczenia usług związanych z wytwarzaniem, przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej, gazu lub ciepła lub dostarczaniem energii elektrycznej, gazu lub ciepła do takich sieci lub zarządzaniem takimi sieciami, prowadzi działalność na rynku konkurencyjnym.



Rysunek 2. Zasięg terytorialny oddziałów terenowych URE
(Źródło: URE)

Z roku na rok poszerzał się katalog spraw powierzanych oddziałom terenowym, co wynikało z rosnącej liczby zadań stawianych przed Prezesem URE (ilościowa charakterystyka aktywności oddziałów terenowych w 2007 r. została przedstawiona w Aneksie 1 do Sprawozdania). Jednocześnie, pomimo zasadniczego wzrostu ilości zadań powierzanych oddziałom terenowym, liczba pracowników w nich zatrudnionych nie zwiększała się, a w przypadku niektórych oddziałów nawet się zmniejszała.

Poniżej w formie „metryczek” przedstawione są podstawowe informacje o poszczególnych oddziałach terenowych z uwzględnieniem liczby zatrudnionych w nich osób i liczby przedsiębiorstw regulowanych w obszarze działania danego oddziału.

Nazwa oddziału terenowego	Oddział Centralny
Siedziba	Warszawa
Liczba zatrudnionych w oddziale	17
Teren działania	woj. mazowieckie
Liczba koncesjonariuszy ogółem	1664
w tym: elektroenergetyka	130
gazownictwo	30
ciepłownictwo	51
paliwa ciekłe	1453

1.2. Jednostki terytorialne

W strukturze URE funkcjonuje dziewięć oddziałów terenowych, działających na obszarach uwidoczniowanych na rysunku 2.

Początkowo zakres zadań realizowanych samodzielnie przez oddziały terenowe był węższy niż obecnie i poza prowadzeniem postępowań w sprawach: zatwierdzania taryf dla ciepła, udzielenia koncesji na działalność w zakresie zaopatrzenia odbiorców w ciepło oraz sporów w trybie art. 8 ust. 1 Prawa energetycznego, obejmował m.in. rozpatrywanie skarg na działalność przedsiębiorstw energetycznych (energia elektryczna, ciepło i gaz), przygotowywanie dla Prezesa URE informacji, dokumentów i opinii dotyczących projektów planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych oraz analizowanie zjawisk lokalnych, kontakty z administracją terenową i przedstawicielami sektora oraz działalność informacyjną na rzecz poszczególnych odbiorców.

Nazwa oddziału terenowego	Południowo-Wschodni OT
Siedziba	Kraków
Liczba zatrudnionych w oddziale	17
Teren działania	woj. małopolskie woj. podkarpackie
Liczba koncesjonariuszy ogółem	1252
w tym: elektroenergetyka	103
gazownictwo	12
ciepłownictwo	72
paliwa ciekłe	1065

Nazwa oddziału terenowego	Północno-Zachodni OT
Siedziba	Szczecin
Liczba zatrudnionych w oddziale	15
Teren działania	woj. zachodniopomorskie woj. lubuskie
Liczba koncesjonariuszy ogółem	680
w tym: elektroenergetyka	92
gazownictwo	7
ciepłownictwo	56
paliwa ciekłe	525

Nazwa oddziału terenowego	Północny OT
Siedziba	Gdańsk
Liczba zatrudnionych w oddziale	16
Teren działania	woj. pomorskie woj. warmińsko-mazurskie
Liczba koncesjonariuszy ogółem	949
w tym: elektroenergetyka	169
gazownictwo	8
ciepłownictwo	65
paliwa ciekłe	707

Nazwa oddziału terenowego	Zachodni OT
Siedziba	Poznań
Liczba zatrudnionych w oddziale	15
Teren działania	woj. wielkopolskie woj. kujawsko-pomorskie
Liczba koncesjonariuszy ogółem	1468
w tym: elektroenergetyka	178
gazownictwo	10
ciepłownictwo	75
paliwa ciekłe	1205

Nazwa oddziału terenowego	Wschodni OT
Siedziba	Lublin
Liczba zatrudnionych w oddziale	12
Teren działania	woj. lubelskie woj. podlaskie
Liczba koncesjonariuszy ogółem	1025
w tym: elektroenergetyka	50
gazownictwo	3
ciepłownictwo	49
paliwa ciekłe	923

Nazwa oddziału terenowego	Środkowozachodni OT
Siedziba	Łódź
Liczba zatrudnionych w oddziale	14
Teren działania	woj. łódzkie woj. świętokrzyskie
Liczba koncesjonariuszy ogółem	1266
w tym: elektroenergetyka	109
gazownictwo	3
ciepłownictwo	54
paliwa ciekłe	1100

Nazwa oddziału terenowego	Południowo-Zachodni OT
Siedziba	Wrocław
Liczba zatrudnionych w oddziale	16
Teren działania	woj. dolnośląskie woj. opolskie
Liczba koncesjonariuszy ogółem	827
w tym: elektroenergetyka	107
gazownictwo	6
ciepłownictwo	51
paliwa ciekłe	663

Nazwa oddziału terenowego	Południowy OT
Siedziba	Katowice
Liczba zatrudnionych w oddziale	18
Teren działania	woj. śląskie
Liczba koncesjonariuszy ogółem	1101
w tym: elektroenergetyka	118
gazownictwo	19
ciepłownictwo	72
paliwa ciekłe	892

Obowiązujący w 2007 r. wykaz zadań oddziałów terenowych zawarty jest w regulaminie organizacyjnym URE³⁾. Zgodnie z tym dokumentem, do zadań oddziałów terenowych należy realizacja zadań określonych w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z 4 lipca 2002 r. w sprawie szczegółowego zasięgu terytorialnego i właściwości rzeczowej oddziałów Urzędu Regulacji Energetyki oraz spraw powierzonych przez Prezesa URE, a w szczególności:

- udzielanie, zmiany, cofnięcia lub stwierdzanie wygaśnięcia koncesji (promesy koncesji) oraz przygotowywanie decyzji nakazujących dalsze prowadzenie działalności po wygaśnięciu koncesji dla podmiotów prowadzących działalność w obszarach:
 - wytwarzanie, przesyłanie, dystrybucja i obrót ciepłem, a także wytwarzanie energii elektrycznej w kogeneracji;
 - dystrybucja i obrót paliwami gazowymi dla przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w rozmiarze określonym w art. 16 ust. 6 pkt 1 Prawa energetycznego;
 - dystrybucja oraz obrót energią elektryczną dla przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w rozmiarze określonym w art. 16 ust. 6 pkt 2 Prawa energetycznego oraz przedsiębiorstw energetycznych wykonujących równocześnie działalność w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w kogeneracji;
 - obrót paliwami ciekłymi, z wyłączeniem przypadków równoczesnego wykonywania innej działalności dotyczącej paliw ciekłych wymagającej uzyskania koncesji,
- występowanie do właściwego zarządu województwa o udzielenie opinii w sprawach dotyczących koncesji w zakresie działania oddziału,
- kontrolowanie przestrzegania warunków prowadzenia działalności objętej obowiązkiem uzyskania koncesji oraz bieżąca współpraca z organami władzy publicznej w zakresie ich działań związanych z ujawnianiem nieprawidłowości w realizacji warunków tych koncesji,
- zatwierdzanie taryf oraz zwalnianie (cofanie zwolnienia) z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia dla przedsiębiorstw prowadzących działalność w zakresie przedstawionym wyżej oraz ustalanie w odniesieniu do tych przedsiębiorstw: (a) współczynników korekcyjnych określających projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania oraz zmianę warunków wykonywania przez to przedsiębiorstwo danego rodzaju działalności gospodarczej, (b) okresu obowiązywania taryf i współczynników korekcyj-

- nych, (c) wysokości uzasadnionego zwrotu z kapitału dla przedsiębiorstw energetycznych przedkładających taryfę do zatwierdzenia, (d) maksymalnego udziału opłat stałych w łącznych opłatach za świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji dla poszczególnych grup odbiorców w taryfach dla paliw gazowych, energii i ciepła, w przypadkach gdy wymaga tego ochrona interesów odbiorców,
- kontrolowanie stosowania taryf przez wyżej wymienione przedsiębiorstwa,
- monitorowanie wypełniania obowiązków w zakresie sposobu prowadzenia ewidencji księgowej i udostępniania sprawozdań finansowych,
- kontrolowanie, na wniosek odbiorcy, dotrzymywania parametrów jakościowych paliw gazowych i energii,
- zgłaszanie zastrzeżeń do odmów przyłączenia do sieci,
- monitorowanie realizacji obowiązku świadczenia usług dystrybucji paliw gazowych i energii elektrycznej oraz usług przesyłania i dystrybucji ciepła,
- kontrola kwalifikacji osób zatrudnionych przy eksploatacji sieci oraz urządzeń i instalacji określonych w art. 54 ust. 6 Prawa energetycznego,
- współpraca z właściwymi samorządami województw i wojewodami w zakresie planowania zaopatrzenia w paliwa gazowe i energię,
- kontrolowanie przestrzegania ograniczeń w dostarczaniu i poborze paliw gazowych i energii elektrycznej w razie wprowadzenia takich ograniczeń,
- monitorowanie funkcjonowania systemu gazowego i elektroenergetycznego w zakresie:
 - warunków przyłączenia podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywania napraw tej sieci;
 - bezpieczeństwa dostarczania paliw gazowych i energii elektrycznej,
- rozstrzyganie sporów określonych w art. 8 Prawa energetycznego.

Szerokie kompetencje oddziałów terenowych łączy jeden wspólny aspekt – lokalny charakter rynku, na którym działalność prowadzą przedsiębiorstwa podlegające regulacji w wykonaniu oddziałów. Lokalnym rynkiem, na którym regulacja stosowana jest w najpełniejszej formie (koncesjonowanie, taryfowanie, kontrola, rozstrzyganie sporów, nakładanie kar pieniężnych), jest rynek ciepła. Stopniowe decentralizowanie uprawnień regulacyjnych według kryterium lokalizacji przedsiębiorstw nie musi wcale doprowadzić do zakłócenia jednolitości stosowania polityki regulacyjnej, pod warunkiem, że proces regulacyjny jest obudowany zasadami proceduralnymi. W odniesieniu do ciepłownictwa oddziały terenowe realizują całość kompetencji Prezesa URE.

Umiejscowienie regulatora w terenie, przejawiające się aktywnością oddziałów terenowych, przy-

3) Załącznik do Zarządzenia Nr 2/2007 Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z 9 listopada 2007 r. w sprawie ustalenia regulaminu organizacyjnego Urzędu Regulacji Energetyki.

nosi praktyczny efekt skrócenia i uproszczenia postępowań prowadzonych w ramach procedur administracyjnych. Pozwala także na lepsze rozpoznawanie potrzeb poszczególnych grup odbiorców i kontrolowanie działania przedsiębiorstw energetycznych działających lokalnie, co każdorazowo przynosić ma korzyść odbiorcom energii znajdującym się na tym obszarze.

1.3. Inne jednostki organizacyjne

Obsługa prawna Urzędu realizowana jest przez Biuro Prawne. Obejmuje ona w szczególności:

- opracowywanie oraz opiniowanie projektów aktów normatywnych,
- opracowywanie projektów wewnętrznych aktów prawnych oraz innych materiałów związanych z organizacją pracy w Urzędzie,
- przygotowywanie stanowiska do projektów aktów prawnych kierowanych do uzgodnienia z Prezesem URE przez inne organy państwowe,
- prowadzenie zbioru aktów normatywnych i zarządzeń oraz decyzji Prezesa i Dyrektora Generalnego, z wyłączeniem decyzji administracyjnych,
- upowszechnianie wśród komórek organizacyjnych aktów prawnych i orzeczeń sądowych mających istotne znaczenie dla pracy Urzędu,
- zastępstwo procesowe Prezesa i Dyrektora Generalnego w postępowaniu sądowym,
- przygotowywanie odpowiedzi na odwołania od decyzji i zażalenia na postanowienia Prezesa URE,
- opiniowanie projektów umów zawieranych przez Urząd.

Z kolei obsługą administracyjną i finansową zajmuje się Biuro Obsługi Urzędu, do zadań którego należy głównie:

- prowadzenie spraw budżetu i rachunkowości oraz rozliczeń finansowych Urzędu,
- pobieranie opłat koncesyjnych,
- obsługa administracyjno-biurowa Urzędu, w tym prowadzenie zamówień publicznych,
- prowadzenie archiwum zakładowego, z wyjątkiem akt zawierających informacje niejawne,
- prowadzenie spraw wynikających z nawiązywania, trwania i zakończenia stosunku pracy osób zatrudnionych w Urzędzie,
- organizacja szkoleń oraz innych form podnoszenia wykształcenia i kwalifikacji zawodowych pracowników Urzędu,
- administrowanie systemem informatycznym Urzędu i jego eksploatacja,
- obsługa wyjazdów krajowych i zagranicznych pracowników Urzędu.

