

NR 3
2007

2 maja 2007

BIULETYN
URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

w numerze:

- **Sprawozdanie z działalności Prezesa URE – 2006**

WPROWADZENIE

Uchwalona niemal przed 10 laty ustawa – Prawo energetyczne nałożyła na Prezesa URE obowiązek corocznego sprawozdawania Ministrowi Gospodarki oraz opinii publicznej z prowadzonej działalności. Ten dobry obyczaj, zaczerpnięty z doświadczeń krajów bardziej niż Polska zaawansowanych w budowaniu rynku w szeroko rozumianej energetyce, miał w zamysle realizować co najmniej dwa założenia. Po pierwsze – zgodnie z zasadą transparentności – miał pokazywać zarówno przedmiot oddziaływania, jak i stosowane narzędzia oddziaływania i ich zakres, ale przede wszystkim – uzyskane rezultaty. Po drugie – miał stanowić uzasadnienia wydawania publicznych pieniędzy przeznaczonych na regulację.

Te dwa założenia są szczególnie ważne, jeśli zmysłować sobie podstawową misję powierzoną temu specyficznemu organowi administracji rządowej. Ustanowiono Prezesa URE jako jednoosobowy organ w celu wdrożenia i nadzorowania procesu liberalizowania rynków energii, dla przeciwdziałania negatywnym skutkom monopoli naturalnych w imię interesu trwałego bezpieczeństwa energetycznego, dla poprawy konkurencyjności gospodarki i dla ochrony środowiska przed negatywnymi skutkami oddziaływania procesów energetycznych. Zasadniczą wytyczną dla realizacji tej misji stanowią cele polityki energetycznej, zarówno rządu polskiego, jaki i Komisji Europejskiej, zaś podstawą prawną jest nowoczesne prawo, umożliwiające stosowanie różnych mechanizmów i narzędzi wyspecjalizowanej regulacji.

To właśnie administracyjna ingerencja w funkcjonowanie od ponad wieku zmonopolizowanego sektora energii powinna sprzyjać pojawieniu się konkurencji w tym sektorze. Jej brak rodził i rodzi nadal szereg negatywnych konsekwencji. Wśród nich najistotniejsze jest zaniechanie obiektywnej racjonalizacji działań, wynikające z braku mechanizmów efektywnej alokacji kapitału i pracy, przy jednoczesnym arbitralnym stanowieniu cen obarczających odbiorców końcowych paliw i energii skutkami sektorowej niegospodarności i inwestycyjnego woluntaryzmu.

Podjąć takim oczekiwaniom i skutecznie odmienić mechanizmy funkcjonowania zmonopolizowanej energetyki, a jednocześnie zmienić sposób jej postrzegania przez odbiorców i ich świadomość, nie jest sprawą ani prostą, ani też krótkotrwałą. Z uwagi na te właśnie okoliczności (i szereg innych wymienionych w dalszej części sprawozdania) Regulator rynku energii w osobie Prezesa URE został (a raczej – powinien być zostać) wyposażony w taki zakres władztwa (usytuowanie, narzędzia oddziaływania itp.), który przesądzałby o specyfice tego organu.

Jedną z fundamentalnych cech tej specyfiki jest niewątpliwie niezależność tego organu. Tak się niestety złożyło na przestrzeni lat, iż ulegała ona postępującej erozji, aż do ustawowego zniesienia w 2006 r. jednego

z najważniejszych jej atrybutów, jakim była kadencyjność funkcji. Wraz ze zniesieniem kadencyjności, w sposób zasadniczy zmieniono polityczne usytuowanie funkcji Prezesa URE. Uległa ona „zurzędniczeniu”, tj. zagwarantowano jej obsadę przez osoby zakwalifikowane do Państwowego Zasobu Kadrowego.

W swej istocie oznacza to zamknięcie okresu względnej autonomii regulatora a to z kolei upoważnia i skłania do bardziej retrospektywnego niż w skali roku ujęcia treści sprawozdania, pozwalającego chyba lepiej na analizę ewolucji podejścia do regulacji i jej urzeczywistniania. Nie podlega bowiem dyskusji, iż minione lata były okresem zmieniających się sądów o rynku energii i regulacji. To swoiste dojrzewanie, zarówno polityków, pracodawców i załóg energetycznych przedsiębiorstw, jak i regulatora oraz jego współpracowników, miało różną orientację – postępu i regresu, a także nie pozostało bez wpływu na kształtowanie i dzisiejszy stan polskiej energetyki i dedykowanej jej regulacji.

Notabene, u początków regulacji energetyki w Polsce chyba niewiele kto miał wiedzę, jak tę regulację prowadzić, jak teoretycznie poprawne normy prawa energetycznego sprawdzą się w praktyce, jakie przyniosą rezultaty. Dowodem na to są chociażby pierwsze nowelizacje ustawy, poczynione jeszcze przed terminem jej wejścia w życie, które m.in. zmieniły zakres budżetowej samodzielności Prezesa URE. U podłoża tej zmiany legła w dużej mierze słuszna argumentacja o potrzebie jednolitego traktowania centralnych organów administracji rządowej. Z drugiej strony jednak wylano dziecko z kąpielą, odrzucając wcześniejsze (też słuszne) intencje ustawodawcy nadające Regulatorowi status organu władzy. Z dużą dozą pewności można twierdzić, że od tego momentu rozpoczął się proces sukcesywnego jego osłabiania (również za sprawą obciążania go obowiązkami niewiele mającymi wspólnego z rynkiem energii elektrycznej i rynkiem gazu). Zresztą, obawa o nadmierną siłę i władzę Regulatora dała znać o sobie w trakcie prac legislacyjnych w Sejmie, kiedy to wręcz była mowa o „ustawowym osłabieniu” go poprzez ustanowienie Rady Konsultacyjnej przy Prezesie URE. Tego rodzaju rozterki muszą dziwić, bowiem tak naprawdę jedynym władczym narzędziem w ręku Prezesa URE pozostaje decyzja administracyjna podlegająca zaskarżeniu w sądzie! Zapomniano, a raczej – nie uświadomiano sobie wcale, że dla rynku istotne znaczenie mają przede wszystkim rozwiązania systemowe, o powszechnym zasięgu, wprowadzane w naszym ustroju prawno-gospodarczym ustawami i rozporządzeniami ministrów. I nawet głośno o tym mówienie na niewiele się zdało. Utarło się nieuzasadnione przekonanie, że za stan rynku w pełni odpowiada Prezes URE.

Tymczasem rynek i jego funkcjonowanie nie są rezultatem jednostkowej decyzji. Rynek to wypadkowa róż-

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

Prezes	tel. 66-16-302 fax 66-16-300
Wiceprezes	tel. 66-16-202 fax 66-16-200
Dyrektor Generalny	tel. 66-16-102 fax 66-16-106
Gabinet Prezesa	tel. 66-16-302 fax 66-16 300
Departament Przedsiębiorstw Energetycznych	tel. 66-16-238 fax 66-16-319
Departament Taryf	tel. 66-16-210 fax 66-16-219
Departament Promowania Konkurencji	tel. 66-16-232 fax 66-16-225
Departament Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych	tel. 66-16-315 fax 66-16-321
Biuro Prawne	tel. 66-16-130 fax 66-16-134
Biuro Obsługi Urzędu	tel. 66-16-155 fax 66-16-177
Rzecznik Odbiorców Paliw i Energii	tel. 66-16-305 (220) fax 66-16-225 (300)