W obecnej strukturze URE funkcjonują także cztery wyodrębnione stanowiska:

1. Stanowisko do Spraw Ochrony Informacji Niejawnych, realizujące zadania określone w ustawie z 22 stycznia 1999 r. o ochronie informacji niejawnych (Dz. U. z 2005 r. Nr 196, poz. 1631 oraz z 2006 r. Nr 104, poz. 708 i 711 i Nr 149, poz. 1078) oraz prowadzące w Urzędzie sprawy związane z obronnością.
2. Stanowisko Koordynatora do Spraw Współpracy Międzynarodowej, do którego zadań należy:
 - inicjowanie i koordynowanie działań Urzędu wynikających z ustawowych zadań Prezesa URE, w związku z członkostwem Polski w Unii Europejskiej i udziałem Polski we wspólnej polityce energetycznej,
 - przygotowywanie zbiorczych analiz i opracowań nt. realizowanych przez komórki organizacyjne Urzędu zadań wynikających z uczestnictwa w pracach CEER, ERGEG oraz ERRA,
 - przygotowywanie do przekazania Komisji Europejskiej wniosków, informacji, sprawozdań i stanowisk Prezesa URE przewidzianych przepisami ustawy – Prawo energetyczne oraz innymi przepisami,
 - koordynacja bieżących bilateralnych i wielostronnych kontaktów zagranicznych Prezesa URE,
 - organizowanie współpracy z zagranicą oraz opracowywanie i koordynacja realizacji umów w tej sprawie,
 - utrzymywanie kontaktów z zagranicznymi instytucjami regulacyjnymi oraz z innymi podmiotami zagranicznymi działającymi w dziedzinach objętych zakresem działania Prezesa.
3. Stanowisko Rzecznika Odbiorców Paliw i Energii, do którego zadań należy:
 - udzielanie informacji i pomocy odbiorcom energii elektrycznej, paliw gazowych i ciepła w celu ochrony interesów odbiorców w ich stosunkach z przedsiębiorstwami energetycznymi,
 - współpraca z przedsiębiorstwami energetycznymi i ich organizacjami w zakresie ochrony interesów odbiorców oraz z instytucjami i organizacjami zajmującymi się ochroną konsumentów,
 - prowadzenie rejestru odmów i zgłoszonych przez oddziały Urzędu zastrzeżeń do odmów przyłączenia do sieci elektroenergetycznych i gazowych.
4. Stanowisko do spraw Audytu Wewnętrznego, realizujące zadania określone w ustawie z 30 czerwca 2005 r. o finansach publicznych (Dz. U. z 2005 r. Nr 249, poz. 2104 i Nr 169, poz. 1420 oraz z 2006 r. Nr 45, poz. 319, Nr 104, poz. 708 i Nr 170, poz. 1217 i 1218).

Prezes URE deleguje również swoich przedstawicieli do prac w różnych grupach i zespołach zewnętrznych (krajowych i zagranicznych), których celem jest diagnoza problemów związanych z energią i podjęcie wysiłków na rzecz ich rozwiązania.

2. WSPÓŁPRACA Z ORGANAMI ADMINISTRACJI

Rok 2007 był kolejnym, w którym współpraca z innymi organami rozwijała się na dużą skalę.

Nadsyłane przez instytucje państwowe (np. urzędy skarbowe, urzędy celne, prokuratury) informacje były pomocne w postępowaniach w sprawach udzielenia koncesji i niejednokrotnie stanowiły podstawę do odmowy ich udzielenia. W niektórych postępowaniach administracyjnych w sprawie udzielenia koncesji zachodziła konieczność zwrócenia się do innych organów państwowych z prośbą o przedstawienie stanowiska, w przypadku gdy ze zgromadzonego materiału dowodowego nie można było jednoznacznie ustalić stanu faktycznego oraz prawnego.

Podobnie jak w roku poprzednim organy państwowe ujawniały fakt prowadzenia działalności bez wymaganej koncesji i przekazywały takie informacje do Prezesa URE, choć działanie takie stanowi wykroczenie i nie podlega kognicji tego organu. W takich przypadkach działania powinna podejmować policja, przygotowując wniosek o ukaranie do Sądu Grodzkiego.

Stosownie do posiadanych kompetencji Prezes URE podejmował odpowiednie działania, rozpoczynające się od wszczęcia postępowania wyjaśniającego, a jeżeli w jego trakcie ustalono, że przedsiębiorca naruszył warunki koncesji, wówczas wszczynane były postępowania administracyjne odpowiednie do stopnia ustalonego naruszenia, najczęściej były to postępowania w sprawie nałożenia kary pieniężnej.

W przeważającym stopniu powyżej opisane sprawy dotyczyły rynku paliw ciekłych. Główny Inspektor Inspekcji Handlowej nadsyłał informacje o przedsiębiorcach wprowadzających do obrotu paliwa o niewłaściwej jakości, co było podstawą wszczęcia postępowania wyjaśniającego, kończącego się często wymierzeniem stosownej kary pieniężnej.

Dużą część korespondencji od organów państwowych stanowiły zapytania kierowane przez Centralne Biuro Śledcze, urzędy skarbowe, urzędy celne, prokuratury oraz Agencję Bezpieczeństwa Wewnętrznego. Zapytania dotyczyły najczęściej informacji, czy przedsiębiorcy mają ważną koncesję, kto ich reprezentował w postępowaniu przed Prezesem URE. Regułą jest, że organy państwowe proszą również o przesyłanie kopii pełnej dokumentacji znajdującej się w posiadaniu Prezesa URE oraz, że jedno pismo dotyczy kilku lub kilkunastu przedsiębiorców. Współpraca ta miała jednak zasadniczo charakter jednostronny, bo tylko w jednostkowych przypadkach organy państwowe informowały Prezesa URE o sposobie zakończenia swoich postępowań, choć i tak dało się zaobserwować znaczną poprawę sytuacji w stosunku do roku poprzedniego.

Na podkreślenie zasługuje także fakt, że dokumenty, które były przysyłane przez organy i instytucje państwowe, nie zawierały informacji o winie

przedsiębiorcy, a jedynie sygnalizowały, że nastąpiło naruszenie przepisów prawa. W zupełnie nielicznych przypadkach Prezes URE dysponował materiałem dowodowym stwierdzającym winę przedsiębiorcy w postaci wyroku karnego. Postępowania karne były często w takich przypadkach umarzane, a wykształconą przez prokuratury i sądy praktyką jest nieinformowanie Prezesa URE o ich prowadzeniu i wynikach. Wprawdzie postępowanie administracyjne jest niekonkurencyjne w odniesieniu do postępowania karnego i rozstrzygnięcia w obu tych postępowaniach mogą, zgodnie z przyjętym orzecznictwem, zapadać niezależnie od siebie, to jednak tego rodzaju informacje znacznie uprościłyby i przyspieszyły postępowania administracyjne, a niejednokrotnie mogłyby stanowić asumpt do ich podjęcia.

Prezes URE zaangażował się również we współpracę z innymi organami państwowymi, do zadań których należy kontrolowanie przedsiębiorców wykonujących działalność związaną z rynkiem paliw ciekłych. W szczególności Prezes URE podjął starania o stworzenie w każdym województwie – przy aktywnym udziale wojewody oraz organów państwowych, w kompetencji których należy kontrolowanie rynku paliw ciekłych – platformy internetowej zawierającej informacje o wszystkich stacjach paliw działających na terenie województwa i przedsiębiorcach je prowadzących. Nadrzędnym celem platformy jest wyeliminowanie nieuczciwych przedsiębiorców z rynku paliw, zwłaszcza takich, którzy prowadzą obrót paliwami ciekłymi bez wymaganej koncesji lub wprowadzają na rynek paliwo o niewłaściwej jakości.

Podstawą platformy jest przekazana przez URE baza danych dotycząca wszystkich przedsiębiorców, którzy posiadają koncesje na obrót paliwami ciekłymi z podziałem na województwa. Na podstawie powyższej bazy danych funkcjonariusze Policji mogą dokonywać na terenie województwa swoistej inwentaryzacji wszystkich faktycznie funkcjonujących stacji paliw pod względem legalności ich działania.

Działania ogólnopolskie zostały podjęte po udanym starcie programu pilotażowego na terenie województwa zachodniopomorskiego.

W 2007 r. powstała platforma internetowa na terenie województwa pomorskiego. Platforma jest efektem inicjatywy podjętej przez Wojewodę Pomorskiego, w ścisłej współpracy z organami ścigania i organami administracji publicznej, tj. Północnego Oddziału Terenowego URE z siedzibą w Gdańsku, Komendy Wojewódzkiej Policji w Gdańsku, Agencji Bezpieczeństwa Wewnętrznego, Izby Celnej w Gdyni, Wojewódzkiego Inspektoratu Ochrony Środowiska w Gdańsku, Urzędu Dozoru Technicznego, Wojewódzkiego Inspektoratu Inspekcji Handlowej, Komendy Wojewódzkiej Straży Pożarnej, Pomorskiego

Wojewódzkiego Inspektoratu Nadzoru Budowlanego, Inspekcji Transportu Drogowego, Izby Skarbowej i Głównego Inspektoratu Inspekcji Handlowej⁴⁾.

Pracownicy Północnego Oddziału Terenowego URE swoje uczestnictwo w platformie realizują poprzez bieżącą aktualizację bazy danych dotyczącą podmiotów koncesjonowanych (cofnięcie koncesji, udzielenie koncesji) oraz podejmują, stosownie do swoich kompetencji, dalsze działania zmierzające do wyjaśnienia stwierdzonych przez Policję nieprawidłowości.

Dzięki zgromadzonym na tej platformie informacjom możliwe było ujawnienie wielu przedsiębiorców wykonujących działalność bez wymaganej prawnie koncesji.

W 2007 r. również w województwach lubelskim i podlaskim utworzono platformy internetowe będące bazą danych o rynku paliw ciekłych. Było to możliwe dzięki zaangażowaniu Wojewody Lubelskiego i Wojewody Podlaskiego we współpracy ze Wschodnim Oddziałem Terenowym URE.

Należy stwierdzić, że większość wojewodów, pomimo aktywności Prezesa URE na tym polu i poparcia inicjatywy przez Ministra Spraw Wewnętrznych i Administracji, raczej mnoży problemy, niż stara się w sposób sprawny wdrożyć w życie powstanie takich platform. Działania na rzecz ich powstawania będą jednak kontynuowane w 2008 r.

3. WSPÓŁPRACA ZE STOWARZYSZENIAMI BRANŻOWYMI I KONSUMENCKIMI

Prezes URE kontynuował w 2007 r. współpracę z wieloma instytucjami i towarzystwami branżowymi z szeroko rozumianego obszaru energetyki. Współpraca polegała na roboczych kontaktach oraz wymianie informacji w sprawach bieżących pomiędzy pracownikami Urzędu a pracownikami niżej wymienionych instytucji.

Energia elektryczna:

- Towarzystwo Obrotu Energią,
- Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie,
- Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych,
- Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej,

Gaz:

- Izba Gospodarcza Gazownictwa,

Ciepło:

- Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych,
- Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie,

Inne:

- Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska,
- Krajowa Izba Biopaliw.

Przedstawiciele Prezesa URE brali udział w spotkaniach z przedstawicielami, zarządem oraz członkami instytucji zrzeszających wytwórców i sprzedających paliwa, takimi jak: Polska Izba Paliw Płynnych, Polska Organizacja Gazu Płynnego oraz Polska Izba Gazu Płynnego.

Spotkania te miały na celu wyjaśnianie zagadnień związanych z koncesjonowaniem obrotu paliwami ciekłymi oraz obowiązkami nałożonymi przepisami prawa na przedsiębiorców.

Poza wymienionymi podmiotami Prezes URE kontynuował współpracę z takimi instytucjami jak Krajowa Agencja Poszanowania Energii SA, m.in. organizując wspólne konferencje czy seminarium dla ekspertów URE poświęcone zagadnieniom efektywności energetycznej.

Znaczną intensywnością cechowała się współpraca z Agencją Rynku Energii SA, z której bogatych zasobów informacyjnych o charakterze statystycznym Prezes URE korzysta w codziennej działalności regulacyjnej.

4. WSPÓŁPRACA Z ZAGRANICĄ

W 2007 r. kontynuowana była współpraca Prezesa URE z Komisją Europejską, krajowymi i zagranicznymi instytucjami regulacyjnymi oraz stowarzyszeniami międzynarodowymi, która miała na celu wymianę in-

formacji i doświadczeń potrzebnych w ustawicznym doskonaleniu wypełnianych obowiązków nałożonych na Prezesa URE ustawą – Prawo energetyczne.

Współpraca w ramach struktur instytucji unijnych

W ramach współpracy z Komisją Europejską (KE), w szczególności z Dyrekcją Generalną ds. Transportu i Energii przedstawiciele Prezesa URE wzięli udział w pracach 14. Europejskiego Forum Regulatorów Energii Elektrycznej, tzw. Florenckiego, a także 12. i 13. Europejskiego Forum Regulatorów Gazu, tzw. Madryckiego.

4) Wszyscy uczestnicy platformy uzupełniają, w ramach swoich kompetencji, informacje niezbędne do posiadania kompleksowych danych o stacjach paliw. Do wymiany informacji wykorzystywane są serwery Pomorskiego Urzędu Wojewódzkiego oraz łącza internetowe. Platforma paliwowa została stosownie zabezpieczona przed ewentualnym wykorzystaniem informacji w niej zawartych przez osoby nieuprawnione.

Szczególną formą współpracy z KE było przygotowanie przez Prezesa URE trzeciego Raportu Krajowego⁵⁾, który zawiera przegląd zmieniających się struktur własnościowych i wszelkich praktycznych środków podejmowanych w kraju dla zapewniania rozwoju rynków energii elektrycznej i gazu oraz dla poprawy wzajemnych połączeń międzysystemowych i rzeczywistej konkurencji. Raport został przesłany do KE 30 lipca 2007 r.

W 2007 r. dla Komisji Europejskiej kwestią priorytetową było przyjęcie tzw. „trzeciego pakietu legislacyjnego”⁶⁾, w którym KE zaproponowała szereg środków uzupełniających istniejące przepisy zawarte w energetycznym *aqui communautaire*. Prezes URE w swoich stanowiskach i opiniach dotyczących „trzeciego pakietu” wielokrotnie wyrażał swoje wsparcie dla propozycji Komisji i podzielił przekonanie, że najlepszą formą unbundlingu jest rozdział właścicielski zapewniający faktyczną niezależność operatorów systemów przesyłowych i równoprawne traktowanie uczestników rynku. Szczególnie podkreślał kwestię niezależności regulatora uznając ją za filar regulacji monopolu naturalnych. Ponadto poparł kierunkowo powołanie niezależnego mechanizmu współpracy europejskich regulatorów oraz ideę ścisłej i sformalizowanej współpracy europejskich operatorów sieci przesyłowych.

Prezes URE wspierał także współpracę ze strukturami unijnymi, prowadzoną przez Ministra Gospodarki, merytorycznie dostarczając wielu opinii w zakresie projektowanych dokumentów. Prezes URE był również stroną w merytorycznych konsultacjach KE z Ministrem Gospodarki w sprawie rozwiązania kontraktów długoterminowych.

CEER i ERGEG

Prezes URE lub upoważnieni do reprezentowania go przedstawiciele brali udział w spotkaniach plenarnych Rady Europejskich Regulatorów Energii (CEER) i Grupy Europejskich Regulatorów dla Energii Elektrycznej i Gazu (ERGEG) oraz w pracach grup roboczych i grup zadaniowych, a także wybranych zespołach na rzecz wypracowania szerokiego instrumentarium skuteczniejszej integracji wspólnotowego rynku energii.