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

SPIS TREŚCI

Wprowadzenie	2	
Część I – OBSZAR DZIAŁANIA PREZESA URE		
A. Elektroenergetyka – Krajowy System Elektroenergetyczny (KSE)		6
1. Charakterystyka sektora	6	
2. Strukturalna charakterystyka rynku	11	
2.1. Podażowa strona rynku	13	
2.2. Odbiorcy energii	17	
2.3. Ceny i dostępność informacji	19	
3. Polska elektroenergetyka w Unii Europejskiej	23	
B. Gazownictwo		25
1. Charakterystyka sektora	25	
2. Strukturalna charakterystyka rynku	29	
3. Dostępność informacji	35	
4. Polskie gazownictwo w Unii Europejskiej	37	
C. Ciepłownictwo		39
1. Charakterystyka sektora	39	
1.1. Zasoby, zdolności wytwórcze i przesyłowe	39	
1.2. Charakterystyka organizacyjno-własnościowa i przestrzenna	42	
1.3. Ceny i efekty ekonomiczne	43	
2. Strukturalna charakterystyka rynku	47	
2.1. Lokalny charakter rynku	47	
2.2. Bilans podaży i zużycia ciepła	47	
2.3. Podażowa strona rynku	48	
D. Paliwa ciekłe		50
1. Charakterystyka zasobowa	50	
2. Charakterystyka rynku	51	
Część II – REALIZACJA USTAWOWYCH OBOWIĄZKÓW PREZESA URE		
1. Wykaz ustawowych obowiązków Prezesa URE	54	
2. Sposób wywiązywania się z obowiązków i strategia działania Prezesa URE	64	
2.1. Struktura organizacyjna Urzędu Regulacji Energetyki	64	
2.2. Współpraca z innymi organami administracji	73	
2.3. Współpraca ze stowarzyszeniami branżowymi	74	
2.4. Współpraca z zagranicą	74	
3. Działania Prezesa URE	79	
A. Elektroenergetyka		79
1. Regulacja	79	
1.1. Koncesje	79	
1.2. Taryfy dla energii elektrycznej	82	
1.3. Uzgadnianie projektów planów rozwoju elektroenergetycznych	89	
1.4. Wyznaczanie operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych	93	
1.5. Uzgadnianie planu wprowadzania ograniczeń w poborze energii	95	
1.6. Zatwierdzanie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci	95	
1.7. Kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców	97	
1.8. Udzielanie zgody na budowę linii bezpośredniej	98	
2. Monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego	98	
2.1. Monitorowanie zasad zarządzania i rozdziału przepustowości	98	
2.2. Monitorowanie mechanizmów bilansowania systemu	99	
2.3. Monitorowanie warunków przyłączenia podmiotów do sieci	101	
2.4. Monitorowanie wypełniania obowiązku publikowania	103	
2.5. Monitorowanie bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej	103	
3. Promowanie konkurencji	105	
4. Kontrolowanie realizacji obowiązków wynikających z przepisów Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady nr 1228/2003	114	
B. Gazownictwo		114
1. Regulacja	114	
1.1. Koncesje	114	
1.2. Taryfy dla paliw gazowych	116	
1.3. Wyznaczanie operatorów systemów przesyłowych (OSP)	124	
1.4. Udzielanie zgody na budowę gazociągu bezpośredniego	126	
1.5. Uzgadnianie planu wprowadzania ograniczeń w poborze paliw gazowych, opracowanego przez operatora gazowego systemu przesyłowego	126	
1.6. Uzgadnianie projektów planów rozwoju gazowniczych	126	
1.7. Zatwierdzanie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci	128	
1.8. Kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców	129	
2. Monitorowanie systemu gazowego	130	
2.1. Monitorowanie zasad alokowania przepustowości	130	
2.2. Monitorowanie warunków świadczenia usług magazynowania	130	
2.3. Monitorowanie bezpieczeństwa dostarczania paliw gazowych	131	
3. Promowanie konkurencji	134	
4. Kontrolowanie realizacji obowiązków wynikających z przepisów Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady nr 1775/2005/WE	136	
C. Ciepłownictwo		137
1. Koncesjonowanie	137	
2. Taryfy dla ciepła	138	
3. Pozostała działalność OT na rynku ciepła	143	
D. Inne zadania Prezesa URE		144
1. Koncesjonowanie paliw ciekłych	144	
2. Koncesjonowanie odnawialnych źródeł energii	145	
3. Wspieranie odnawialnych źródeł energii	146	
3.1. Wydanie i umarzanie świadectw pochodzenia	146	
3.2. Kontrola realizacji obowiązku zakupu energii elektrycznej	147	
3.3. Wstępna ocena realizacji obowiązku w 2006 r.	148	
4. Wspieranie źródeł wytwarzających energię elektryczną w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła	149	
4.1. Kontrola realizacji obowiązku zakupu energii elektrycznej	149	
4.2. Wstępna ocena realizacji obowiązku w 2006 r.	150	
4.3. Obliczanie i publikowanie średniej ceny sprzedaży energii	150	
5. Kontrola zapasów paliw	150	
5.1. Kontrole problemowe	150	
5.2. Kontrole bieżące	151	
5.3. Postępowania o ukaranie	151	
6. Ustalanie metod kontroli i przygotowanie projektów działań dla poprawy efektywności przedsiębiorstw energetycznych	151	
7. Nakładanie kar pieniężnych	153	
8. Kontrola działalności przedsiębiorstw energetycznych (odmowy przyłączenia do sieci)	155	
8.1. Kontrola posiadania taryf	155	
8.2. Działania interwencyjne	156	
8.3. Odmowy przyłączenia do sieci	157	
9. Powoływanie komisji kwalifikacyjnych w 2006 r.	157	
10. Monitorowanie rynku biokomponentów i biopaliw ciekłych	159	
10.1. Uregulowania prawne	159	
10.2. Biokomponenty ciekłe	160	
10.3. Biopaliwa ciekłe	160	
11. Kontrola działalności Prezesa URE	160	
CZĘŚĆ III – UPOWSZECHNIANIE PRAW KONSUMENTA ENERGII I WIEDZY O RYNKU		
1. Statystyka publiczna	162	
2. Działalność informacyjno-promocyjna	165	
3. Działalność Rzecznika Odbiorców Paliw i Energii	168	
Część IV – SĄDOWA KONTROLA DZIAŁALNOŚCI PREZESA URE		170
Część V – FUNKCJONOWANIE URZĘDU		
1. Zatrudnienie i kwalifikacje (szkolenia)	174	
2. Budżet	174	
3. Kontrola NIK w zakresie wykonania budżetu państwa przez Prezesa URE w 2006 r.	176	
Aneks – Działalność regulacyjna oddziałów terenowych URE		177
Informacje i komunikaty		192

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 Ciecchanów, ul. Sienkiewicza 51, tel. (0-23) 672 32 83

Oddano do druku 19 kwietnia 2007 r. Nakład: 1700 egz. ISSN 1506-090X Cena 12 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

nych decyzji różnych osób. Dzisiejszych i wcześniejszych. Dobrych i złych. Rynek to dowód nie na istnienie praw boskich, ale dowód na międzyludzki konsens, czym handlować, na jakich warunkach, jak się rozliczać, kto i jakie ma prawa, a jakie obowiązki, co jest na danym rynku dozwolone, a za co grożą sankcje. Nie podlega dyskusji, że współcześnie szczególna rola w kreowaniu zasad i norm rynku przypada państwu (lub ugrupowaniom państw). Ale też nie ma żadnych wątpliwości co do tego, że za rynek i jego jakość ponoszą współodpowiedzialność wszyscy jego uczestnicy.

Ta konstatacja ma swój szerszy, czasoprzestrzenny i ogólnogospodarczy kontekst. Obserwacja rzeczywistości, głównie w odniesieniu do szeroko rozumianej energetyki (choć nie tylko) i próby oddziaływania na nią, skłaniają do głębokiej refleksji i stanowią zachętę do wskazania tego, co było istotne, a co marginalne w procesie współtworzenia rynku. O tym traktuje przedkładane sprawozdanie, prezentujące nie tylko realizację ustawowych celów i zadań Prezesa URE w 2006 r., ale przekazujące informacje i opinie o zmienności w czasie sytuacji i działań Regulatora, wynikającej każdorazowo z uwarunkowań temu towarzyszących.

W praktyce działań regulacyjnych bowiem Prezes URE i jego współpracownicy starali się konsekwentnie stosować konstytucyjną normę działania organu administracji rządowej na podstawie prawa i w granicach prawa. Ale zakres tych działań również kształtowały różne okoliczności i zdarzenia polityczne, ekonomiczne i społeczne, zarówno krajowe, jak i zewnętrzne. To za ich sprawą Prezes URE wielokrotnie stawał wobec problemów, które można by określić mianem dylematów strategii i techniki regulacyjnej. Niektóre z tych problemów rozwiązano, inne czekają na swoje rozstrzygnięcie.

Wspomniane dylematy to nie tylko dylematy o uniwersalnym charakterze, z którymi borykają się regulatorzy rozwiniętych ekonomicznie i cywilizacyjnie krajów. W tym zakresie sprawy są relatywnie łatwiejsze do rozstrzygnięcia, bowiem rozwiązania rodzą się na bazie zbiorowej mądrości. Znacznie trudniejszymi były i są przede wszystkim dylematy zrodzone w krajach transformacji ustrojowej oraz te własne, charakterystyczne dla Polski. Nie idzie tu o nadmierne i wygórowane ambicje tylko świadomość okoliczności indywidualizujących charakter tych dylematów, swoistej pochodnej działania regulatora w konkretnym kraju i czasie. Czyli „tu i teraz”.

Polska jest jednym z krajów, które podjęły gigantyczny trud przekształcenia gospodarki planowanej centralnie w gospodarkę rynkową – efektywną i gwarantującą jej obywatelom dobrobyt. Ale Polska jest także krajem o szczególnych uwarunkowaniach psychospołecznych, nieobojętnych wobec tak poważnego zamierzenia strukturalnego, jakim jest transformacja istotnego gospodarstwa i społecznie sektora, działającego dotychczas w innych warunkach systemowych oraz według zasad odmiennych od dzisiejszych. Sektora będącego dodatkowo monopolem naturalnym. To wszystko łącznie sprawia, że działalność regulacyjna jest ważną i zarazem

trudną misją, tym trudniejszą, że podejmowaną i realizowaną w substytucji rynku konkurencyjnego. Nie w pełni jeszcze dojrzałego, właściwie ledwie co zapoczątkowanego i będącego cały czas w nieustającym procesie tworzenia i doskonalenia.

Mało kto zapewne dziś pamięta, jakie były początki nowoczesnej regulacji szeroko rozumianej energetyki w Polsce. Nie jest jednak intencją składającego niniejsze sprawozdanie retrospektywne analizowanie początków regulacji. Chodzi raczej o syntetyczne przypomnienie, jak różne dylematy pojawiały się wraz z dojrzeniem regulacji. Wszak na początku był chaos. Choć była ustawa – Prawo energetyczne, to nie było podstawowych aktów wykonawczych. Był Prezes URE, ale nie było zinstytucjonalizowanego urzędu. Sejm RP przyznał pierwszy budżet na 1998 r., ale nie było siedziby urzędu. Choć funkcjonowały jeszcze Okręgowe Inspektoraty Gospodarki Energetycznej, to ich centrala została zlikwidowana dużo wcześniej, a przez to utracono znaczny zakres tzw. pamięci organizacyjnej. To zaś oznaczało, że wszystko rozpoczyna się od nowa. Miało to rzecz jasna swoje i dobre, i złe strony. Tą dobrą było m.in. „czyste konto”. Tą złą – chociażby trudność w ustaleniu listy teleadresowej przedsiębiorstw energetycznych działających w dniu ogłoszenia ustawy – Prawo energetyczne, którym należało wydać koncesje z urzędu.