5) Zgodnie z postanowieniami Dyrektywy 2003/54/WE i Dyrektywy 2003/55/WE, do 2010 r. odpowiednie organy państw członkowskich, do 31 lipca każdego roku, przedstawiają KE raport w sprawie sytuacji rynkowej i zachowań antykonkurencyjnych i grabieżczych (przedsiębiorstw energetycznych).

6) Komisja m.in. zaproponowała pogłębiony unbundling przez właścicielskie rozdzielanie usług sieciowych od działalności związanej z dostawą i produkcją, powołanie paneuropejskiego regulatora posiadającego uprawnienia w zakresie rozwiązywania kwestii transgranicznych, zwiększenie skuteczności działania krajowych organów regulacyjnych przez wzmocnienie i zagwarantowanie ich niezależności oraz promowanie współpracy w ramach Europejskiej Sieci Operatorów Systemów Przesyłowych w celu stworzenia wspólnych kodeksów handlowych i technicznych, a także norm bezpieczeństwa i koordynacji niezbędnych inwestycji na poziomie wspólnotowym.

W ramach grup powoływano zespoły zadaniowe do poszukiwania rozwiązań szczegółowych problemów. W pracach dotyczących sektora energii elektrycznej szczególnej analizie poddano kwestie łączenia rynków bilansujących, stanowiących istotny element integracji rynków krajowych, a także zagadnienia związane z usuwaniem barier efektywnego funkcjonowania rynku, m.in. dostępem do sieci, współpracy międzyoperatorów i specjalistyczne – dotyczące jakości napięcia.

W gazownictwie – za istotne dla funkcjonowania rynku – uznano podjęcie prac merytorycznych w celu stworzenia europejskiego kodeksu sieci przesyłowych, rozwoju rynków wtórnych i kalkulacji zdolności przesyłowych, a także wypracowania wytycznych stosowania zwolnień z TPA dotyczących „nowej infrastruktury” gazowniczej.

Ponadto w związku z pełnym otwarciem rynku energii elektrycznej i rynku gazu odrębnie potraktowano problematykę odbiorców energii. W kwietniu 2007 r. opublikowane zostały wytyczne regulatorów w kwestii usuwania barier w procesie zmiany sprzedawcy na detalicznym rynku gazu⁷⁾, m.in. z propozycją wdrożenia systemu opomiarowania ze zdalnym odczytem (*smart metering*), natomiast w czerwcu 2007 r. ERGEG wydał przegląd regulacyjny⁸⁾, w którym wyraził pogląd odejścia od zatwierdzania taryf dla odbiorców końcowych energii elektrycznej.

Kontynuowano także współpracę regulatorów w ramach inicjatyw regionalnych. Polska uczestniczyła w 2007 r. w pracach regionów rynku Północnego i Środkowo-Wschodniego (w przypadku energii elektrycznej) oraz w inicjatywie rynku Północnego, Północno-Zachodniego, a także inicjatywie rynku Południowego, Południowo-Wschodniego (w przypadku gazu).

W regionie Europy Środkowo-Wschodniej do najważniejszych zagadnień wymagających opracowania i wdrożenia uznano nowy model zarządzania ograniczeniami, który przy wyznaczaniu zdolności przesyłowych uwzględnia rzeczywiste przepływy energii w sieci (tzw. *flow based method*). Do zagadnień priorytetowych należy także wzrost przejrzystości i zakresu informacji udostępnianych uczestnikom rynku oraz założenia w zakresie integracji rynków dnia bieżącego.

W odniesieniu do Regionu Północnego (Nordyckiego), podstawowe zadania to rozbudowa połączeń międzysystemowych między krajami nordyckimi i Europą kontynentalną, jak również dalsza integracja rynków energii elektrycznej (przez wdrożenie modelu zarządzania tzw. „łączenia rynków” (*market coupling*), w którym to modelu istotne znaczenie odgrywają giełdy energii. Zaawansowane są prace w zakresie łączenia rynku Dania-Niemcy. Ważnym zagadnieniem jest również realizacja wytycznych ds. zarządzania i udostęp-

7) Obstacles to switching in the gas retail market – ERGEG Guidelines of Good Practice and Status Review, 18 April 2007.

8) ERGEG Status Review on End-User Price Regulation, 14 June 2007.

niania informacji rynkowych. Pod koniec 2007 r. w ramach specjalnej grupy roboczej opracowano raport w zakresie przejrzystości i obecnie trwają przygotowania do pierwszego monitoringu realizacji zadań operatorów i giełdy. Z punktu widzenia Polski istotnym zagadnieniem – zdefiniowanym jako jeden z priorytetów – jest opracowanie tzw. mapy drogowej dotyczącej uwolnienia dla rynku połączenia stałoprądowego Swe-Pol Link (komercyjnego)⁹.

Zgodnie z ustaleniami, integracja rynków polskiego i niemieckiego odbywa się w ramach regionu Europy Środkowo-Wschodniej. Stąd łączenie rynków skandynawskiego z niemieckim i polskim stanowi odrębne zagadnienie, które jest realizowane w zespołach zadaniowych pracujących w ramach tego regionu. Ponadto uzgodniono, że istotne jest włączenie do prac regionu krajów nadbałtyckich (Litwa, Łotwa, Estonia) oraz Holandii ze względu na budowane połączenia stałoprądowe z tymi krajami, przy czym będą one uczestniczyły w roli obserwatorów.

Obecnie rynek „południowy-południowo-wschodni” realizuje swoje zadania w trzech obszarach. Po pierwsze, prowadzi monitoring i ocenę realizacji postanowień Rozporządzenia 1775/2005. Po drugie, analizuje szlaki przesyłu gazu w regionie, w celu identyfikacji problemów do rozwiązania. Trzeci obszar prac dotyczy koncepcji stworzenia regionalnego systemu zarządzania systemami przesyłowymi (*regional gas grid management*) mającej na celu ujednolicenie procedur związanych z dostępem do wszystkich sieci przesyłowych w regionie, szczególnie w przypadku przesyłania paliwa gazowego na duże odległości przez kilka systemów gazowniczych¹⁰.

Prace w ERGEG i CEER mają charakter permanentny, polegają w znacznym stopniu na badaniu zjawisk (ankiety, raporty) oraz konsultowaniu i uzgadnianiu dokumentów. Bieżąca działalność przedstawiciela Prezesa URE w każdej z grup polega na niezliczonych codziennych roboczych kontaktach, bieżących uzgodnieniach i opiniach zgłaszanych w toku prac. Niejednokrotnie też wymagana jest formalna akceptacja dla przedkładanych dokumentów.

ERRA

W 2007 r., podobnie jak w latach ubiegłych, przedstawiciele Prezesa URE uczestniczyli w pracach Regionalnego Stowarzyszenia Regulatorów Energii (ERRA).

9) Obecnie finalizuje się raport opisujący stan obecny i możliwe warianty rozwiązań dotyczące uwolnienia połączeń komercyjnych rynku regionu północnego (SwePol Link i Balic Cable).

10) Transakcje tego typu wymagałyby od zleceniodawcy kontaktu z jednym tylko operatorem (*regional one-stop-shop service provider*), który współpracowałby i rozliczał się z pozostałymi operatorami. Wdrożenie tego rozwiązania wymaga jednak wspólnego regionalnego systemu taryfowego entry-exit.

Regularnie brali udział w spotkaniach Komitetu Taryf i Cen, Komitetu Koncesyjno-Konkurencyjnego oraz Komitetu ds. Regulacji Prawnych, a także uczestniczyli w pracach grup roboczych oraz szkoleniach organizowanych przez Stowarzyszenie zarówno stacjonarnych, jak i internetowych (*e-learning*). Dodatkowo pracownicy Urzędu przygotowywali odpowiedzi na ankiety ERRA dotyczące stanu rozwiązań systemowych i stanu prawnego oraz danych statystycznych polskiego sektora energii elektrycznej i gazu.

Działalność w ramach stowarzyszeń międzynarodowych

W 2007 r. kontynuowano współpracę w ramach Karty Energetycznej (*Energy Charter*). Przedstawiciel Prezesa URE wziął udział w spotkaniu poświęconym m.in. organizacji handlu międzynarodowego energii elektrycznej, implementacji Dyrektywy 2003/54/WE oraz Rozporządzenia 1228/2003/EC do prawa krajowego w części dotyczącej wymiany międzysystemowej.

Międzynarodowa współpraca w dziedzinie energetyki odbywała się także na forum Komisji Ekonomicznej dla Europy będącej agendą Organizacji Narodów Zjednoczonych (*United Nations Economic Commission for Europe – UNECE*). W 2007 r. odbyło się 62. spotkanie ww. forum, a także posiedzenie grupy roboczej ds. gazu, Komitetu Wspierania Energetyki, na którym omawiano m.in. kwestie zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego w państwach regionu UNECE, jak również dokonano przeglądu sytuacji i perspektyw rozwoju sektora gazu w regionie.

Konferencje i seminaria międzynarodowe

Przedstawiciele Prezesa URE brali także udział w międzynarodowych seminariach i konferencjach, które były istotne w dziedzinie regulacji i pozwalały na poszerzenie wiedzy o doświadczenia innych krajów oraz instytucji komercyjnych związanych z sektorem energetycznym. W 2007 r. były to głównie:

- 10th Anniversary Conference of Lithuanian National Control Commission for Prices and Energy, 7 luty 2007 r., Wilno,
- ERRA Training Course: Introduction to energy regulation, 5-9 luty 2007 r., Budapeszt,
- Warsztaty pt. „New Energy Externalities Developments for Sustainability on Decentralised vs. Centralised Energy Services Supply”, 8 marca 2008 r., Lubljana,
- High Level Workshop „Completion of the Single European Market for Electricity and Gas striking the balance between competition and energy security”, 29-30 marca 2007 r., Berlin,
- Joint Conference by the European Commission and ERGEG „The Regional Initiatives – Progress and Prospects”, 28 marca 2007 r., Bruksela,

- Warsztaty dla organów regulacyjnych i organizacji konsumenckich pt. „Information for residential customers: sharing of experience and good practices”, 20 kwietnia 2007 r., Paryż,
- Warsztaty pt. „Recommendations and Guidelines for an Improved Regulatory Framework for Distribution Networks to Enhance Deployment of Distributed Generation”, 12 kwietnia 2007 r., Madryt,
- Seminarium w sprawie rekompensat międzyoperatorских zorganizowane przez Konfederację Przedsiębiorstw Norweskich (NHO), 25 kwietnia 2007 r., Bruksela,
- The 7th Annual Conference of ERRA and 6th ERRA Energy Regulation and Investment Conference, 20-24 maja 2007 r., Istambul,
- Warsztaty Gas Storage Europe pt. „Gas Storage Investment”, 24 maja 2007 r., Bruksela,
- The 5th International Summer School on Energy Regulatory Practices, 23-27 lipca 2007 r., Budapeszt,
- Seminarium zorganizowane przez Europejską Federację Przedsiębiorstw Obrotu (EFET) pt. „Wholesale energy trading and related regulatory challenges in CEE”, 5-6 listopada 2007 r., Berlin,
- Energy Day, 9 listopada 2007 r., Bruksela.

5. ZATRUDNIENIE I KWALIFIKACJE (SZKOLENIA)

31 grudnia 2007 r. w Urzędzie Regulacji Energetyki było zatrudnionych 286 osób (158 kobiet i 128 mężczyzn), z czego 254 osoby to członkowie korpusu służby cywilnej oraz 32 osoby, do których nie mają zastosowania przepisy ustawy o służbie cywilnej¹¹⁾. 144 osoby pracowały w departamentach i biurach w centrali Urzędu oraz 142 osoby w oddziałach terenowych.

Spośród osób zatrudnionych w URE, 55 osób posiada status urzędnika służby cywilnej, w tym 44 osoby, które pomyślnie przeszły postępowanie kwalifikacyjne (w 2007 r. – 2 osoby) oraz 11 absolwentów Krajowej Szkoły Administracji Publicznej. Urzędnicy służby cywilnej stanowią 19% osób zatrudnionych.

W 2007 r. przyjęto do pracy 28 osób, natomiast z 25 został rozwiązany stosunek pracy, w tym:

- na podstawie porozumienia stron – 9 osób,
- na podstawie wypowiedzenia przez pracownika – 2 osoby,
- z upływem czasu, na który była zawarta umowa – 6 osób,
- w związku z przejściem na emeryturę – 4 osoby,
- przeniesienie do innego urzędu – 1 osoba,
- odwołanie ze stanowiska – 3 osoby.

Pracownikami URE są w 91% zatrudnionych osoby z wykształceniem wyższym, w tym jest 10 doktorów, 76 magistrów inżynierów, 152 magistrów, 11 inżynierów i 12 osób z licencjatem.

Spośród pozostałych 25 pracowników Urzędu 6 podnosi swoje kwalifikacje zawodowe (wszyscy na studiach licencjackich).

Warto w tym miejscu zauważyć, że dzięki polityce zatrudnienia osiągnięta została skuteczność działań regulacyjnych Prezesa URE – do pracy przyjmowano osoby mające potencjał do efektywnego działania, czyli odpowiednie wykształcenie, w większości przypadków minimum wyższe oraz silną motywację

do działania i wewnętrzną dyscyplinę. Mniejsze znaczenie ma doświadczenie zawodowe, które ze względu na unikalną potrzebę łączenia w pracy podejścia urzędniczego ze zrozumieniem technicznych i ekonomicznych aspektów funkcjonowania energetyki oraz znajomością warsztatu regulacyjnego ciągle jest w Polsce rzadkością. Takie podejście w polityce kadrowej URE daje oczekiwane rezultaty.

Struktura zatrudnienia pracowników URE ze względu na specjalizację według stanu na 31 grudnia 2007 r.



Rysunek 3. Struktura zawodowa zatrudnienia

Działalność edukacyjną URE w 2007 r. stanowiły szkolenia służące aktualizowaniu i rozszerzaniu wiedzy specjalistycznej na temat funkcjonowania sektora energetycznego, szkolenia poświęcone tematyce związanej z funkcjonowaniem Unii Europejskiej, szkolenia informatyczne, z zakresu finansów oraz organizacji i zarządzania, w tym:

- 1) szkolenia wewnętrzne: szkolenie okresowe z zakresu bezpieczeństwa i higieny pracy. Łączna liczba uczestników – 280;
- 2) szkolenia zewnętrzne:
 - a) przygotowujące do postępowania kwalifikacyjnego dla pracowników służby cywilnej – 2 uczestników,
 - b) szkolenia centralne organizowane przez Kancelarię Prezesa Rady Ministrów – 40 uczestników.