Koncesje z urzędu i koncesje na wniosek to było niewątpliwie pierwsze wyzwanie stojące przed Prezesem URE. Zwłaszcza te pierwsze. Niektórzy w normach prawa energetycznego dopatrywali się swoistego automatyzmu. Skoro przepis mówi, że Prezes URE wyda taką koncesję każdemu przedsiębiorstwu działającemu w dniu ogłoszenia ustawy, to sprawa jest oczywista i przesądzona. Taka interpretacja nie była jednak zasadna. Owszem – każdemu przedsiębiorstwu, ale tylko takiemu, które spełni wymagania ustawowe. A to oznaczało konieczność przeprowadzenia postępowania administracyjnego w stosunku do każdego z tych przedsiębiorstw i indywidualnego decydowania – wydać koncesję czy nie. Było to tym trudniejsze, że musiało zostać dokonane w określonym czasie, a ustawodawca nie wziął zupełnie pod uwagę ogromnych trudności i utrudnień, które pojawiły się wraz z początkiem regulacji¹⁾.

Wydanie pierwszych koncesji oznaczało sekwencyjne przejście do kolejnych działań regulacyjnych. W tym przypadku ustawa – Prawo energetyczne nie budziła żadnych wątpliwości interpretacyjnych. Przed-

1) To rozróżnienie nie jest przypadkowe, ani też nie jest błędem semantycznym. Trudności – to te o obiektywnym charakterze. Utrudnienia – to efekt celowego działania konkretnych instytucji i ludzi. Przykładem takich utrudnień były te kreowane przez Ministerstwo Finansów i jego urzędników, odmawiających środków finansowych na działania Prezesa URE od dnia jego powołania do daty wejścia ustawy w życie. A pierwszy wniosek koncesyjny został złożony właśnie w dniu wejścia ustawy w życie. Wspomniana postawa – typowy przykład nieliczenia się z interesem podatników.

siębiorstwo energetyczne posiadające koncesję przedstawia Prezesowi URE taryfę do zatwierdzenia, chyba że wykaże, iż działa na rynku konkurencyjnym i zostanie z tego obowiązku zwolnione. Tak więc w ślad za koncesjami rozpoczęło się i taryfowanie, i rozpatrywanie wniosków o zwolnienie z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia. O ile jednak np. w odniesieniu do taryfowania przedsiębiorstw ciepłowniczych infrastruktura prawna została opracowana zawczasu, o tyle gorzej wyglądało taryfowanie elektroenergetyki. W tym przypadku możemy mówić nawet jeśli nie o zaskoczeniu, to z pewnością o presji czasu. Rozporządzenie Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf zostało podpisane 3 grudnia 1998 r., opublikowane 17 grudnia, a weszło w życie 1 stycznia 1999 r.²⁾ Natomiast rozporządzenie Rady Ministrów uruchamiające *de facto* przejście do nowych zasad cenotwórstwa zostało przygotowane na ostatnią chwilę, a opublikowane – zaledwie na kilka dni przed złożeniem przez przedsiębiorstwa pierwszych wniosków taryfowych³⁾.

Zestawienie tych dat potwierdza wcześniejszą opinię o presji czasu. To właściwie permanentny element składowy działań Regulatora, zwłaszcza w początkowym okresie regulacji, choć i aktualnie ciągle występujący. I to po obydwu stronach – i władzy publicznej, i przedsiębiorstw energetycznych. Natomiast wspomniane sytuacje to zaledwie przykłady perturbacji i nie mają one charakteru dylematów strategii i techniki regulacyjnej.

Te ostatnie w dużej mierze są pochodną paradygmatu funkcjonowania i rozwoju sektora energii w Polsce, co przesądza o ich treści. Natomiast rozstrzygnięcie tych dylematów – to z reguły wybór tempa i zakresu niezbędnych zmian w sektorze, tak by skutecznie realizował stawiane przed nim cele, a zwłaszcza lepiej wypełniał swoją służebną misję wobec gospodarki i społeczeństwa. Jest oczywiste, że Regulator w tym zakresie może spełniać rolę pomocniczą, o czym przesądza ciężar gatunkowy dotychczasowych dylematów. Należały do nich, i po części nadal należą, następujące zagadnienia:

- urynkowienie energetyki – jako problem określenia i wykreowania na poszczególnych rynkach (energii elektrycznej, gazu i ciepła) optymalnej struktury podmiotowej, czyli liczby przedsiębiorstw energetycznych o odpowiedniej sile ekonomicznej, zapewniającej rozwój i zdolność do konkurowania z innymi uczestnikami rynku, zwłaszcza koncernami międzynarodowymi,

2) Rozporządzenie Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie energią elektryczną, w tym rozliczeń z indywidualnymi odbiorcami (Dz. U. z 1998 r. Nr 53, poz. 1002).

3) Rozporządzenie Rady Ministrów w sprawie daty zaprzestania przez Ministra Finansów ustalania taryf i opłat za nielegalny pobór energii elektrycznej (Dz. U. z 1998 r. Nr 160, poz. 1067) zostało przyjęte 15 grudnia 1998 r., a opublikowane 28 grudnia.

- prywatyzacja energetyki – związana z urynkowaniem, postrzegana jako warunek *sine qua non* zróżnicowania własnościowego, a w konsekwencji poprawy efektywności i konkurencyjności w tym sektorze; nierozstrzygnięty do dziś dylemat sekwencji, zakresu i tempa prywatyzacji,
- ocena i poprawa efektywności funkcjonowania pojedynczego przedsiębiorstwa energetycznego jako organizmu gospodarczego *versus* poprawa konkretnej działalności energetycznej, problemy postępującej specjalizacji związanej z budową infrastruktury rynku, podziały i wyodrębnienia zakresów działalności koncesjonowanej, segmentacja działalności koncesjonowanych i niekoncesjonowanych – jako podstawa żądań i roszczeń, pomniejszania korzyści uzyskanych poza energetyką, a maksymalizowanie kosztów i strat w działalnościach podlegających taryfowaniu,
- włączanie polskiej energetyki w energetykę unijną, a także bliższych i dalszych sąsiadów, ze względu na kierunki eksportu i importu nośników energii, niezbędną dywersyfikację oraz wyzwania zarówno kooperacji na rzecz wspólnego bezpieczeństwa energetycznego, jak i rosnącej konkurencji,
- ceny energii, paliw i usług związanych z ich dostarczaniem – problemy urealnienia cen nośników energii, z uwzględnieniem tempa usuwania subsydiowania skrośnego oraz potrzeby równoważenia interesów sprzedawców (dostawców) energii i jej odbiorców, czyli rozwiązanie innego dylematu pomiędzy kosztami ekonomicznie uzasadnionymi a kosztami społecznie akceptowanymi,
- efektywność energetyczna, tak w samym sektorze energii, jak i w skali całej gospodarki, problemy zapotrzebowania na nowe moce wytwórcze i zdolności przesyłowe i sposobów zaspokajania popytu – inwestycje nowe i modernizacyjne czy powszechne poszanowanie energii i jej oszczędzanie.

Wskazane dylematy nie identyfikują enumeratywnie wszystkich problemów, którym przyszło dotychczas sprostać. Ale jedno nie podlega dyskusji: że z reguły, poza nielicznymi wyjątkami, są to wieloaspektowe zagadnienia, które należy i można rozwiązywać jedynie na gruncie polityki gospodarczej państwa. Tymczasem można odnieść wrażenie, że dla wielu jego przedstawicieli są to problemy obce. Na domiar złego milczą organizacje konsumenckie, milczą także odbiorcy. A to oznacza, że problemy polityki energetycznej i niezbędnych zmian strukturalno-funkcjonalnych w sektorze energii pozostawiono praktycznie energetykom. Trudno w takiej sytuacji liczyć na jakiegokolwiek poważniejszego sukcesy. Ta pesymistyczna konstatacja wprost wynika ze świadomości istoty zmiany paradygmatów. Aby zmienić dotychczasowe wzorce, trzeba przezwyciężyć dzisiejsze, oczywiste przekonania poprzez podważenie ich zasadności. Sami zainteresowani, rzecz jasna, tego nie dokonają. Powinni zostać wspomóczeni lub nawet wyręczeni przez fachowców z zakresu eko-

nomii, zarządzania, finansów, prawa, znawców różnych przekształceń i restrukturyzacji, którym służyłby swoją wiedzą o produkcji energii, jej właściwościach i rozpyłach. Tak się jednak nie stało. Szkoda. Tym bardziej szkoda, że logika zmian i jej rytm stanowią przecież o rozwoju określonej dyscypliny wiedzy lub sektora gospodarki. Wiele wskazuje zatem na to, że na własne życzenie zatracamy szanse na rozwój i długookresowe bezpieczeństwo energetyczne.

Prezentowane sprawozdanie jest analizą oddziaływania Prezesa URE na przedsiębiorstwa energetyczne zgodnie z założeniami polityki energetycznej państwa i przepisami zawartymi głównie w ustawie – Prawo energetyczne⁴⁾. Tło dla tej analizy stanowi charakterystyka stanu, struktury i zmian w energetyce i jej podsektorach w 2006 r. Opis sektora i jego czterech podsektorów – energii elektrycznej, energii cieplnej, paliw gazowych i paliw ciekłych – opiera się na informacjach gromadzonych i przetwarzanych w Urzędzie Regulacji Energetyki w związku ze stałym monitorowaniem rynków: energii elektrycznej, energii cieplnej i paliw, ze szczególnym uwzględnieniem oceny bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych i energii elektrycznej. Nieco ina-

czej niż w latach wcześniejszych przedstawiono działania regulacyjne; akcent bowiem położono na ujęcie procesowe i przede wszystkim skutki regulacji. Wśród zagadnień regulacyjnych na uwagę zasługuje promowanie konkurencji, oparte w coraz większym zakresie na działaniach perswazyjnych niż *stricte* administracyjnych. Wiele wskazuje na to, że ten sposób oddziaływania Regulatora będzie zyskiwał na znaczeniu.

W sprawozdaniu znalazła odzwierciedlenie rozszerzająca się z roku na rok współpraca Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z innymi organami państwa, stowarzyszeniami branżowymi oraz z zagranicą w ramach instytucji unijnych i stowarzyszeń zrzeszających regulatorów.

Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki jest dr Leszek Juchniewicz, pełniący funkcję od początku istnienia tego stanowiska, czyli od 23 czerwca 1997 r. Wiceprezesem od 1 kwietnia 1998 r. jest Wiesław Wójcik, zaś regionalnymi (lokalnymi) regulatorami są działający z upoważnienia Prezesa dyrektorzy oddziałów terenowych.

Czytelników zachęcam do uważnej lektury tego jednego w swoim rodzaju kompendium praktycznej wiedzy o polskiej energetyce. Wierzę, że skłoni ona wszystkich czytających chociażby do prostego porównania: taką energetykę mamy – a taką chcielibyśmy mieć.

*dr Leszek Juchniewicz
Prezes Urzędu Regulacji Energetyki*

4) 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).



Od lewej: dr Leszek Juchniewicz – Prezes, Wiesław Wójcik – Wiceprezes Urzędu Regulacji Energetyki

CZĘŚĆ I. OBSZAR DZIAŁANIA PREZESA URE

A. ELEKTROENERGETYKA – KRAJOWY SYSTEM ELEKTROENERGETYCZNY (KSE)

1. Charakterystyka sektora

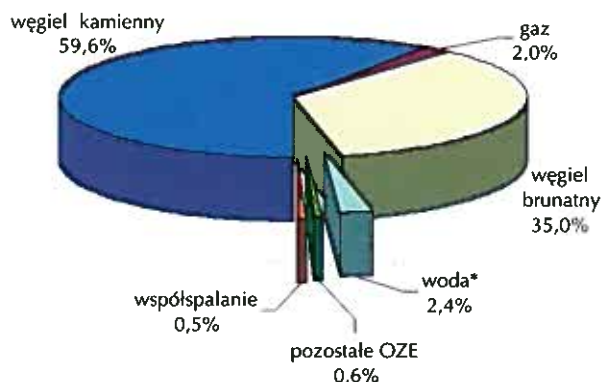
Potencjał produkcyjny sektora energii elektrycznej tworzą przedsiębiorstwa działające w zakresie jej wytwarzania, przesyłania oraz dystrybucji.

Wytwarzanie energii elektrycznej dokonuje się w różnych technologiach i z wykorzystaniem różnych paliw. W Polsce dominują technologie oparte na wykorzystaniu węgla kamiennego i brunatnego. Inne typy paliw pierwotnych są póki co dopełnieniem dla technologii tradycyjnych. Wynika to z faktu, że Polska poza węglem nie ma znaczących zasobów innych paliw kopalnych a warunki – np. wodne czy też wiatrowe – sprawiają, że i te odnawialne zasoby energii (OZE) nie mają dużego znaczenia w produkcji energii elektrycznej.

Przesyłanie energii elektrycznej odbywa się z pomocą sieci elektroenergetycznych najwyższych napięć tj. 220 kV i 400 kV. Niekiedy na potrzeby przesyłowe (w ograniczonym zakresie) wykorzystywane są odcinki linii o napięciu 110 kV. Dystrybucja prowadzona jest zaś za pomocą linii o napięciu 110 kV oraz o niższych napięciach.

Paliwa

Struktura paliw wykorzystywanych do produkcji energii elektrycznej pozostaje od lat praktycznie niezmienną. Paliwem dominującym pozostaje węgiel. W 2005 r. węgiel kamienny i brunatny miały bez mała 95% udział w produkcji energii elektrycznej (rys. 1). W 1995 r. analogiczny wskaźnik wyniósł 97%. Zmniejszenie udziału węgla o 2 pkt % na przestrzeni 10 lat wyraźnie stanowi o tym, że w strukturze paliw pierwotnych wykorzystywanych do produkcji energii elektrycznej nie nastąpiły żadne poważniejsze zmiany.



* Łącznie z członami szczytowo-pompowymi w elektrowniach wodnych

Rysunek 1. Struktura paliw pierwotnych w produkcji energii elektrycznej w 2005 r. (Źródło: „Informacja Statystyczna o Energii Elektrycznej”, grudzień 2005, ARE)

Majątek produkcyjny

Wytwarzanie energii elektrycznej dokonuje się w 57 elektrociepłowniach i 20 elektrowniach konwencjonalnych, należących do 49 podmiotów oraz 12 pojedynczych bądź pracujących jako zespół elektrowni wodnych¹⁾. Są to przedsiębiorstwa energetyki zawodowej.

Majątek trwały służący do produkcji energii elektrycznej w elektrowniach i elektrociepłowniach charakteryzuje się znacznym stopniem zużycia technicznego i ekonomicznego²⁾ (rys. 2, str. 7). Od 1994 r. w elektroenergetyce prowadzone są inwestycje odtworzeniowo-modernizacyjne, mające na celu głównie redukcję emisji szkodliwych związków chemicznych do powietrza³⁾. W ostatnich latach oprócz inwestycji „środowiskowych” w elektrowniach prowadzone są także inwestycje związane z modernizacją starych i budową nowych bloków energetycznych. Największą inwestycją związaną z budową nowych źródeł wytwarzania energii elektrycznej jest budowa bloku o mocy 833 MW w Elektrowni Bełchatów, który ma zostać oddany do eksploatacji w 2009 r. W 2006 r. PKE rozpoczął proces zmierzający do budowy wysokosprawnych źródeł wytwarzania energii elektrycznej w miejscu wyeksploatowanych Elektrowni Halemba i Blachownia⁴⁾.

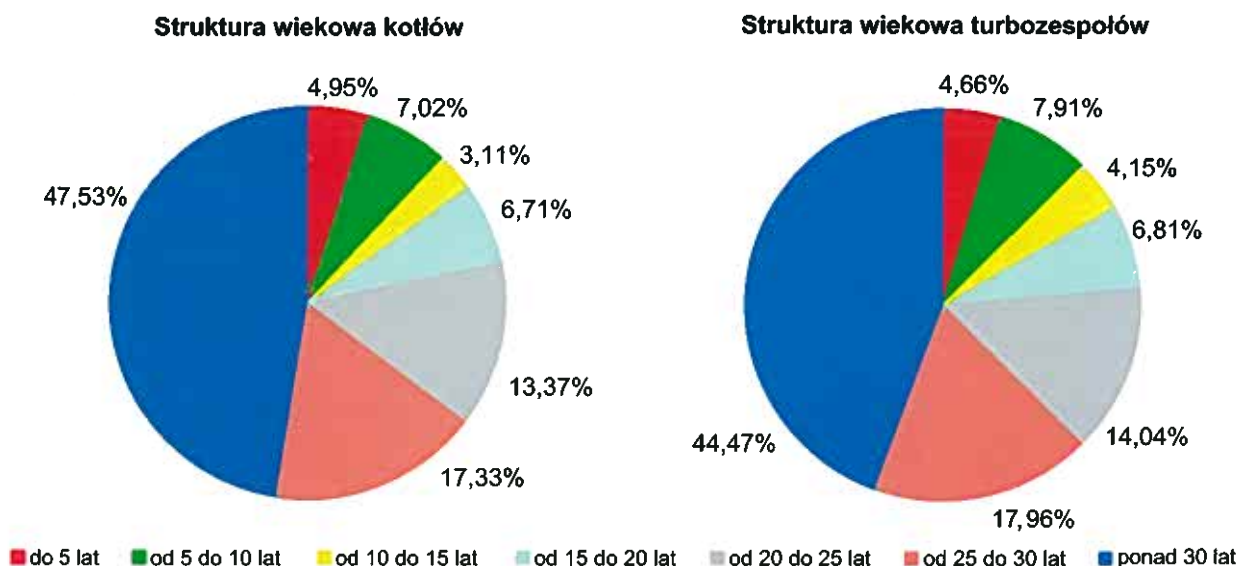
1) Według listy przedsiębiorstw elektrowni zawodowych opracowanej przez ARE: „Statystyka elektroenergetyki polskiej 2005”.

2) Wiek 1/3 bloków energetycznych w Polsce wynosi w przybliżeniu 40 lat. Ostatnie bloki 120 MW zostały zainstalowane ponad 35 lat temu. Spośród 57 bloków o mocy 200 MW aż 44 bloki są eksploatowane ponad 25 lat, a 18 – ponad 30 lat. Najstarsze bloki o mocy 370 MW zainstalowane w Elektrowni Bełchatów użytkowane są już od 1982 r., a najmłodsze – od 1988 r.