¹¹⁾ M.in. osoby powołane na wysokie stanowiska państwowe zgodnie z ustawą z 24 sierpnia 2006 r. o państwowym zasobie kadrowym i wysokich stanowiskach państwowych, dyrektorzy oddziałów terenowych.

Tabela 1. Wpływy z opłat koncesyjnych uzyskane w 2007 r.

Lp.	Rodzaj działalności koncesjonowanej	Wniesione opłaty w 2007 r.	
		liczba	kwota [w zł]
1	Wytwarzanie ciepła	497	4 297 974,58
2	Przesyłanie lub dystrybucja ciepła	501	1 616 251,56
3	Obrót ciepłem	139	1 858 065,48
4	Wytwarzanie energii elektrycznej	123	11 157 363,00
5	Przesyłanie lub dystrybucja energii elektrycznej	174	9 816 188,86
6	Dystrybucja energii elektrycznej	30	26 183,02
7	Obrót energią elektryczną	314	16 772 573,71
8	Wytwarzanie paliw ciekłych	81	3 973 989,43
9	Magazynowanie paliw ciekłych	90	76 434,78
10	Przesyłanie lub dystrybucja paliw ciekłych	1	11 098,00
11	Obrót paliwami ciekłymi	8 770	33 658 456,41
12	Wytwarzanie paliw gazowych	2	1 832,40
13	Przesyłanie lub dystrybucja paliw gazowych	54	3 643 776,67
14	Dystrybucja paliw gazowych	11	4 051,00
15	Obrót paliwami gazowymi	87	4 799 696,50
16	Magazynowanie paliw gazowych	1	200,00
17	Skraplanie gazu ziemnego	2	400,00
18	Obrót gazem ziemnym z zagranicą	23	18 814,00
	RAZEM	10 900	91 733 349,40

Źródło: URE.

6. BUDŻET

Plan budżetu URE wg ustawy budżetowej na 2007 r. dla części 50 – URE wynosił:

- dochody – 86 180 tys. zł,
- wydatki – 36 138 tys. zł.

Wykonanie zaś ukształtowało się następująco:

- dochody wyniosły 92 023 tys. zł, tj. 106,8% planu,
- wydatki wyniosły 37 140 tys. zł, tj. 99% planu po zmianach.

Na dochody URE, które w całości wpływają do budżetu państwa, składają się:

Opłaty z tytułu uzyskania koncesji

W 2007 r. łączne wykonanie dochodów URE wyniosło 92 023 tys. zł. Podstawowe źródło dochodów (tak jak w ubiegłych latach) stanowiły opłaty z tytułu uzyskania koncesji, wnoszone przez przedsiębiorstwa energetyczne (art. 34 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne), w wysokości określonej przepisami rozporządzenia Rady Ministrów¹²⁾. Z tytułu opłat koncesyjnych do budżetu państwa przekazano 91 733 tys. zł, co stanowi 106,7% planowanych dochodów na 2007 r. Dochody uzyskane w 2007 r. były o 6,9% wyższe w porównaniu z rokiem 2006.

12) Rozporządzenie z 5 maja 1998 r. w sprawie wysokości i sposobu pobierania przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki 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).

Szczegółowe zestawienie kwot wniesionych opłat w podziale na rodzaje koncesjonowanej działalności przedstawia tabela 1.

Do 31 grudnia 2007 r. ustalona kwota zaległości z tytułu opłat koncesyjnych, dotycząca nie wniesionych opłat za 2007 r. oraz lata ubiegłe wyniosła 2 317 875 zł. W stosunku do opłat wniesionych w 2007 r. ustalone zaległości wyniosły 2,5%. Za 2007 r. nie zapłaconych pozostało 486 koncesji. Przeważającą część tych zaległości stanowią (tak jak w latach ubiegłych) opłaty dotyczące koncesji na prowadzenie działalności w zakresie obrotu paliwami ciekłymi.

W celu wyegzekwowania należności z tytułu opłat koncesyjnych (wobec koncesjonariuszy, którzy nie wniesli opłat w ustawowym terminie, tj. do 31 marca 2007 r.) oraz kar pieniężnych nałożonych na przedsiębiorstwa energetyczne, podjęto działania windykacyjne. Do końca grudnia 2007 r. wysłano:

- 1092 wezwania do zapłaty,
- 317 zawiadomień o wszczęciu z urzędu postępowania administracyjnego w sprawie obliczenia opłaty,
- 316 upomnień (które są ostatnim etapem procedury przed wystawieniem do urzędu skarbowego tytułu wykonawczego),
- 117 tytułów wykonawczych do urzędów skarbowych (w tym 37 dotyczących kar pieniężnych),
- 147 wezwań do uregulowania odsetek.

Ponadto wydano 68 decyzji ustalających wysokość opłat koncesyjnych oraz zgłoszono do listy wierzytelności 9 przedsiębiorstw o nieuregulowanych należno-

ściach wobec URE z tytułu ww. opłat (w tym dotyczące opłat koncesyjnych za 2006 r. oraz kar pieniężnych). W związku z uregulowaniem opłat umorzono 83 postępowania administracyjne w sprawie obliczenia opłaty.

Po rozpatrzeniu wniosku złożonego przez jedno przedsiębiorstwo, odmówiono umorzenia zaległych należności z tytułu koncesji na obrót paliwami ciekłymi za lata 2005-2006.

Pozostałe dochody

Pozostałe dochody Urzędu ukształtowały się następująco:

- wpływy ze sprzedaży usług („Biuletyny Branżowe”) – 18 tys. zł,
- wpływy ze sprzedaży Biuletynu URE – 56 tys. zł,
- odsetki za nieterminowe wniesienie opłat – 178 tys. zł,
- wpływy z różnych dochodów (m.in. zwrot kosztów zastępstwa procesowego, wynagrodzenia dla płatnika składek ZUS oraz koszty postępowania kasacyjnego) – 38 tys. zł.

Wydatki

Łączne wykonanie wydatków za 2007 r. wyniosło 37 140 tys. zł, tj. 99% planu po zmianach. Wydatki Urzędu zaplanowano w grupach: „wydatki bieżące” i „wydatki majątkowe”.

Największą grupą, podobnie jak w latach ubiegłych, były wydatki bieżące jednostek budżetowych –

33 058 tys. zł. Stanowiły one 89% ogółu wydatków Urzędu. Najpoważniejszą pozycją były wynagrodzenia wraz z pochodnymi (67,4% poniesionych wydatków ogółem) oraz wydatki związane z najmem pomieszczeń biurowych (około 11% poniesionych wydatków ogółem).

Należy podkreślić, że w ostatnich latach wydatki z tytułu najmu powierzchni biurowych ulegają systematycznemu zmniejszeniu. W 2006 r. wydatki te w porównaniu z rokiem 2005 uległy zmniejszeniu o 111 tys. zł. Natomiast w 2007 r. w porównaniu z rokiem 2006 wydatki te były niższe o 4 tys. zł.

Pozostałe wydatki bieżące dotyczyły zakupu wyposażenia, materiałów biurowych, paliwa oraz części zamiennych i eksploatacyjnych, jak również usług telekomunikacyjno-pocztowych.

Wydatki majątkowe stanowiły 10,9% ogółu poniesionych wydatków, co w porównaniu z ubiegłymi latami (np. w 2006 r. – 1%) było znaczącym ich zwiększeniem i związane jest z realizacją w URE projektu „System interaktywnej elektronicznej obsługi informatyczno-statystycznej dla uczestników rynku energii”¹³⁾.

Wszystkie wydatki dokonywane były w sposób celowy i oszczędny, zgodnie z przyjętymi w Urzędzie procedurami umożliwiającymi terminową realizację zadań oraz w granicach kwot ustalonych w ustawie budżetowej. Umowy, których przedmiotem były dostawy towarów lub usług zawierane były na zasadach określonych w przepisach o zamówieniach publicznych.

7. KONTROLA DZIAŁALNOŚCI PREZESA URE PRZEZ NAJWYŻSZĄ IZBĘ KONTROLI ORAZ MINISTRA GOSPODARKI

I. 1. W 2007 r. została przeprowadzona, przez Najwyższą Izbę Kontroli, kontrola dotycząca wykonania budżetu państwa w 2006 r. przez Prezesa URE – cz. 50. Prezes URE podpisał Protokół Kontroli.

W związku z otrzymanym Wystąpieniem Pokontrolnym, Prezes URE, działając na podstawie art. 62 ust. 1 ustawy z 23 grudnia 1994 r. o Najwyższej Izbie Kontroli, przedstawił informację o przyczynach nie zrealizowania wniosku NIK.

W czerwcu 2007 r. została przekazana Prezesowi URE „Informacja o wynikach kontroli wykonania budżetu państwa w 2005 r., część 50 – Urząd Regulacji Energetyki”, w której oprócz wyników przeprowadzonej kontroli budżetu państwa, zamieszczono również informacje o wynikach kontroli realizacji przez Prezesa URE zadań związanych z udzielaniem koncesji przedsiębiorstwom energetycznym prowadzącym działalność w zakresie obrotu paliwami płynnymi (ciekłymi) w latach 2004-2006 (o której poniżej). W „Analizie wykonania budżetu państwa i założeń polityki pieniężnej w 2006 r.”, Prezes URE otrzymał ocenę „pozytywną”.

2. Równolegle, z ww. kontrolą dotyczącą wykonania budżetu państwa, została również przeprowa-

dzona osobna kontrola, którą objęto realizację przez Prezesa URE zadań związanych z udzielaniem koncesji przedsiębiorstwom energetycznym prowadzącym działalność w zakresie obrotu paliwami płynnymi (ciekłymi) w latach 2004-2006.

Działając na podstawie art. 57 ust. 1 ustawy z 23 grudnia 1994 r. o Najwyższej Izbie Kontroli, Prezes URE odmówił podpisania Protokołu Kontroli.

W kwietniu 2007 r. Prezes URE otrzymał Wystąpienie Pokontrolne oraz przedstawił informację o sposobie wykorzystania uwag i wykonania wniosków oraz o podjętych działaniach.

W przekazanej Prezesowi URE „Informacji o wynikach kontroli wykonania budżetu państwa w 2006 roku, część 50 – Urząd Regulacji Energetyki”, zamieszczono informację także o tej kontroli.

3. NIK przeprowadził również kontrolę wykorzystania nieruchomości Skarbu Państwa położonych

13) W ramach Sektorowego Programu Operacyjnego Wzrost Konkurencyjności Przedsiębiorstw – działanie 1.5 Rozwój dostępu przedsiębiorców do informacji i usług publicznych on-line.

na terenie m.st. Warszawy na potrzeby Urzędu, w okresie 1997-2007 (I poł.). Prezes URE podpisał Protokół Kontroli.

W związku z otrzymanym w październiku 2007 r. Wystąpieniem Pokontrolnym, Prezes URE, działając na podstawie art. 62 ust. 1 ustawy z 23 grudnia 1994 r. o Najwyższej Izbie Kontroli, przedstawił informację o przyczynach nie podjęcia działań wnioskowanych przez NIK.

4. Ostatnia, przeprowadzona przez NIK kontrola dotyczyła obsługi odbiorców końcowych gazu ziemnego, w latach 2005 – I poł. 2007 r.

Działając na podstawie art. 57 ust. 1 ustawy z 23 grudnia 1994 r. o Najwyższej Izbie Kontroli, Prezes URE odmówił podpisania Protokołu Kontroli.

W związku z otrzymanym już w styczniu 2008 r. Wystąpieniem Pokontrolnym, Prezes URE, działając na

podstawie art. 62 ust. 1 ustawy z 23 grudnia 1994 r. o Najwyższej Izbie Kontroli, przedstawił informację o sposobie wykorzystania uwag i wykonania wniosków oraz o podjętych działaniach, a także o przyczynach nie zrealizowania wniosku NIK.

II. W 2007 r. także Minister Gospodarki przeprowadził kontrolę problemową, dotyczącą realizacji przez Prezesa URE zadań ustawowych w zakresie zatwierdzania taryf dla paliw gazowych i weryfikacji koncesji w 2006 r.

W grudniu 2007 r. Prezes URE otrzymał Protokół Kontroli, do którego wniósł zastrzeżenia.

Po uwzględnieniu przez Ministra Gospodarki zastrzeżeń, Prezes URE podpisał, już w styczniu 2008 r., Protokół Kontroli z wprowadzonymi zmianami. Nie otrzymał jednak wystąpienia pokontrolnego.

8. PROJEKTY FINANSOWANE ZE ŚRODKÓW UNIJNYCH

Urząd Regulacji Energetyki korzysta obecnie ze wsparcia finansowego Unii Europejskiej w ramach programu Środki Przejściowe oraz Sektorowego Programu Operacyjnego Wzrost Konkurencyjności Przedsiębiorstw, lata 2004-2006.