3) KDT jako zapewnienie środków na spłatę kredytów na rzecz tychże inwestycji. KDT zostały zawarte w latach 1993-1998 pomiędzy Polskimi Sieciami Elektroenergetycznymi SA (PSE SA) a wytwórcami energii elektrycznej, jako gwarancja pozyskania środków na spłatę zadłużenia zaciągniętego na przeprowadzenie programów inwestycyjnych. Objęły one około 14 000 MW mocy wytwórczych. Łączne nakłady wynikające z programów inwestycyjnych objętych KDT sięgają 20 mld zł.

4) W Elektrowni Halemba planowana jest budowa wysokosprawnego źródła wytwarzania energii elektrycznej pracującego w oparciu o węgiel kamienny jako paliwo podstawowe. Preferowana będzie jednostka o mocy do 440 MWe. Jest to 44-letnia elektrownia o mocy elektrycznej 200 MW. Zakład wyposażony jest w cztery bloki o mocy 50 MWe każdy. W ciągu 40 lat jednostki te przepracowały po około 235 000 godzin.

W przypadku Elektrowni Blachownia celem jest budowa wysokosprawnego źródła wytwarzania energii elektrycznej funkcjonującego w oparciu o węgiel kamienny lub gaz koksowniczy jako paliwo podstawowe, bądź wykorzystującego technologię współspalania węgla kamiennego z gazem koksowniczym, który może być dostarczany przez istniejące już gazociągi przesyłowe z Koksowni Zdzieszowice. Preferowany będzie blok o mocy 100 do 200 MWe. Jest to 47-letnia elektrownia dysponująca mocą zainstalowaną 158 MWe. Energię elektryczną i ciepłą wytwarzają w sumie trzy turbozespoły.



Rysunek 2. Podział kotłów i turbozespołów wg lat pracy – elektrownie zawodowe ciepłe (Źródło: „Statystyka elektroenergetyki polskiej 2005”, Agencja Rynku Energii SA, Warszawa, 2006 r.)

Moc zainstalowana elektrowni krajowych na koniec 2006 r. wynosiła 34 864 MW, w tym 32 232 MW w elektrowniach zawodowych (20 454 MW na węglu kamiennym, 8 806 MW na węglu brunatnym, 769 MW spalających gaz, 2 203 MW w elektrowniach wodnych i 135 MW w innych źródłach odnawialnych) oraz 2 497 MW w elektrowniach przemysłowych – w tym blisko 98% w źródłach ciepłych.

Średnie roczne zapotrzebowanie na moc w 2006 r. wyniosło 20 578 MW i wzrosło o 801 MW, czyli o 4,1% w stosunku do 2005 r. Maksymalne zapotrzebowanie wyniosło 24 640 MW (wystąpiło 24 stycznia o godz. 17:30), zaś minimalne – 10 820 MW (wystąpiło 21 maja o godz. 4:45), patrz tabela 1.

Tabela 2 (str. 8) zawiera zestawienie wybranych danych charakteryzujących pracę elektrowni zawodowych

Tabela 1. Zapotrzebowanie na moce wytwórcze w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym

Rok	Popyt szczytowy [GW]	Moce dostępne (dyspozycyjne) [GW]	Inwestycje netto – moce nowo powstałe minus moce zlikwidowane [GW]			
			węgiel i ropa naftowa	gaz	odnawialne źródła energii	elektrociepłownie
2000	22,29	26,64	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.
2001	22,87	26,32	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.
2002	23,21	26,87	0,2374	0	0,0545	0,3041
2003	23,29	27,59	0,1180	0,3619	0,3939	-0,1616
2004	23,11	27,98	-0,0662	0,0078	0,0199	0,1258
2005	23,48	27,80	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.
2006	24,64	27,13	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.

Źródło: PSE – Operator SA

W porównaniu z 2005 r. nastąpił niewielki (0,6%) wzrost mocy zainstalowanej, przy czym należy odnotować, że zwiększenie mocy zainstalowanej nastąpiło w elektrowniach zawodowych na węglu kamiennym oraz w elektrowniach wodnych (0,5%), spadek mocy zainstalowanej odnotowano w elektrowniach przemysłowych (2,2%), natomiast w przypadku pozostałych elektrowni moc zainstalowana pozostała na tym samym poziomie.

Moc zainstalowana elektrowni niezależnych na koniec 2006 r. wynosiła 282,9 MW⁵⁾.

5) Z czego: 76,1 MW – elektrownie wodne, 173,1 MW – wiatrowe, 33,5 MW – biogazowe, 0,2 MW – na biomase; na podstawie danych za grudzień 2006 r., „Informacja statystyczna o energii elektrycznej”, Agencja Rynku Energii SA.

w latach 2005 i 2006 na podstawie średnich rocznych wartości ze szczytów wieczornych w dniach roboczych. Wśród przedstawionych danych uwagę zwraca znaczny wzrost (o 33%) mocy jednostek wytwórczych zaliczonych do tzw. pozostałych ubytków (m.in. postoję ze względu na warunki eksploatacyjne). Ponadto, podobnie jak w 2005 r., można zaobserwować wzrost mocy jednostek wytwórczych będących w postojach awaryjnych (o 26,9%), co ma związek ze starzeniem się urządzeń wytwórczych.

Infrastruktura sieciowa

Przesyłowa – na Krajowy System Przesyłowy (KSP) składa się infrastruktura sieciowa obejmująca następujące obiekty:

Tabela 2. Elektrownie zawodowe – wybrane aspekty pracy (na podstawie średnich – rocznych wartości ze szczytów wieczornych w dniach roboczych)

Wyszczególnienie	2005 r. [MW]	2006 r. [MW]	2006/2005 r. [%]
Moc osiągalna	32 105	32 399	100,9
Obciążenie	20 137	20 885	103,7
Rezerwy	6 698	4 955	74,0
Remonty kapitalne i średnie	2 712	2 684	99,0
Remonty awaryjne	606	769	126,9
Pozostałe ubytki	2 109	2 804	133,0

Źródło: PSE – Operator SA

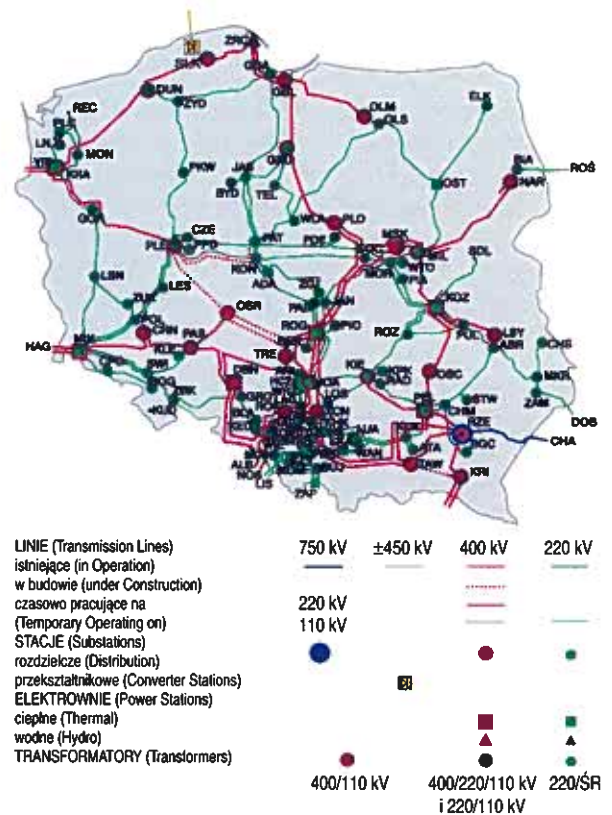
- 1 linia o napięciu 750 kV o długości 114 km,
 - 65 linii o napięciu 400 kV o łącznej długości 4 830 km,
 - 165 linii o napięciu 220 kV o łącznej długości 7 913 km,
 - 14 linii o napięciu 110 kV o łącznej długości 34 km,
- 94 stacje energetyczne najwyższych napięć, 166 transformatorów. Geografia sieci przesyłowej jest pokazana na rys. 3.

Aktualnie w KSP występuje duży udział obiektów o napięciu 220 kV, budowanych w latach 1952-1972, w znacznym stopniu zużytych technicznie. Dotyczy to w szczególności linii 220 kV. Ponadto duża część mocy z elektrowni zawodowych jest wyprowadzana na napięciu 220 kV, a w obszarach objętych zasilaniem z tych obiektów zlokalizowane są liczne stacje odbiorcze 220/110 kV. Powoduje to, że sieć 220 kV, o znacznie mniejszej zdolności przesyłowej niż sieć 400 kV (często dodatkowo zmniejszonej ze względu na przekroczenia dopuszczalnych zwiśń przewodów oraz jej stan techniczny), obciąża się relatywnie więcej niż sieć 400 kV. Jest to przyczyna występowania utrudnień w wyprowadzeniu mocy z elektrowni zawodowych na tym napięciu, a także w niezawodnym i ekonomicznym dostarczeniu jej do stacji odbiorczych⁶⁾.