Środki Przejściowe (Transition Facility) są przeznaczone na dalsze wspieranie państw członkowskich w ich wysiłkach zmierzających do wzmocnienia zdolności administracyjnych do wprowadzenia w życie i egzekwowania prawodawstwa wspólnotowego, będące kontynuacją podobnego wsparcia finansowanego w ramach instrumentów przedakcesyjnych. Dwa następujące projekty opracowane w Urzędzie Regulacji Energetyki zostały zakwalifikowane do realizacji w ramach Środków Przejściowych:

1. Wzmocnienie nadzoru Regulatora nad sektorem energii. Projekt składa się z dwóch komponentów. Realizacja komponentu 1, przygotowująca Studium Wykonalności przedsięwzięcia polegającego na powszechnej wymianie układów pomiarowo-rozliczeniowych, rozpoczęła się w grudniu 2007 r. W drodze przetargu nieograniczonego wybrany został wykonawca – konsorcjum firm: Doradztwo Gospodarcze DGA SA z siedzibą w Poznaniu oraz Instytut Sobieskiego z siedzibą w Warszawie. Planowany termin zakończenia kontraktu to wrzesień 2008 r. Komponent 2, polegający na wyposażeniu Regulatora w narzędzia umożliwiające analizę jakości zasilania w miejscu dostarczania energii elektrycznej do odbiorcy nie będzie obecnie realizowany. W trybie przewidzianym ustawą – Prawo zamówień publicznych nie zgłosił się żaden wykonawca.
2. Wdrażanie konkurencyjnego rynku energii. Projekt składa się z czterech komponentów. Komponent 1 przewiduje pomoc dla Urzędu w stworzeniu efektywnych narzędzi regulacyjnych, mających na celu

wsparcie procesu liberalizacji rynku gazu. Komponent 2 ma na celu harmonizację krajowych standardów i wymogów dotyczących jakości dostaw energii elektrycznej oraz polityki rozwoju sieci z najlepszymi praktykami międzynarodowymi. Komponent 3 ma wesprzeć Regulatora w działaniach mających na celu wypełnienie wymogów dotyczących otwarcia rynku energii elektrycznej i gazu dla odbiorców w gospodarstwach domowych poprzez opracowanie jednolitego kodeksu postępowania sprzedawców energii elektrycznej i gazu oraz operatorów systemów. Komponent 4 polega na dostarczeniu pracownikom Urzędu praktycznej wiedzy na temat specyfiki odnawialnych źródeł energii oraz energii wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła. Do końca 2007 r. trwały prace nad przygotowaniem dokumentacji przetargowej dla wszystkich komponentów.

Ponadto w Urzędzie realizowany jest projekt zatytułowany „System interaktywnej elektronicznej obsługi informatyczno-statystycznej dla uczestników rynku energii”. Projekt zakwalifikowany został do współfinansowania ze środków Unii Europejskiej – Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego, w ramach Sektorowego Programu Operacyjnego – Wzrost Konkurencyjności Przedsiębiorstw, Priorytet 1: Rozwój przedsiębiorczości i wzrost innowacyjności poprzez wzmocnienie instytucji otoczenia biznesu, Działanie 1.5 Rozwój systemu dostępu przedsiębiorców do informacji i usług publicznych on-line.

W wyniku postępowania o udzielenie zamówienia publicznego podpisana została umowa z Wykonawcą – ABG Ster Projekt SA. Przedmiotem umowy jest opracowanie systemu, o którym mowa w projekcie. System ma być realizowany w czterech etapach, a jego ukończenie zaplanowane jest na 15 maja 2008 r.

CZĘŚĆ V. SĄDOWA KONTROLA DZIAŁALNOŚCI PREZESA URE

I. W 2007 r. Prezes URE wydał łącznie 5651 decyzji administracyjnych, z czego odwołania do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów (SOKiK) wniesiono od 181 decyzji. Oznacza to, że zaskarżono 3,20% wydanych decyzji. Dla porównania: w 2006 r. wydano 7248 decyzji i wniesiono 269 odwołań (co stanowiło 3,71% wydanych decyzji), w 2005 r. wydano 8611 decyzji i wniesiono 123 odwołania (ponad 1,4%), w 2004 r. wydano 8279 decyzji i wniesiono 128 odwołań (ponad 1,5%). Zatem odsetek odwołań od tych decyzji uległ zwiększeniu o ok. 1,7% w stosunku do 2004 r.

Do SOKiK przekazane zostało 171 odwołań, a w 10 przypadkach Prezes URE zmienił decyzję w trybie samokontroli na podstawie art. 479⁴⁸ § 2 ustawy z 17 listopada 1964 r. – Kodeks postępowania cywilnego (Dz. U. z 1964 r. Nr 43, poz. 296, z późn. zm.). Ponadto, w 2007 r. do SOKiK zostało przesłanych 48 odwołań wniesionych od decyzji, które były wydane w 2006 r. Zatem łącznie w 2007 r. do Sądu I instancji przekazano 219 odwołań.

Do 31 grudnia 2007 r. SOKiK wydał łącznie 208 wyroków, w tym w 151 przypadkach oddalił odwołania od decyzji Prezesa URE, w 21 uchylił zaskarżone decyzje, a w 28 zmienił zaskarżone decyzje, przy czym w 20 sprawach zmiana ta polegała wyłącznie na obniżeniu wysokości kary pieniężnej wymierzonej na podstawie art. 56 ust. 2 w związku z art. 56 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne (w pozostałej części oddalając odwołanie). W pozostałych przypadkach Sąd umorzył postępowanie w sprawie.

Jak wynika z powyższego, Sąd w większości rozpoznawanych w 2007 r. przypadków podzielił stanowisko Prezesa URE prezentowane w zaskarżonych decyzjach.

Ponadto, Sądowi przekazano 39 zażaleń na wydane w postępowaniu administracyjnym postanowienia Prezesa URE (dotyczące w szczególności zawieszenia postępowania, odmowy wydania świadectwa pochodzenia energii elektrycznej oraz zwrotu pisma w trybie art. 66 § 3 Kodeksu postępowania administracyjnego), przy czym 23 z nich zostało przez Sąd odrzuconych, dziewięć dalszych – oddalonych, w czterech przypadkach Sąd uchylił postanowienia Prezesa URE, w jednym przypadku zmienił, a w dwóch umorzył postępowanie. SOKiK w 2007 r. w 52 przypadkach umorzył postępowanie sądowe z powodu wycofania przez stronę odwołania. Postanowienia te zapadły głównie w sprawach z odwołań przedsiębiorstw od decyzji Prezesa URE zgłaszających zastrzeżenia do odmowy przyłączenia do sieci.

II. W 2007 r. Sąd Apelacyjny w Warszawie rozpoznał 44 apelacje wniesione od wyroków SOKiK, przy czym 13 z nich wniósł Prezes URE, zaś pozostałe – strony. W 31 przypadkach Sąd Apelacyjny apelacje oddalił uwzględniając stanowisko SOKiK, w siedmiu przypadkach zmienił zaskarżone wyroki, w pięciu uchylił zaskarżone wyroki, a w jednym – odrzucił apelację.

Sąd ten rozpoznał także 13 zażaleń wniesionych na postanowienia wydane przez SOKiK. Spośród tych zażaleń siedem zostało przez Sąd oddalonych, w dwóch przypadkach Sąd uchylił zaskarżone postanowienia Sądu I instancji, w jednym umorzył postępowanie, zaś w trzech – odrzucił zażalenia. Ponadto, w trzech przypadkach została odrzucona skarga kasacyjna do Sądu Najwyższego. Z powyższego wynika, że mimo stosunkowo wysokiej liczby oddalonych przez SOKiK odwołań, tylko nieznaczna część orzeczeń tego Sądu została zaskarżona do Sądu Apelacyjnego.

Wśród wyroków Sądu Apelacyjnego na uwagę zasługują wyroki wydane w sprawach nieuzasadnionego wstrzymania dostaw, w których powodem powstrzymania się przez przedsiębiorstwo ze spełnieniem swojego świadczenia była zwłoka odbiorcy w zapłacie należności za pobraną energię. Podstawę do wstrzymania dostaw w omawianych sprawach stanowił art. 6 ust. 3a ustawy – Prawo energetyczne. Podkreślić należy, że dotychczasowa linia orzecznictwa SOKiK w omawianym zakresie, jest jednolita. Sąd ten stoi na stanowisku, że wstrzymanie dostarczania energii elektrycznej rodzić może bardzo znaczące konsekwencje dla odbiorcy i stąd przedsiębiorstwo energetyczne realizując przyznane przez ustawodawcę uprawnienie ma obowiązek wypełnienia określonej w przepisach prawa procedury w celu skutecznej realizacji tego uprawnienia. Jednocześnie w ocenie Sądu, art. 6 ust. 3a ustawy – Prawo energetyczne stanowi *lex specialis*, w związku z tym wyłącza zastosowanie ogólnych zasad przewidzianych w Kodeksie cywilnym.

Rozpatrując apelacje wniesione przez przedsiębiorstwa energetyczne w powyższych sprawach Sąd Apelacyjny w Warszawie podzielił w całości stanowisko prezentowane przez Sąd I instancji oraz przez Prezesa URE. Na szczególną uwagę zasługuje wyrok Sądu Apelacyjnego z 9 marca 2007 r. (sygn. akt VI ACa 1086/06) oraz z 13 marca 2007 r. (sygn. akt VI ACa 1096/06).

III. Od wyroków Sądu Apelacyjnego wniesiono osiem skarg kasacyjnych. W dwóch przypadkach skargę wniósł Prezes URE, zaś w pozostałych – strony. Sąd Najwyższy w 2007 r. w dwóch przypadkach

odmówił przyjęcia skargi kasacyjnej od wyroku Sądu Apelacyjnego do rozpoznania, w trzech sprawach skargi kasacyjne zostały oddalone. W pozostałych sprawach Sąd Najwyższy w dwóch przypadkach uchylił zaskarżony wyrok Sądu Apelacyjnego i zmienił poprzedzający go wyrok SOKiK, w ten sposób, że uchylił decyzję Prezesa URE. Wyroki te zapadły w sprawach z odwołania Przedsiębiorstw od decyzji Prezesa URE nakładających kary pieniężne za niewywiązanie się z obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w 2002 r. W sprawie dotyczącej odmowy zatwierdzenia zmiany taryfy dla energii elektrycznej, która zostanie omówiona poniżej, Sąd uchylił zaskarżony wyrok Sądu Apelacyjnego i poprzedzający go SOKiK i umorzył postępowanie.

W 2007 r. wniesione zostały także (przez strony) dwa zażalenia na postanowienia Sądu Apelacyjnego, które zostały oddalone przez Sąd Najwyższy.

Wśród wyroków Sądu Najwyższego na uwagę zasługują wyroki wydane w sprawach o wymierzenie kar pieniężnych za niewywiązanie się z obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w 2001 i 2002 r. W jednej z takich spraw Sąd Apelacyjny skierował zapytanie do Trybunału Konstytucyjnego w kwestii zgodności z Konstytucją przepisów stanowiących podstawę zaskarżonych decyzji Prezesa URE. W związku z tym, pozostałe postępowania przed tym Sądem uległy zawieszeniu.

Rozpatrując powyższą kwestię, wyrokiem z 25 lipca 2006 r., sygn. akt P 24/05, Trybunał Konstytucyjny orzekł, iż art. 9 ustawy – Prawo energetyczne obowiązujący w dniu wejścia w życie ustawy nowelizującej z 24 lipca 2002 r., w zakresie w jakim nakłada na określone w nim przedsiębiorstwa energetyczne obowiązek zakupu energii elektrycznej oraz ciepła ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych, jest zgodny z art. 22 i art. 92 ust. 1 Konstytucji.

Po podjęciu zawieszonych postępowań Sąd Apelacyjny mając na względzie treść orzeczenia Trybunału Konstytucyjnego, rozpoznając poszczególne apelacje wydawał odmienne wyroki. W związku z zaistniałą rozbieżnością w orzecznictwie Sądu Apelacyjnego, od kilku wyroków zostały wniesione skargi kasacyjne do Sądu Najwyższego.

Poniżej zostaną zaprezentowane dwa rozstrzygnięcia Sądu Najwyższego, które mają istotne znaczenie z punktu widzenia prawidłowego kształtowania orzecznictwa Prezesa URE w sprawach z zakresu wymierzania kar pieniężnych.

1. I tak, wyrokiem z 5 lipca 2007 r., sygn. akt III SK 13/07, Sąd Najwyższy uchylił wyrok Sądu Apelacyjnego (oddalający apelację przedsiębiorstwa) i zmienił poprzedzający go wyrok SOKiK (oddalający odwołanie przedsiębiorstwa) w ten sposób, że uchylił zaskarżoną decyzję Prezesa URE wymierzającą karę pieniężną. W wyroku tym Sąd zaprezentował stanowisko, zgodnie z którym „Sąd Najwyższy jest zdania, że Prawo energetyczne w brzmieniu obowiązują-

cym do dnia 31 grudnia 2002 r. nie nakładało *ex lege* na przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się obrotem energią elektryczną lub ciepłem obowiązku zakupu, odpowiednio do zakresu prowadzonej działalności gospodarczej, energii elektrycznej albo ciepła ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych przyłączonych do wspólnej sieci bezpośrednio u wytwórców tej energii albo ciepła (por. wyrok SN z 25 kwietnia 2007 r., sygn. akt III SK 1/07, nie publ.). W szczególności podstawy do konstruowania takiego obowiązku nie stanowił przepis art. 9 ust. 3 Prawa energetycznego, który jedynie upoważniał ministra właściwego do spraw gospodarki, do nałożenia, w drodze rozporządzenia, na przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się obrotem lub przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej lub ciepła obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz wytworzonej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, a także ciepła ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych, oraz określenia szczegółowego zakresu tego obowiązku, uwzględniając technologię wytwarzania energii, wielkość źródła energii oraz sposób uwzględniania w taryfach kosztów jej zakupu. Wynika to z przyjętej w demokratycznym porządku prawnym zasady, zgodnie z którą przepisy o charakterze kompetencyjnym, a do takich należy niewątpliwie przepis art. 9 ust. 3 Prawa energetycznego, nie mogą stanowić samostanowiącego źródła jakichkolwiek obowiązków podmiotów niepaństwowych, do których należy przedsiębiorstwo energetyczne powoda (wyrok SN z 25 kwietnia 2007 r., sygn. akt III SK 1/07, nie publ.). (...) Uznanie bowiem konstytucyjności przepisu art. 9 ust. 3 Prawa energetycznego wyklucza wprawdzie stwierdzenie przez Sąd Apelacyjny niezgodności tego przepisu z Konstytucją, lecz jednocześnie nie ogranicza Sądu w dokonywaniu samodzielnej wykładni tego przepisu przy założeniu, że przepis ten w zakresie wskazanym w sentencji wyroku Trybunału Konstytucyjnego jest zgodny z Konstytucją (...). Należy zatem przyjąć, że zgodny z art. 22 i art. 92 ust. 1 Konstytucji RP przepis art. 9 ust. 3 Prawa energetycznego nie wprowadzał w spornym okresie obowiązku zakupu energii elektrycznej i ciepła ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych ani też nie określał zakresu tego obowiązku, co oznacza, że wprowadzenie tego obowiązku i określenie jego zakresu rozporządzeniem z dnia 15 grudnia 2000 r. nie miało należytej podstawy ustawowej, co powinien mieć na uwadze Sąd Apelacyjny rozstrzygając niniejszą sprawę, tym bardziej że przedstawiona w uzasadnieniu zaskarżonego wyroku interpretacja tych przepisów prowadzi do poszerzania zakresu obowiązku, który nie miał oparcia w przepisach Prawa energetycznego.”