W latach 1997-2004 realne nakłady inwestycyjne na KSP zasadniczo spadały i wynosiły (ceny z 2004 r.): 1997 – 547,9 mln zł; 1998 – 420 mln zł; 1999 – 427,3 mln zł; 2000 – 355,2 mln zł; 2001 – 393 mln zł; 2002 – 341,9 mln zł; 2003 – 331 mln zł; 2004 – 366,7 mln zł. Zmiana trendu w tym zakresie nastąpiła w 2005 r., gdy na zadania związane ze świadczeniem

6) W pierwszym projekcie planu rozwoju opracowanym przez PSE – Operator SA na lata 2005-2009 jako priorytet do 2009 r. przyjęto zbudowanie niezawodnej i nastawionej na potrzeby uczestników rynku energii elektrycznej sieci szkieletowej. Rozwój połączeń z krajami sąsiednimi miał stanowić uzupełnienie i rozszerzenie planu rozwoju połączeń wewnątrz krajowych. Ze względu na dotychczasowe opóźnienia inwestycyjne w zakresie sieci przesyłowej przyjęcie przez PSE – Operator SA strategii polegającej na wzmocnieniu sieci wewnętrznej przed rozbudową połączeń międzynarodowych, przy ograniczonych środkach na inwestycje, było założeniem racjonalnym. Przyjęcie innej sekwencji zdarzeń, czyli ewentualna budowa połączeń międzysystemowych bez wzmocnienia wewnętrznej krajowej sieci przesyłowej, byłaby budową „mostu donikąd”.

usług przesyłowych przeznaczono 436 mln zł⁷⁾. Niewątpliwie sama wielkość nakładów nie gwarantuje właściwego stanu KSP – nakłady te muszą być trafnie i efektywnie alokowane, niemniej jednak dostępność odpowiedniej puli środków na inwestycje jest warunkiem koniecznym dla zapewnienia jej właściwego stanu i rozwoju.



Rysunek 3. Schemat sieci przesyłowych (Źródło: PSE SA)

Krajowy System Elektroenergetyczny ma również następujące połączenia międzysystemowe (na poziomach napięć od 220 kV):

7) Zmiana ta prawdopodobnie wynika z faktu wydzielenia z PSE SA operatora systemu przesyłowego, który w związku z ograniczeniami wynikającymi z dyrektywy i ustawy – Prawo Energetyczne prowadzi działalność jedynie w zakresie przesyłu energii elektrycznej. W poprzednich latach PSE SA kosztem inwestycji odtworzeniowych i rozwojowych w zakresie KSP inwestowały w bardziej rentowne – z ich punktu widzenia – projekty (np. telekomunikacja).

- 1) na granicy północnej:
 - połączenie 450 kV prądu stałego Polska – Szwecja relacji Słupsk – Storno⁸⁾,
- 2) na granicy wschodniej:
 - a) na przekroju z Białorusią:
 - linia 220 kV relacji Białystok – Roś (od 1 lipca 2004 r. wyłączona z ruchu ze względu na zły stan techniczny, utrzymywana od strony polskiej pod napięciem),
 - b) na przekroju z Ukrainą:
 - linia 220 kV relacji Zamość – Dobrotwór,
 - linia 750 kV relacji Rzeszów – Chmielnicka (wyłączona z ruchu),
- 3) na granicy południowej:
 - a) na przekroju ze Słowacją:
 - dwutorowa linia 400 kV relacji Krosno – Lemesany,
 - b) na przekroju z Republiką Czeską:
 - linia 220 kV relacji Bujaków – Liskovec,
 - linia 220 kV relacji Kopanina – Liskovec,
 - linia 400 kV relacji Wielopole – Nosovice,
 - linia 400 kV relacji Wielopole – Albrechtice,
- 4) na granicy zachodniej:
 - linia 400 kV relacji Mikołowa – Kiesdorf,
 - dwutorowa linia 220 kV relacji Krajnik – Vierraden.

W 2006 r. nie dokonano rozbudowy bezpośrednich połączeń KSE z innymi systemami elektroenergetycznymi, natomiast zrealizowano następujące inwestycje mające wpływ na zdolności przesyłowe wymiany międzysystemowej:

- dokonano modernizacji linii 400 kV Krosno – Lemesany, która miała na celu poprawę pewności pracy linii w szczególnych warunkach klimatycznych występujących na tym obszarze,
- dokonano aktualizacji profilu linii przesyłowej 220 kV Krajnik – Vierraden, która pozwoliła na zwiększenie zdolności przesyłowej o 41% w okresie letnim przy temperaturze +30°C i 22% w okresie zimowym przy temperaturze 0°C.

Niemniej jednak – w sytuacji wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną, starzenia się polskich mocy wytwórczych i braku w tym zakresie inwestycji w kraju na adekwatnym poziomie oraz problemów wynikających z regulacji unijnych w zakresie ochrony środowiska – wskazane jest także rozbudowywanie połączeń międzysystemowych. Ich budowa powinna być również skoordynowana (poza wzmocnieniem wewnątrz KSP) na poszczególnych granicach⁹⁾. Skoordy-

nowana rozbudowa połączeń międzysystemowych jest najlepszym sposobem zapewnienia bezpieczeństwa dostaw, a także pozwala wykorzystać tranzytowe położenie Polski.

Pracą KSP kieruje PSE – Operator SA, a działalność operatorską prowadzi w oparciu o wydzierżawioną od PSE SA wydzieloną, zorganizowaną część przedsiębiorstwa związaną z działalnością przesyłową. Czyni to na podstawie umowy dzierżawy zawartej pomiędzy spółkami¹⁰⁾. Dotychczasowe doświadczenia wskazują, że o właściwy stan KSP i jego rozwój (adekwatny do potrzeb krajowej gospodarki) może zadbać tylko właściciel, którego jedynym obszarem aktywności gospodarczej będzie przesył energii elektrycznej¹¹⁾.

Infrastruktura sieciowa

Dystrybucyjna – w 2005 r. Spółki Dystrybucyjne (14) dysponowały następującym potencjałem sieciowym¹²⁾:

- linie napowietrzne o napięciu 220 kV o długości 232 km,
- linie napowietrzne o napięciu 110 kV o długości 32 245 km,
- linie na średnich napięciach o długości 295 843 km,
- linie na niskich napięciach o długości 412 770 km.

Natomiast liczba stacji transformatorowych o górnym napięciu 110 kV wyniosła 1 356 szt., zaś na średnich napięciach – 236 067 szt.

Warto także odnotować, że część majątku dystrybucyjnego znajduje się w posiadaniu przedsiębiorstw tzw. energetyki przemysłowej¹³⁾. Długość tych sieci wynosi (w podziale na napięcia)¹⁴⁾:

- linie na wysokich napięciach – 180,35 km,
- linie na średnich napięciach – 18 538,72 km,
- linie na niskich napięciach – 12 656,59 km.

10) W tym celu została podpisana 1 lipca 2004 r. „Umowa dzierżawy przedsiębiorstwa”. Obowiązywała ona do końca 2004 r., po czym została zastąpiona Umową z 28 grudnia 2004 r., przedłużającą okres dzierżawy na kolejne trzy lata.

11) Wniosek ten nasuwa się m.in. po analizie wielkości dotychczasowych nakładów inwestycyjnych poniesionych na rozwój i modernizację KSP. Dlatego wydaje się, że przyjęty przez rząd „Program dla elektroenergetyki” zakładający przeniesienie do PSE – Operator SA majątku przesyłowego w 2007 r. jest rozwiązaniem dobrym.

12) Dane zawarte w opracowaniach ARE SA.

13) Tj. powstałych na ogół w wyniku wydzielania ze struktur dużych zakładów przemysłowych i działających zasadniczo na rzecz podmiotów zlokalizowanych na terenie tychże zakładów przemysłowych.

14) Dane z przedsiębiorstw przemysłowych, które przekazały do uzgodnienia z Prezesem URE projekty planów rozwoju. Część przedsiębiorstw energetyki przemysłowej ze względu na mały rozmiar prowadzonej działalności jest zwolniona z obowiązku przedkładania projektów planów rozwoju do uzgodnienia z Prezesem URE. Zatem powyższe dane nie obejmują informacji na temat całości infrastruktury tego typu znajdującej się w Polsce.

8) Obecnie połączenie to należy do prywatnego właściciela i jest wyłączone z obszaru sieci zarządzanej przez operatora systemu przesyłowego PSE – Operator SA.

9) Np. budowa połączenia Polska – Litwa powinna być skoordynowana z rozbudową połączeń międzysystemowych na granicy południowej i zachodniej – ponieważ istniejące połączenia są zasadniczo w pełni wykorzystane.

Przedsiębiorstwa te posiadają łącznie 31 376 km linii na wszystkich napięciach, co stanowi około 4% długości sieci zarządzanych przez Spółki Dystrybucyjne energetyki zawodowej.

Stan techniczny jest zróżnicowany, niemniej jednak wzięwszy pod uwagę stopień umorzenia dystrybucyjnego majątku sieciowego (linie, stacje, transformatory) na poziomie 70%¹⁵⁾, sytuacja byłaby niepokojąca, gdyby nie podejmowano inwestycji. Dlatego jakość usług – rozumiana jako jakość dostarczanej energii elektrycznej oraz niezawodność dostaw – ulega poprawie¹⁶⁾. Występują problemy z utrzymaniem parametrów energii elektrycznej na terenach wiejskich (długie ciągi sieciowe) oraz z awaryjnością linii kablowych z polietylenu termoplastycznego. Ogólnie rzecz biorąc, inwestycje w sieci na terenach wiejskich charakteryzują się niską rentownością lub jej brakiem. Ponadto nadchodzi okres, w którym konieczna będzie wymiana elementów sieci zainstalowanych w okresie powszechnej elektryfikacji kraju (reelektryfikacja) oraz rozbudowa (wzmocnienie) sieci w związku rosnącym zapotrzebowaniem na moc i energię elektryczną.