2. Analogiczny pogląd Sąd Najwyższy zaprezentował w wyroku z 25 kwietnia 2007 r., sygn. akt III SK 1/07, oddalającym skargę kasacyjną Prezesa URE od wyroku Sądu Apelacyjnego, zmieniającego wyrok Sądu I instancji poprzez uchylenie zaskarżonej decy-

zji wymierzającej przedsiębiorstwu karę pieniężną. Niezależnie od powyższego Sąd Najwyższy w uzasadnieniu tego wyroku zawarł wywód dotyczący interpretacji art. 56 ustawy – Prawo energetyczne (podzielając stanowisko Prezesa URE co do obligatoryjnego charakteru kary pieniężnej w przypadku stwierdzenia naruszeń, określonych w ust. 1 tego przepisu), stwierdzając m.in., że „Zgodnie z przepisem art. 56 ust. 2 Prawa energetycznego „karze podlega ten kto...”, zatem Prezes URE jest obowiązany, a nie uprawniony, do nałożenia kary w razie stwierdzenia okoliczności podlegających karze. Zgodnie z art. 56 ust. 6 Prawa energetycznego ustalając wysokość kary pieniężnej, Prezes URE uwzględni stopień szkodliwości czynu, stopień zawinienia oraz dotychczasowe zachowanie podmiotu i jego możliwości finansowe. Przepis art. 56 ani inny przepis Prawa energetycznego nie przewidują możliwości odstąpienia od wymierzenia kary. Jeżeli ustawodawca przewiduje możliwość odstąpienia od wymierzenia kary grzywny, musi wprowadzić instytucję odstąpienia od wymierzenia tej kary do prawa obowiązującego. (...) Ponadto, ustawodawca może pozostawić kwestię nałożenia kary swobodnemu uznaniu organu regulacyjnego (np. „Prezes URE może nałożyć ... karę pieniężną”). W przepisach Prawa energetycznego brak jest podobnych albo analogicznych sformułowań, zwrotów lub określeń. Z powyższego wynika, iż w Prawie energetycznym brak podstaw do nałożenia przez pozwanego kary pieniężnej w wysokości 0 zł lub odstąpienia od jej wymierzenia. (...) Sąd rozpoznający odwołanie od decyzji Prezesa URE mógłby odstąpić od wymierzenia kary tylko wówczas, gdyby uznał, że zachowanie powoda – odwołującego się przedsiębiorcy – nie naruszyło przepisów Prawa energetycznego. Wówczas uchyliłby zaskarżoną decyzję w całości, tj. z fragmentem sentencji o nałożeniu kary. Natomiast jeżeli sąd uznałby, stosując kryteria wymienione w art. 56 Prawa energetycznego, że kara pieniężna nałożona przez Prezesa URE była zbyt surowa, mógłby – w ramach odwołania lub apelacji – zmienić jej wysokość. Jednakże wymierzenie kary w kwocie 0 zł lub uchylenie decyzji w zakresie kary pieniężnej i oddalenie odwołania, w sytuacji gdy przepisy Prawa energetycznego nie przewidują możliwości odstąpienia od wymierzenia kary w przypadku stwierdzenia ich naruszenia, jak to uczynił Sąd Apelacyjny, jest niezgodne z prawem.”

3. Za szczególnie ważny należy uznać wyrok Sądu Najwyższego z 5 czerwca 2007 r., sygn. akt III SK 7/07 i to nie ze względu na zapadłe rozstrzygnięcie, które zgodne jest z dotychczasową linią orzecznictwa, a z uwagi na precedensowy pogląd wyrażony przez Sąd.

Wyrok ten zapadł w sprawie z odwołania Przedsiębiorstwa (prowadzącego – w dacie orzekania przez Prezesa URE – działalność gospodarczą polegającą na obrocie oraz przesyłach i dystrybucji energii

elektrycznej) od decyzji Prezesa URE z 31 sierpnia 2001 r. odmawiającej zatwierdzenia zmiany taryfy dla energii elektrycznej.

Nadmienić wypada, że niniejsza sprawa była już w 2004 r. przedmiotem rozstrzygnięcia Sądu Najwyższego, który wyrokiem z 4 marca 2004 r., sygn. akt III SK 7/04 uchylił zaskarżony wyrok SOKiK oddalający odwołanie przedsiębiorstwa i przekazał sprawę do ponownego rozpoznania temu Sądowi. Sąd ten, oceniając ponownie zasadność zaskarżonej decyzji Prezesa URE – dokonał jej zmiany, polegającej na zatwierdzeniu zmiany taryfy dla energii elektrycznej w zakresie obejmującym ceny za energię elektryczną i stawki opłat za usługi przesyłowe na poziomie wnioskowanym przez przedsiębiorstwo. Od wyroku tego apelację wniósł Prezes URE, podnosząc przede wszystkim, że taryfa, której zmiany dokonał Sąd I instancji wyekspirowała przed dniem orzekania, zatem nie jest możliwe dokonanie zmiany wygasłej taryfy. Ponadto, w dacie wydania tego wyroku, przedsiębiorstwo posiadało już zatwierdzoną kolejną taryfę dla energii elektrycznej.

Sąd Apelacyjny zmienił zaskarżony wyrok SOKiK w ten sposób, że uchylił decyzję Prezesa URE odmawiającą zmiany taryfy. Ten wyrok został z kolei zaskarżony przez przedsiębiorstwo.

W wyniku rozpoznania skargi kasacyjnej, Sąd Najwyższy uchylił wyrok Sądu Apelacyjnego oraz poprzedzający go wyrok SOKiK i umorzył postępowanie w sprawie uznając, że w niniejszej sprawie wydanie wyroku stało się „zbędne”, ponieważ wygasła decyzja Prezesa URE, która miałaby zostać zmieniona orzeczeniem sądowym. Uzasadniając swoje stanowisko Sąd wskazał, że „W nawiązaniu do zasady okresowości (rocznego obowiązywania) taryfy należy wskazać, że z istoty i funkcji taryfy wynika, że jej zmiana może być skutecznie dokonana tylko w okresie jej obowiązywania, bowiem po upływie tego okresu decyzja wygasa.”. Jednakże pamiętać należy, że zaskarżona decyzja była wydana w odmiennym stanie prawnym (nie obowiązywał wtedy art. 47 ust. 2c ustawy – Prawo energetyczne), jak również faktycznym (w dniu rozpoznania przez Sąd odwołania przedsiębiorstwo posiadało już zatwierdzoną kolejną taryfę dla energii elektrycznej), na co również zwrócił uwagę Sąd Najwyższy w powołanym wyroku.

Jednocześnie, Sąd Najwyższy (mając na uwadze zmiany przepisów Prawa energetycznego, jakie nastąpiły już po wydaniu zaskarżonej decyzji Prezesa URE) wyraził pogląd, zgodnie z którym: „Obecnie odstępowanie od tej zasady przewiduje obowiązujący od dnia 3 maja 2005 r. przepis art. 47 ust. 2c pkt 2 Prawa energetycznego, zgodnie z którym dotychczasowa taryfa – a tym samym zatwierdzająca ją decyzja – obowiązuje do momentu zatwierdzenia nowej taryfy lub zakończenia postępowania sądowego z odwołania od decyzji Prezesa URE o zatwierdzeniu nowej taryfy („w przypadku upływu okresu, na jaki została ustalona

taryfa, do dnia wejścia w życie nowej taryfy stosuje się taryfę dotychczasową, jeżeli toczy się postępowanie odwoławcze od decyzji Prezesa URE"). Przepis ten nie może stanowić bezpośrednio podstawy rozstrzygnięcia niniejszej sprawy, ale dostarcza istotnej wskazówki interpretacyjnej w przedmiocie zarzutów naruszenia prawa podniesionych w skardze kasacyjnej. Wynika z niego, iż w przypadku wniesienia odwołania od decyzji Prezesa URE, do dnia ostatecznego zakończenia postępowania stosuje się taryfę dotychczasową. Nowa taryfa, uwzględniająca stawki za energię elektryczną w wysokości ustalonej wyrokiem sądu, wchodzi zatem w życie dopiero po upływie terminu określonego w art. 47 ust. 4 Prawa energetycznego, przy czym publikacja taryfy możliwa jest dopiero po uprawomocnieniu się orzeczenia. Z powyższego wynika, iż w świetle aktualnie obowiązującego stanu prawnego dopuszczalne jest

dokonywanie przez sądy powszechne zmian w treści decyzji o zatwierdzeniu nowej taryfy (lub decyzji o odmowie zmiany dotychczasowej taryfy), ponieważ taryfa taka obowiązuje do momentu prawomocnego zakończenia postępowania sądowego."

IV. W 2007 r. Wojewódzki Sąd Administracyjny (WSA) rozpoznał trzy skargi na bezczynność Prezesa URE. W dwóch przypadkach skargi zostały oddalone. Natomiast w jednym przypadku Sąd uwzględnił skargę i zobowiązał Prezesa URE do wydania w terminie miesiąca decyzji w sprawie o udzielenie koncesji na obrót paliwami ciekłymi.

V. Orzeczenia Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego nie były w 2007 r. zaskarżane do Naczelnego Sądu Administracyjnego.

ANEKS 1

DZIAŁALNOŚĆ REGULACYJNA ODDZIAŁÓW TERENOWYCH URE

Tabela 1. Działalność OT w zakresie koncesjonowania – stan na 31 grudnia 2007 r.

Wyszczególnienie	Koncesjonowane przedsiębiorstwa			
	elektroenergetyka	gazownictwo	ciepłownictwo	paliwa ciekłe
OT Warszawa	130	30	51	1453
OT Szczecin	92	7	56	525
OT Gdańsk	169	8	65	707
OT Poznań	178	10	75	1205
OT Lublin	50	3	49	923
OT Łódź	109	3	54	1100
OT Wrocław	107	6	51	663
OT Katowice	118	19	72	892
OT Kraków	103	12	72	1065

Tabela 2. Działalność OT w zakresie koncesjonowania – w 2007 r.

Wyszczególnienie	Wnioski w sprawach koncesyjnych ogółem	w tym zwrot wniosku	Decyzje w sprawach koncesyjnych									Postanowienia w sprawach koncesyjnych		
			ogółem	z tego:								ogółem	z tego:	
				udzielenie	zmiana	umorzenie	cofnięcie	uchylenie	wygaśnięcie	odmowa udzielenia	promesy		pozostawienie bez rozpatrzenia	pozostawienie bez rozpoznania
OT Warszawa	281	15	232	113	78	8	13	0	13	7	0	40	37	3
OT Szczecin	169	6	170	45	102*	3	8	–	9	2	1	19	14	–
OT Gdańsk	282	4	230	54	129	18	7	0	12	6	4	17	15	2
OT Poznań	347	8	262	75	142	7	17	0	14	6	1	24	23	1
OT Lublin	202	3	188	60	101	2	11	0	10	4	0	33**	22	3
OT Łódź	239	4	250	97	108	7	20	1	17	0	0	6	6	0
OT Wrocław	223	2	181	56	103	3	2	1	12	3	1	10	10	0
OT Katowice	369	4	251	73	121	14	25	0	13	5	0	11	10	1
OT Kraków	271	5	262	88	137	9	11	0	13	4	0	13	10	3

* W tym 2 odmawiające zmiany koncesji.

** W ogólnej liczbie 33 postanowień w sprawach koncesyjnych zawarto również informację dotyczącą ilości wydanych postanowień o sprostowaniu decyzji Prezesa URE (8 postanowień o sprostowaniu oczywistej omyłki).

Tabela 3. Działalność OT na rynku ciepła – w 2007 r.

Wyszczególnienie	Koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze (stan na 31.12.2007 r.)	Decyzje o udzieleniu koncesji na działalność ciepłowniczą				Decyzje w sprawie	
		ogółem	z tego:			zatwierdzenia taryfy dla ciepła*	zmian dotyczących stosowanych taryf na ciepło*
			na wytwarzanie	na przesyłanie i dystrybucję	na obrót		
OT Warszawa	51	68	33	31	4	31	31
OT Szczecin	56	2	1	1	–	48	23
OT Gdańsk	65	4	2	2	0	51	18
OT Poznań	75	0	0	0	0	43	17
OT Lublin	49	0	0	0	0	45	3
OT Łódź	54	2	0	1	1	40	10
OT Wrocław	51	7	2	3	2	40	12
OT Katowice	72	2	1	1	0	48	17
OT Kraków	72	2	0	2	0	55	15

* Wszystkie decyzje w sprawie zatwierdzenia bądź zmiany taryf (zatwierdzenie, odmowa, umorzenie).

Tabela 4. Działalność OT na rynku energii elektrycznej – w 2007 r.

Wyszczególnienie	Koncesjonowane przedsiębiorstwa elektroenergetyczne (stan na 31.12.2007 r.)	Decyzje o udzieleniu koncesji na działalność związaną z zaopatrzeniem w energię elektryczną				Decyzje w sprawie	
		ogółem	z tego:			zatwierdzenia taryfy dla energii elektrycznej*	zmian dotyczących stosowanych taryf na energię elektryczną*
			na wytwarzanie	na dystrybucję	na obrót		
OT Warszawa	130	21	5	8	8	6	2
OT Szczecin	92	–	–	–	–	4	–
OT Gdańsk	169	1	1	0	0	1	0
OT Poznań	178	6	4	1	1	11	2
OT Lublin	50	0	0	0	0	3	0
OT Łódź	109	2	0	1	1	9	7
OT Wrocław	107	4	4	0	0	12	3
OT Katowice	118	9	5	2	2	14	8
OT Kraków	103	6	6	0	0	21	12

* Wszystkie decyzje w sprawie zatwierdzenia bądź zmiany taryf (zatwierdzenie, odmowa, umorzenie).

Tabela 5. Działalność OT na rynku gazu – w 2007 r.

Wyszczególnienie	Koncesjonowane przedsiębiorstwa gazownicze (stan na 31.12.2007 r.)	Decyzje o udzieleniu koncesji na działalność gazowniczą				Decyzje w sprawie	
		ogółem	z tego:			zatwierdzenia taryfy dla gazu*	zmian dotyczących stosowanych taryf dla gazu*
			na wytworzenie	na przesyłanie i/lub dystrybucję	na obrót		
OT Warszawa	30	0	0	0	0	1	0
OT Szczecin	7	–	–	–	–	–	1
OT Gdańsk	8	0	0	0	0	1	0
OT Poznań	10	1	0	0	1	1	2
OT Lublin	3	0	0	0	0	1	0
OT Łódź	3	0	0	0	0	1	2
OT Wrocław	6	0	0	0	0	4	3
OT Katowice	19	2	0	1	1	9	2
OT Kraków	12	0	0	0	0	5	12

* Wszystkie decyzje w sprawie zatwierdzenia bądź zmiany taryf (zatwierdzenie, odmowa, umorzenie).

Tabela 6. Działalność OT na rynku paliw ciekłych – w 2007 r.

Wyszczególnienie	Koncesjonowane przedsiębiorstwa prowadzące działalność w zakresie obrotu paliwami ciekłymi (stan na 31.12.2007 r.)	Wnioski w sprawach koncesji na obrót paliwami ciekłymi	Decyzje w sprawach koncesyjnych				
			ogółem	w tym:			
				udzielenie	zmiana	odmowa udzielenia	odmowa zmiany
OT Warszawa	1453	153	143	103	12	7	0
OT Szczecin	525	100	62*	43	4	2	–
OT Gdańsk	707	120	85	49	8	4	0
OT Poznań	1205	181	112	68	14	3	0
OT Lublin	923	119	101**	60	14	4	0
OT Łódź	1100	181	108	93	15	0	0
OT Wrocław	663	82	52	47	4	0	1
OT Katowice	888	150	106	60	8	5	0
OT Kraków	1065	109	104	80	9	3	0

* W tym: 1 promesa koncesji, 1 umorzenie postępowania, 6 wygaśnień koncesji, 5 cofnięć koncesji.

** W ogólnej ilości 101 decyzji w sprawach koncesyjnych zawarto również informację o liczbie decyzji dotyczących:

- wygaśnień koncesji – 10 decyzji;
- cofnięcia koncesji – 11 decyzji;
- umorzenia postępowań w sprawie udzielenia koncesji OPC – 2 decyzje.

Tabela 7. Efekty regulacyjne z procesu zatwierdzania taryf w ciepłownictwie – w 2007 r.

Wyszczególnienie	Przychody roczne		Obniżka przychodów	Wnioskowany przez przedsiębiorstwa średni wzrost opłat w taryfach na ciepło	Wzrost opłat w taryfach na ciepło zatwierdzonych przez Prezesa URE
	wnioskowane przez przedsiębiorstwa ciepłownicze	zatwierdzone w taryfach			
	tys. zł				
OT Warszawa	712 108,59	629 173,49	82 935,10	19,10	5,20
OT Szczecin	479 818,40	469 696,30	10 122,10	7,40	5,10
OT Gdańsk	674 414,99	640 217,19	34 197,80	9,84	4,27
OT Poznań	653 028,00	630 201,00	22 800,00	8,55	4,76
OT Lublin	773 187,74	725 951,50	47 236,24	11,13	5,02
OT Łódź	464 028,79	454 330,13	9 696,66	7,01	4,76
OT Wrocław	1 043 703,00	993 663,00	50 040,00	9,11	3,88
OT Katowice	803 266,80	778 592,70	24 674,10	8,80	5,40
OT Kraków	853 555,00	816 150,00	37 405,00	9,48	5,10

Tabela 8. Efekty regulacyjne z procesu zatwierdzania taryf dla energii elektrycznej – w 2007 r.

Wyszczególnienie	Przychody roczne		Obniżka przychodów	Wnioskowany przez przedsiębiorstwa średni wzrost opłat w taryfach na energię elektryczną	Wzrost opłat w taryfach na energię elektryczną zatwierdzonych przez Prezesa URE
	wnioskowane przez przedsiębiorstwa elektroenergetyczne	zatwierdzone w taryfach			
	tys. zł				
OT Warszawa	128 022,14	114 745,26	13 276,89	16,30	4,30
OT Szczecin	4 516,10	4 378,30	137,80	9,20	5,70
OT Gdańsk	3 998,89	3 746,95	251,94	9,50	2,60
OT Poznań	74 093,00	73 509,00	583,00	7,83	6,98
OT Lublin	8 521,01	7 953,86	567,15	2,64	2,75
OT Łódź	13 448,12	13 336,53	111,60	- 0,70	-1,51
OT Wrocław	122 964,00	122 670,00	294,00	6,73	6,47
OT Katowice	67 468,00	65 931,30	1 536,70	6,40	4,00
OT Kraków	110 407,00	108 266,00	2 141,00	4,79	3,44

Tabela 9. Efekty regulacyjne z procesu zatwierdzania taryf dla gazu – w 2007 r.

Wyszczególnienie	Przychody roczne		Obniżka przychodów	Wnioskowany przez przedsiębiorstwa średni wzrost opłat w taryfach dla gazu	Wzrost opłat w taryfach dla gazu zatwierdzonych przez Prezesa URE
	wnioskowane przez przedsiębiorstwa gazownicze	zatwierdzone w taryfach			
	tys. zł				
OT Warszawa	2 274,21	2 271,20	3,01	9,90	9,70
OT Szczecin	–	–	–	–	–
OT Gdańsk	1 664,79	1 403,47	261,32	26,12	6,30
OT Poznań	10 717,00	10 717,00	0,00	0,14	0,14
OT Lublin	591,30	583,40	7,90	30,37	28,63
OT Łódź	4 429,46	4 415,94	13,52	14,97	14,62
OT Wrocław	49 990,00	46 832,00	3 158,00	8,27	1,43
OT Katowice	72 331,90	70 709,10	1 622,80	4,60	2,30
OT Kraków	9 144,00	9 179,00	– 35,00	1,39	1,58

Tabela 10. Pozostała działalność OT – w 2007 r.

Wyszczególnienie	Skargi					Nałożone kary	
	ogółem	ciepła	energii elektrycznej	gazu	paliw ciekłych	ilość	łączna wysokość w zł
OT Warszawa	61	14	38	9	0	3	25 000,00
OT Szczecin	55	11	33	11	–	1	17 679,35
OT Gdańsk	97	42	42	11	2	4	66 500,00
OT Poznań	42	16	25	1	0	5	62 820,22
OT Lublin	28	6	21	0	1	3	65 778,00
OT Łódź	69	15	52	2	0	2	47 000,00
OT Wrocław	48	13	30	3	2	1	3 000,00
OT Katowice	27	7	18	2	0	16	72 031,00
OT Kraków	67	10	51	6	0	9	26 000,00

Tabela 11. Realizacja kompetencji Prezesa URE w zakresie rozstrzygania spraw spornych na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne – działalność OT – w 2007 r.

A. Liczba wniosków, które wpłynęły do oddziału terenowego

Wyszczególnienie	Wnioski o wydanie decyzji													Wnioski o wydanie postanowienia o podjęciu lub kontynuowaniu dostaw			
	ogółem	z tego:												ogółem	z tego:		
		wstrzymanie dostaw			odmowa zawarcia umowy sprzedaży			odmowa zawarcia umowy o przyłączenie do sieci			odmowa zawarcia umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji				energia elektryczna	gaz ziemny	ciepło
		energia elektryczna	gaz ziemny	ciepło	energia elektryczna	gaz ziemny	ciepło	energia elektryczna	gaz ziemny	ciepło	energia elektryczna	gaz ziemny	ciepło				
OT Warszawa	34	7	0	0	1*	0	0	3	23	0	0	0	0	5	4	0	1
OT Szczecin	18	5	2	-	-	-	1	8	2	-	-	-	-	1	1	-	-
OT Gdańsk	10	1	0	0	0	0	1	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OT Poznań	9	2	1	0	1	0	0	3	2	0	0	0	0	1	1	0	0
OT Lublin	39	2	0	1	0	2	0	31	2	1	0	0	0	32	30	2	0
OT Łódź	13	0	0	0	0	0	1	1	11	0	0	0	0	0	0	0	0
OT Wrocław	8	1				2		4					1	2	2		
OT Katowice	14	5	1	0	4	0	4	0	0	0	0	0	0	8	7	1	0
OT Kraków	22	1	2	0	3	1	7	0	2	6	0	0	0	4	1	3	0

* Umowa kompleksowa.

B. Liczba wydanych decyzji i postanowień

Wyszczególnienie	Decyzje													Postanowienia o podjęciu lub kontynuowaniu dostaw			
	ogółem	z tego:												ogółem	z tego:		
		wstrzymanie dostaw			odmowa zawarcia umowy sprzedaży			odmowa zawarcia umowy o przyłączenie do sieci			odmowa zawarcia umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji				energia elektryczna	gaz ziemny	ciepło
		energia elektryczna	gaz ziemny	ciepło	energia elektryczna	gaz ziemny	ciepło	energia elektryczna	gaz ziemny	ciepło	energia elektryczna	gaz ziemny	ciepło				
OT Warszawa	54	8	0	0	1*	0	1*	9	35	0	0	0	0	0	0	0	0
OT Szczecin	13	4	2	–	–	–	1	5	1	–	–	–	–	1	1	–	–
OT Gdańsk	6	1	0	0	0	0	1	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OT Poznań	7	1	0	0	2	0	0	3	1	0	0	0	0	1	1	0	0
OT Lublin	9	2	0	1	0	1	1	2	0	2	0	0	0	1	1	0	0
OT Łódź	13	0	0	0	0	0	1	1	11	0	0	0	0	0	0	0	0
OT Wrocław	5	1			3								1				
OT Katowice	15	4	0	0	1	0	6	3	0	1	0	0	0	0	0	0	0
OT Kraków	14	3	2	0	4	0	2	0	2	1	0	0	0	0	0	0	0

* Umowa kompleksowa.

Tabela 12. Działalność kontrolna OT* – w 2007 r.

Wyszczególnienie	Działalność kontrolna w zakresie:					
	przestrzegania warunków prowadzenia działalności koncesjonowanej	stosowania taryf	sposobu prowadzenia ewidencji księgowej zgodnie z art. 44 ustawy PE i udostępniania sprawozdań finansowych	dotrzymywania parametrów jakościowych paliw gazowych i energii elektrycznej **	realizacji obowiązku świadczenia usług dystrybucji paliw gazowych, energii elektrycznej oraz ciepła	kwalifikacji osób zatrudnionych przy eksploatacji sieci i urządzeń
OT Warszawa	3	51	31	6	0	25
OT Szczecin	2	46	22	–	1	46
OT Gdańsk	114	59	51	60	0	52
OT Poznań	76	83	76	1	0	180
OT Lublin	69	61	47	2	0	37
OT Łódź	40	49	40	5	0	3
OT Wrocław	44	7	44	2	0	5
OT Katowice	76	82	71	1	0	8
OT Kraków	97	96	81	4	0	1

* Dot. wszelkich postępowań, w których OT dokonał czynności kontrolnych.

** Zgodnie z ustaleniami obejmując także przypadki standardów obsługi odbiorców.

Tabela 13. Informacje o odmowie przyłączenia do sieci przesyłane przez przedsiębiorstwa (art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne) – w 2007 r.

Wyszczególnienie	Informacje o odmowie przyłączenia do sieci przesyłane przez przedsiębiorstwa			
	ogółem	z tego dotyczące:		
		energii elektrycznej	gazu	ciepła
OT Warszawa	2007	14	1989	4
OT Szczecin	88	29	59	–
OT Gdańsk	46	23	23	0
OT Poznań	786	9	764	13
OT Lublin	206	23	181	2
OT Łódź	306	0	305	1
OT Wrocław	992	52	939	1
OT Katowice	17	3	14	0
OT Kraków	197	0	197	0

Tabela 14. Liczba ważnych decyzji o udzieleniu koncesji na działalność ciepłowniczą według stanu koncesjonariuszy na 31.XII.2007 r.

Wyszczególnienie	Koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze (stan na 31.12.2007 r.)	Decyzje o udzieleniu koncesji na działalność ciepłowniczą			
		ogółem	z tego:		
			na wytwarzanie	na przesyłanie i dystrybucję	na obrót
OT Warszawa	51	111	50	48	12
OT Szczecin	56	114	52	50	12
OT Gdańsk	65	131	62	59	10
OT Poznań	75	148	66	67	15
OT Lublin	49	101	44	44	13
OT Łódź	54	113	48	52	13
OT Wrocław	51	109	45	48	16
OT Katowice	72	150	59	65	26
OT Kraków	72	139	59	60	20

Liberalizacja rynku energii – informacje na stronie internetowej URE

W celu pobrania informacji dotyczących otwarcia rynku energii elektrycznej i gazu należy:

- 1) wejść na stronę internetową URE (www.ure.gov.pl), kliknąć na pozycję „6 kroków. Jak zmienić sprzedawcę energii elektrycznej?”;



Urząd Regulacji Energetyki
www.ure.gov.pl

wpisz szukana frazę...

WYŚLUCHANIE ZAAWANSOWA

Urząd
Stanowiska i Komunikaty
Prawo
Rynek energii elektrycznej
Rynek paliw gazowych
Rynek ciepła
Paliwa ciekłe
Biokomponenty i biopaliwa
Liberalizacja rynku i zasada TPA
Odnawialne źródła energii
Wytwarzanie energii w kogeneracji
Rozstrzyganie sporów
Oddziały Terenowe URE
Publikacje
Poradnik odbiorcy
Energetyka w Europie
Współpraca międzynarodowa
Komunikacja społeczna
Ciekawe linki

Forum

7th Energy Investment & Regulation Conference April 21-22, 2008 • Budapest, Hungary

6 kroków
Jak zmienić sprzedawcę energii elektrycznej?
Infolinia: 022 661 62 32
opłata wg taryfy operatora

PATRONAT:
Urząd Regulacji Energetyki
Ministerstwo Edukacji Narodowej
Rzecznik Praw Dziecka

18.04.2008
Pismo do przedsiębiorstw energetycznych zobowiązanych do wypełnienia obowiązków, określonych w art. 9a ust. 1 i 8 ustawy – Prawo energetyczne – ankieta

11.04.2008
Komunikat Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w sprawie taryf dla paliw gazowych kluczowych przedsiębiorstw energetycznych

07.04.2008
Komunikat Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr GP - 062 - 28/2008 w sprawie awarii sieci elektroenergetycznej w dniu 8 kwietnia 2008 r. w Szczecinie i jego okolicach

07.04.2008
Komentarz dr. Tomasza Kowalczyka, Dyrektora Departamentu Taryf w sprawie ujęcia wydatków inwestycyjnych w taryfach na przesył i dystrybucję energii elektrycznej, w związku z awarią zasilania w aglomeracji szczecińskiej.