Tabela 3. Nakłady inwestycyjne (ceny bieżące, w tys. zł)

NI wykonane	1998 F-01	1999 F-01	2000 F-01	2001 PiD	2002 PiD	2003 PiD	2004 PiD	2005 PiD
	1 242 874	1 433 171	1 868 518	1 979 409	1 934 957	1 911 038	2 269 834	2 387 498
Dynamika NI	1999/1998	2000/1999	2001/2000	2002/2001	2003/2002	2004/2003	2005/2004	
	115%	130%	106%	98%	99%	119%	105%	

Źródło: URE na podstawie danych przedsiębiorstw

Od 1998 r. nastąpił wzrost nakładów inwestycyjnych ponoszonych przez 14 spółek dystrybucyjnych (i ich ówczesnych poprzedników) (tabela 3), i to nie tylko w ujęciu nominalnym, ale i realnym¹⁷⁾. Poziom nakładów inwestycyjnych mniejszy niż w poprzednim roku zaobserwowano tylko w latach 2002 i 2003. Inwestycje

15) Jednakże w związku ze wspomnianym wcześniej wzrostem nakładów inwestycyjnych od 2002 r. obserwowana jest (w oparciu o dane przekazywane przez spółki w ramach corocznej informacji o realizacji projektów planów rozwoju) zmiana trendu w zakresie umorzenia majątku sieciowego. Przykładowo w przypadku dwóch spółek dystrybucyjnych umorzenie majątku sieciowego w latach 2002-2005 spadło z 67%, do 64% oraz z 74% do 72%. Oznacza to, że uzyskanie w 2007 r. poziomu wynagradzania 100% WRA w połączeniu z poprawą efektywności w zakresie procesów inwestycyjnych oraz kosztów operacyjnych zapewni spółkom dystrybucyjnym dostateczne środki na dalszą realizację zadań w zakresie modernizacji i rozwoju sieci.

16) Na podstawie informacji przedstawianych przez spółki dystrybucyjne w dotychczasowych projektach planów.

17) W celu dokonania oceny realnej dynamiki procesu inwestowania zestawiono sumę nakładów wszystkich spółek dystrybucyjnych z 2005 r. do sumy nakładów z 1998 r., co wyniosło 1,92 (192%) oraz wzięto pod uwagę wzrost cen w latach 1998-2005 (liczony wskaźnikami CPI), który wyniósł ok. 35%. W efekcie przeprowadzonej analizy stwierdzić należy, że nastąpił znaczny realny wzrost nakładów inwestycyjnych w podsektorze dystrybucji.

w sieci stanowiły ok. 97% całkowitych nakładów spółek dystrybucyjnych.

Zwiększenie aktywności inwestycyjnej jest efektem m.in. zwiększenia środków finansowych pozyskiwanych przez spółki w związku z założonym i realizowanym przez Prezesa URE stopniowym wzrostem podstawy naliczania zwrotu na kapitale (docelowo do 100% WRA).

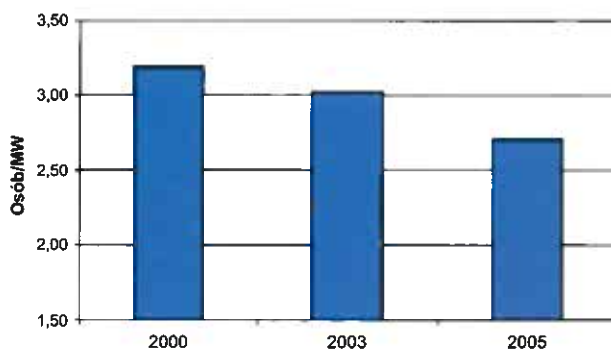
W przypadku sieci dystrybucyjnych, podobnie jak to ma miejsce odniesieniu do sieci przesyłowych, sama wielkość nakładów nie gwarantuje zapewnienia ich właściwego stanu – niezbędna jest ich odpowiednia i efektywna alokacja.

Zatrudnienie

W 2005 r. w całym sektorze energii elektrycznej pracowało 88 390 osób, w 2000 r. – 101 931 osób, co daje zmniejszenie zatrudnienia o 13,3%. Jednak na tę wielkość składa się również znacznie większy spadek w podsektorze elektrowni ciepłych zawodowych – o 30%.

Mimo to liczebność zatrudnienia w elektroenergetyce w stosunku do mocy zainstalowanych świadczy

o nie najwyższej efektywności pracy. Na rys. 4 przedstawiono tę relację w przedsiębiorstwach wytwórczych energetyki zawodowej. Jak widać, sytuacja ulega poprawie, bowiem w 2005 r. ten wskaźnik wyniósł 2,7 osoby/MW i spadł o 0,5 osoby/MW w porównaniu do roku 2000, ale w dalszym ciągu są to wartości należące do najwyższych w krajach UE. Wskazuje to na poważne rezerwy, które gdy zostaną uruchomione, przyczynią się do wzrostu efektywności funkcjonowania sektora z korzyścią dla jego klientów.



Rysunek 4. Zatrudnienie na MW mocy zainstalowanej (energetyka zawodowa) (Źródło: opracowanie URE na podstawie danych ARE zawartych w: „Opracowania finansowe sektora paliwowo-energetycznego. Biuletyn kwartalny” za IV kw. 2005 r., 2003 r. i 2000 r. oraz „Statystyka elektroenergetyki polskiej” 2005 i 2004 r.)

Rośnie też produktywność pracy (tabela 4), co potwierdza, że polska elektroenergetyka coraz sprawniej wykorzystuje swoje zasoby, w tym także kadrowe.

Tabela 4. Produktywność pracy

	Wytwórcy		Dystrybucja	
	2004	2005	2004	2005
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej [tys. zł/zatrudnienie]	634,37	683,16	620,47	655,75

Źródło: „Informacja Statystyczna o Energii Elektrycznej”, grudzień 2005, ARE

Sytuacja ekonomiczno-finansowa

Dane dotyczące uzyskiwanej rentowności obrotu brutto pozwalają na stwierdzenie, że sytuacja ekonomiczna polskiego sektora energii elektrycznej jest dobra, ulega poprawie (tabela 5) i świadczy dobitnie o tym, że działalność sektora elektroenergetycznego jest opłacalna.

Tabela 5. Rentowność obrotu brutto

Lata	Spółki dystrybucyjne	Elektrownie i elektrociepłownie	Sektor przedsiębiorstw
2003	2,4%	5,0%	2,8%
2004	3,7%	6,6%	6,0%
2005	4,9%	5,6%	4,9%
2006 I-VI	7,8%	9,2%	5,6%

Źródło: URE na podstawie danych GUS i ARE SA

Z danych zawartych w tabeli wynika wyraźnie, że działalność przedsiębiorstw dystrybucyjnych jest coraz bardziej dochodowa. W odniesieniu do elektrowni i elektrociepłowni, wskaźnik rentowności obrotu gospodarczego jest jeszcze lepszy. Wysoki poziom rentowności obrotu pozwala przypuszczać, że podsektor wytwarzania energii elektrycznej dysponuje środkami

biorstw w innych sektorach. Szczególnie widoczne jest to w przypadku elektrowni i elektrociepłowni, dla których rentowność obrotu w pierwszej połowie 2006 r. była prawie dwukrotnie wyższa od rentowności wszystkich przedsiębiorstw.

Dane na temat rentowności kapitału własnego i rentowności majątku (tabela 6) także wykazują pozytywny trend i świadczą o coraz to lepszym wykorzystaniu zarówno swojego majątku, jak i środków pieniężnych. Świadczą także o dobrych warunkach zewnętrznych, pozwalających na zachowanie renty z tytułu poprawy efektywności wykorzystywania środków pieniężnych oraz składników majątkowych.

Wynik finansowy brutto spółek dystrybucyjnych wzrósł na przestrzeni ostatnich trzech lat o ok. 214% i zamknął się za rok 2005 kwotą zysku brutto w wysokości 1 473,5 mln zł. Na podobnym poziomie, ok. 1 400 mln zł, utrzymuje się zysk brutto na działalności energetycznej przedsiębiorstw wytwórczych. Przedstawione powyżej wyniki świadczą o tym, że sytuacja polskiej elektroenergetyki jest dobra, oraz że nie zagraża jej zapaść spowodowana brakiem funduszy.