- 2) ze strony, która się wówczas pojawi, można pobrać informacje dotyczące otwarcia rynku.



Poradnik Otwarcia Rynku

1 lipca 2007
otwarcie rynku
energii elektrycznej i gazu

Mam prawo | Otwarcie rynku | Przydatne adresy | Rynek energii | Rynek gazu | Infolinia

Rynek energii...

- ENERGIA ELEKTRYCZNA
- ŹRÓDŁO
- SIECI
- SPÓŁKA DYSTRYBUCYJNA
- PRAWO WYBORU SPRZEDAWCY
- SPRZEDAWCA
- DLA ZAAWANSOWANYCH

6 kroków
Jak zmienić sprzedawcę energii elektrycznej?

1 2 3 4 5 6

Rynek gazu...

- GAZ ZIEMNY
- ŹRÓDŁA GAZU
- TRANSPORT GAZU
- SPÓŁKA GAZOWNICTWA
- PRAWO WYBORU SPRZEDAWCY
- SPRZEDAWCA
- DLA ZAAWANSOWANYCH

Prawda czy Fałsz?

1. Po 1 lipca 2007 r. nastąpi otwarcie rynku to znaczy, że będzie można kupować prąd za granicą.

Fałsz. Otwarcie rynku nie oznacza otwarcia granic. W zasadzie są one już otwarte.

2. Energetyka funkcjonuje w warunkach monopolu naturalnego i konkurencja jest niemożliwa.

Fałsz. Obszar monopolu ograniczony jest do działalności sieciowej.

Najczęściej zadawane pytania

1. Czy to prawda, że po 1 lipca 2007 r. muszę zmienić sprzedawcę?
Nie musisz, ale dołączysz do grona tych co mogą – uzyskasz przywilej.

2. Czy URE może zagwarantować, że nowy sprzedawca będzie tańszy?
Niestety nie. Każdy kto zechce zmienić sprzedawcę powinien rozważyć oferty różnych sprzedawców. Nawet jeśli w którejś z ofert znajduje się gwarancja stałej ceny.

3. Czy zmiana sprzedawcy wiąże się z dodatkowym ryzykiem?
Owszem, z decyzją o zmianie sprzedawcy wiąże się nie tylko perspektywa oszczędności ale i zwiększone ryzyko.

Ważne informacje

Na co trzeba uważać przy zmianie sprzedawcy:

1. Zawsze, a zwłaszcza w przypadku zmiany bezpośredniej i telefonicznej uważajmy co podpisujemy...

2. Szczególną ostrożność należy zachować słysząc (lub czytając) takie zwroty:
- Gratulujemy Wygrali (s) Pan (Pani) talon (kupon) na tańszą energię

Aneks 2. Wyniki badania dot. niezależności działania OSD oraz realizacji stosowanych przez OSD procedur i praktyk w zakresie zmiany sprzedawcy

Lp.	OSD	Pytania dotyczące niezależności działania OSD (stan na koniec grudnia 2007 r.)											Pytania dotyczące stosowanych praktyk w zakresie zmiany sprzedawcy (stan na dzień 30 września 2007 r.)			
		Czy OSD prowadzi aktualnie działalność niezwiązaną z działalnością operatorską?	Czy został przeprowadzony przegląd sposobu rozliczeń przychodów i kosztów w ramach OSD, mający na celu wydzielenie części kosztów niezwiązanych z działalnością operatorską?	Czy rozdzielono siedzibę OSD od siedziby spółki obrotu i innych działalności, np. wytwarzania?	Czy OSD posiada spółki zależne?	Czy OSD utworzył (ewentualnie zostały wydzielone z przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo) własne punkty obsługi klienta?	Czy punkty obsługi klienta obsługują tylko klientów OSD, czy świadczą usługi na rzecz innych podmiotów?	Czy OSD dokonał odczytu (lub szacunku) wskazań liczników w układach pomiarowo-rozliczeniowych zainstalowanych u odbiorców przyłączonych do jego sieci dystrybucyjnej – na dzień 30 czerwca 2007 r.?	Czy OSD wykonuje zadania związane z pozyskiwaniem, przechowywaniem, przetwarzaniem i udostępnianiem danych pomiarowych?	Czy OSD zawarł umowy o świadczenie usług dystrybucji ze sprzedawcami energii elektrycznej?	Jeżeli tak, proszę wymienić tych sprzedawców	Czy OSD zawarł inne umowy ze sprzedawcami energii?	Czy OSD opracował własną, niezależną stronę internetową?	Czy został opracowany wzór wniosku o rozdzielenie umowy sprzedaży od umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej?	Czy został opracowany wzór wniosku o zmianę sprzedawcy?	Czy został opracowany wzór umowy o świadczenie usług dystrybucji stosowany w przypadku zmiany sprzedawcy?
1	ZEB Dystrybucja Sp. z o.o.	Nie	Tak	Tak	Tak (5)	Tak	Nie	Nie	Tak	Tak	1. Vattenfall Sales Poland Sp. z o.o. 2. PKP Energetyka Sp. z o.o. 3. ZEB SA 4. ATEL Polska Sp. z o.o.	Tak	Tak	Nie	Tak	Tak
2	LUBZEL Dystrybucja Sp. z o.o.	Tak (usługi, m.in. konserwacji oświetlenia ulicznego, telekomunikacyjne i telefoniczne, usługi hotelowo-gastronomiczne, kwota – 4 919 tys. zł)	Tak	Tak	Nie	Nie	Nie	Nie	Tak	Tak	1. PKP Energetyka Sp. z o.o. 2. Vattenfall Sales Poland Sp. z o.o. 3. ZOMAR SA 4. ENERGA-Obrót SA 5. Lumius Polska Sp. z o.o.	Nie	Tak	Nie	Tak	Tak
3	ENION SA	Tak (usługi medyczne i paramedyczne, kwota – 4 mln zł)	Tak	Nie	Tak (8)	Nie	Tak	Tak	Tak	Tak	1. PKP Energetyka Sp. z o.o. 2. Lumius Polska Sp. z o.o. 3. ENION Energia Sp. z o.o. 4. PKE SA 5. Vattenfall Sales Poland Sp. z o.o. 6. Everen Sp. z o.o. 7. Electrabel Polska SA 8. RWE Stoen SA 9. ZOMAR SA 10. ENERGA-Obrót SA 11. ATEL Polska Sp. z o.o.	Tak	Tak	Tak	Tak	Tak
4	Vattenfall Distribution Poland SA	Tak (wynajem nieruchomości, dzierżawa, kwota – 1 318 tys. zł)	Tak	Tak	Nie	Nie	Tak	Tak	Tak	Tak	1. Electrabel Polska SA 2. Lumius Polska Sp. z o.o. 3. Vattenfall Sales Poland Sp. z o.o. 4. Everen Sp. z o.o. 5. ENION Energia Sp. z o.o. 6. PKP Energetyka Sp. z o.o. 7. ATEL Polska Sp. z o.o. 8. EnigmaPro Gigawatt Sp. z o.o. 9. Polska Energia PKH Sp. z o.o. 10. ENEA SA 11. ZOMAR SA	Tak	Tak	Tak	Tak	Tak
5	RZE Dystrybucja Sp. z o.o.	Tak (działalność gospodarcza wykorzystująca majątek społeczno-bytowo-szkoleniowy OSD, kwota – 951,5 tys. zł)	Tak	Nie	Tak (2)	Tak	Nie	Nie	Tak	Tak	1. RZE SA 2. PKP Energetyka Sp. z o.o.	Tak	Nie	Tak	Tak	Tak
6	EnergiaPro Koncern Energetyczny SA	Nie	Tak	Tak	Tak (6)	Tak	Tak	Tak	Tak	Tak	1. PKP Energetyka Sp. z o.o. 2. Electrabel Polska SA 3. Vattenfall Sales Poland Sp. z o.o. 4. ATEL Polska Sp. z o.o. 5. Everen Sp. z o.o. 6. EnergiaPro Gigawatt Sp. z o.o. 7. RWE Stoen SA 8. ENEA SA 9. ENERGA-Obrót SA 10. POLENERGIA SA	Tak	Tak	Nie	Tak	Tak
7	LZE Dystrybucja Sp. z o.o.	Tak (usługi, m.in. konserwacja oświetlenia ulicznego, usługi informatyczne, kwota – 5 937,9 tys. zł)	Tak	Nie	Tak (2)	Tak	Tak	Nie	Tak	Tak	1. LZE SA 2. EnergiaPro Gigawatt Sp. z o.o. 3. PKP Energetyka Sp. z o.o. 4. RWE Stoen SA 5. ENERGA-Obrót SA 6. Electrabel Polska SA 7. Lumius Polska Sp. z o.o.	Tak	Tak	Nie	Nie	Tak
8	ENERGA – Operator SA	Tak	b.d.	Tak	Tak	Nie	Nie	Tak	Tak	Tak	1. ATEL Polska Sp. z o.o. 2. PKP Energetyka Sp. z o.o. 3. Electrabel Polska SA 4. ENERGA-Obrót SA 5. Everen Sp. z o.o. 6. ZEL-T Obrót Sp. z o.o.	Tak	Tak	Nie	Tak	Tak
9	ZKE Dystrybucja Sp. z o.o.	Tak (usługi, m.in. konserwacja oświetlenia ulicznego, usługi teleinformatyczne, transportowe, kwota – 3 420 215,51 tys. zł)	Tak	Nie	Nie	Tak	Nie	Nie	Tak	Tak	1. PKP Energetyka Sp. z o.o. 2. Electrabel Polska SA 3. Vattenfall Sales Poland Sp. z o.o. 4. POLENERGIA SA 5. RWE Stoen SA 6. ENERGA-Obrót SA	Tak	Tak	Nie	Tak	Tak
10	ZEORK Dystrybucja Sp. z o.o.	Tak (usługi, m.in. najmu i dzierżawy, usługi transportowe, teleinformatyczne, kwota – 3 345 tys. zł)	Tak	Tak	Tak	Nie	Nie	Tak	Tak	Tak	1. ZEORK SA 2. PKP Energetyka Sp. z o.o. 3. Everen Sp. z o.o.	Nie	Tak	Nie	Tak	Tak
11	ENEA Operator Sp. z o.o.	Tak (sprzedaż towarów i materiałów, dzierżawa i wynajem majątku, kwota – 51 011 729,87 zł)	Tak	Tak	Nie	Tak	Tak	Tak	Tak	Tak	1. ENEA SA 2. Vattenfall Sales Poland Sp. z o.o. 3. ATEL Polska Sp. z o.o. 4. PKP Energetyka Sp. z o.o. 5. RWE Stoen SA 6. Dalkia Poznań SA	Tak	Tak	Nie	Tak	Nie
12	Zakład Energetyczny Łódź-Teren SA	Tak (działalność usługowa, socjalna, sprzedaż materiałów, kwota – 4 245,5 tys. zł)	Tak	Tak	Tak (2)	Tak	Nie	Tak	Tak	Tak	1. ZEL-T Obrót Sp. z o.o. 2. ATEL Polska Sp. z o.o. 3. Everen Sp. z o.o. 4. PKP Energetyka Sp. z o.o. 5. RWE Stoen SA 6. ENERGA-Obrót SA	Tak	Tak	Nie	Nie	Tak
13	RWE STOEN Operator Sp. z o.o.	Nie	Tak	Tak	Nie	Tak	Nie	Nie	Tak	Tak	1. RWE Stoen SA 2. ENEA SA 3. Vattenfall Sales Poland Sp. z o.o. 4. PKP Energetyka Sp. z o.o. 5. POLENERGIA SA 6. ELEKTRIX Sp. z o.o. 7. ATEL Polska Sp. z o.o. 8. ZEW-T SA 9. ENERGA-Obrót SA 10. Lumius Polska Sp. z o.o.	Tak	Tak	Nie	Tak	Tak
14	ZEW-T Dystrybucja Sp. z o.o.	Tak (usługi, m.in. konserwacji oświetlenia ulicznego, kwota – 2 422 tys. zł)	Tak	Nie	Nie	Tak	Nie	Tak	Tak	Tak	1. ZEW-T SA 2. PKP Energetyka Sp. z o.o. 3. Everen Sp. z o.o. 4. RWE Stoen SA 5. Vattenfall Sales Poland Sp. z o.o.	Tak	Tak	Nie	Nie	Tak

Kolorem czerwonym zaznaczono odpowiedzi wskazujące na niespełnianie wymagań niezależności Operatora.

Urząd Regulacji Energetyki

Oddziały Terenowe

- 1. Oddział Centralny w Warszawie**
(obszar działania – woj. mazowieckie)
ul. Canaletta 4
00-099 Warszawa
tel. (0-22) 828-02-31 (33)
fax (0-22) 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. Żubrów 3
71-617 Szczecin
tel. (0-91) 424-16-30
fax (0-91) 424-16-31
e-mail: szczecin@ure.gov.pl
- 3. Północny Oddział Terenowy z siedzibą w Gdańsku**
(obszar działania – woj. pomorskie i warmińsko-mazurskie)
ul. Jana Pawła II 20
80-462 Gdańsk
tel. (0-58) 340-90-02 (03)
fax (0-58) 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. (0-61) 833-12-64
fax (0-61) 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. (0-81) 743-85-09 (30)
fax (0-81) 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. (0-42) 639-24-40
fax (0-42) 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. (0-71) 780-38-29
fax (0-71) 780-38-05
e-mail: wroclaw@ure.gov.pl
- 8. Południowy Oddział Terenowy z siedzibą w Katowicach**
(obszar działania – woj. śląskie)
ul. Owocowa 6a
40-158 Katowice
tel. (0-32) 258-76-91
fax (0-32) 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. (0-12) 638-80-90
fax (0-12) 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