2. Strukturalna charakterystyka rynku

Działalność gospodarcza w elektroenergetyce polega na wytwarzaniu, przesyłaniu i dystrybucji oraz obrocie energią. Przedmiotem obrotu na rynku energii elektrycznej jest: energia elektryczna czynna i bierna, rezerwa mocy, regulacyjne usługi systemowe i generacja wymuszona. Uczestnikami tego rynku są: wytwórcy energii elektrycznej, przedsiębiorstwa zarządzające siecią przesyłową (operator systemu przesyłowego – OSP) i dystrybucyjną (operator systemu dystrybucyjnego – OSD), operatorzy handlowi (tzw. przedsiębiorstwa obrotu energią), odbiorcy energii elektrycznej (na rynku hurtowym – przedsiębiorstwa obrotu oraz odbiorcy końcowi na detalicznym rynku energii) oraz Giełda Energii SA jako organizator giełdowego segmentu rynku energii elektrycznej. Ta czysta struktura zaburzona jest w rzeczywistości pionowymi powiąza-

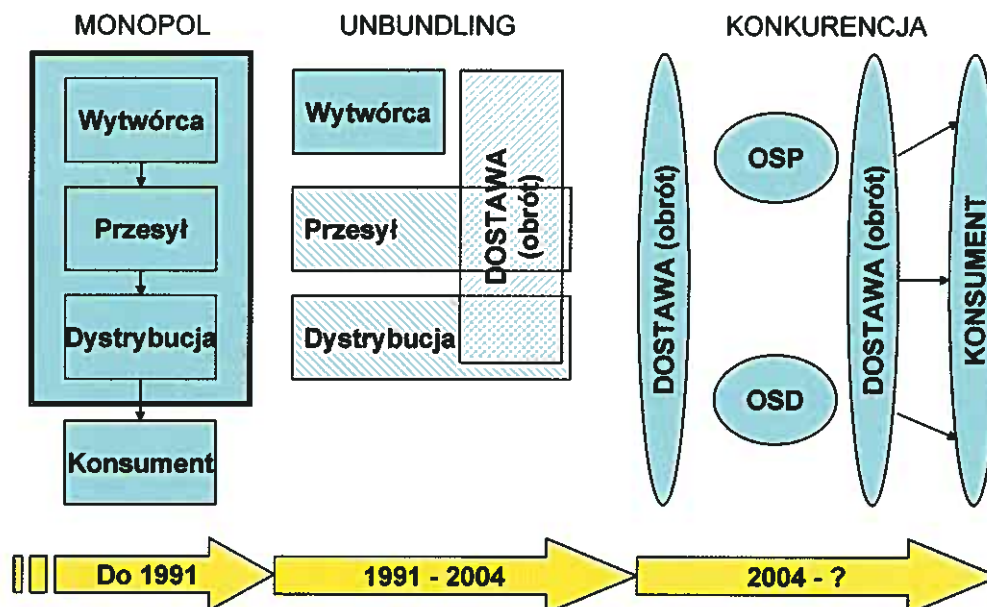
Tabela 6. Rentowność kapitału własnego i majątku w elektroenergetyce

Wyszczególnienie	Rentowność kapitału własnego [%]			Dynamika 2005/2003	Rentowność majątku [%]			Dynamika 2005/2003
	2003	2004	2005		2003	2004	2005	
Wytwórcy	1,90	6,58	5,75	302,63	0,89	3,19	2,84	319,10
Dystrybucja	1,69	3,60	4,57	270,41	1,17	2,62	3,13	267,52

Źródło: URE na podstawie: „Sytuacja elektroenergetyki polskiej” za lata 2003-2005, ARE SA

na inwestycje. Warto przy tym odnieść te wyniki do rentowności brutto obrotu dla całego sektora przedsiębiorstw. Jeśli porówna się rentowność brutto obrotu sektora energii elektrycznej z rentownością całości przedsiębiorstw, oczywiste jest, że warunki prowadzenia działalności na tym obszarze są dalece bardziej korzystne niż w przypadku prowadzenia przedsię-

wniami o charakterze historycznym lub związanym z postępującą konsolidacją („urzędową” czy też biznesową). Najwyrazistszym przykładem tego powiązania jest utrzymująca się do końca okresu sprawozdawczego prawna jedność działalności operatorów systemów dystrybucyjnych i działalności spółek obrotu w ramach elektroenergetycznych spółek dystrybucyjnych.



Rysunek 5. Rynek w energetyce (ewolucja) (Źródło: opracowanie własne URE)

Struktura rynku energii elektrycznej składa się z trzech podstawowych segmentów: kontraktów bilateralnych¹⁸⁾, giełdowego¹⁹⁾, bilansującego²⁰⁾.

18) Kontrakty dwustronne są główną formą handlu detalicznego i hurtowego energią elektryczną, a obrót energią elektryczną jest prowadzony bezpośrednio pomiędzy uczestnikami rynku w formie zawieranych umów – sprzedaży energii. Warunki handlowe takiego kontraktu (m.in. ceny sprzedaży/kupna energii elektrycznej, ilość, terminy dostaw) zależą od wyniku negocjacji między stronami kontraktu (kodeksowa swoboda zawierania umów) i są znane tylko stronom danego kontraktu. Rozliczenia prowadzi się osobiście przez strony kontraktu, niezależnie od rozliczeń dokonywanych w pozostałych segmentach rynku. Szczególnym rodzajem kontraktów bilateralnych w Polsce są kontrakty długoterminowe, zawarte w latach 1993-1998. Kontrakty te obejmują 61% wolumenu zakupów energii przez spółki dystrybucyjne lub 54% całości energii wytwarzanej przez elektrownie ciepłownicze i elektrociepłownie, a ich ceny odbiegają od cen oferowanych przez pozostałych wytwórców. Zawyżony poziom cen energii w kontraktach długoterminowych wynika z obciążenia wytwórców kosztami obsługi zadłużenia powstałego w wyniku prowadzenia inwestycji modernizacyjnych i ekologicznych.

19) Obrót giełdowy jest prowadzony w formie standardowych transakcji lub kontraktów. W Polsce aktualnie działają: rynek dnia następnego, który obejmuje transakcje zawierane w dobie poprzedzającej dobę handlową, i dotyczące poszczególnych godzin tej doby, terminowy rynek giełdowy, który obejmuje obrót standardowymi kontraktami na dostawę energii w okresie miesiąca lub dłużej (w tym kontrakty na dostawę energii elektrycznej z tzw. odnawialnych źródeł energii).

20) Segment techniczny, w którego skład wchodzi: bilansowanie popytu i podaży, zakup regulacyjnych usług systemowych na zasadach konkurencyjnych, usuwanie ograniczeń systemowych. Obejmuje również obrót rezerwami mocy i obrót energią produkowaną w określonych jednostkach wytwórczych ze względu na wymuszenia wynikające z konieczności dotrzymania wymogów jakościowych w poszczególnych węzłach sieci (czyli generację wymuszoną względami sieciowymi).

Rynek bilansujący jest tą częścią rynku energii elektrycznej, gdzie OSP dokonuje ostatecznego zbilansowania produkcji i zapotrzebowania, uwzględniając przy tym kontrakty i transakcje zawarte wcześniej przez uczestników rynku oraz złożone oferty bilansujące i ograniczenia systemowe. Operator zapewnia uczestnikom rynku bilansującego fizyczną realizację zgłoszonych do niego umów kupna – sprzedaży energii zawartych na rynku energii, w tym umów dwustronnych i giełdowych, pod warunkiem, że zostaną one zgłoszone zgodnie z przepisami obowiązującymi na rynku bilansującym²¹⁾.

Elektroenergetyka funkcjonowała przez lata w warunkach monopolu naturalnego, gdzie koszt pojawienia się konkurencji przewyższyłby wszelkie korzyści płynące z faktu jej zaistnienia – zarówno ze względów technologicznych, jak i z powodu kapitałochłonności tego rodzaju działalności pojedynczy dostawca, poprzez osiągnięcie efektu skali, często skuteczniej (efektywniej) realizował obsługę tego rynku, niż mogłyby to zrobić mniejsze, konkurujące ze sobą podmioty. Przełomem w myśleniu o elektroenergetyce było uznanie, że naturalny monopol ogranicza się zasadniczo do działalności sieciowej (przesyłanie i dystrybucja)²²⁾, natomiast wytwarzanie oraz obrót uznać można za potencjalnie konkurencyjne. Ponieważ funkcjonujący w polskiej elektroenergetyce przez dziesiątki lat rynek jednego dostawcy doprowadził do oderwania tej dzia-

21) Uczestnikiem rynku bilansującego może być każdy podmiot, który zawrze z OSP umowę przesyłową w zakresie uczestnictwa w RB, na mocy której będzie realizował fizyczne dostawy (lub odbiór) energii w zakresie swoich jednostek graficznych poprzez obszar objęty działaniem rynku bilansującego.

22) Przesyłanie i dystrybucja uważane są za sfery, w których konkurencja jest niemożliwa i niepożądana, bowiem budowanie równoległych sieci jest ekonomicznie nieuzasadnione.

talności od realiów ekonomicznych, nie bez poważnych konsekwencji dla reszty gospodarki i konsumentów, zmierza się powszechnie do przywrócenia konkurencji jako właściwego mechanizmu rynkowego dla działalności potencjalnie konkurencyjnej. Rynek energii elektrycznej wymaga jednak odpowiedniej infrastruktury prawnej, infrastruktury instytucjonalnej oraz infrastruktury technicznej. Milowym krokiem w kierunku stworzenia warunków dla rozwoju konkurencji stało się polskie prawo energetyczne z 1997 r. Pomimo wielu działań (prawnych, instytucjonalnych i technicznych) trudno jest jeszcze uznać obecny stan rynku za w pełni konkurencyjny.

2.1. Podażowa strona rynku

Produkcja energii elektrycznej brutto w kraju w 2006 r. kształtowała się na poziomie 161 858,9 GWh i była większa o 3,1% w porównaniu do 2005 r. Natomiast jej struktura nie uległa zasadniczym zmianom (tabela 7).

ła prawie czterokrotnie niższa niż w 2005 r. (dla przypomnienia, w 2005 r. wielkość ta wynosiła 13,9 GWh)²⁵⁾.

Krajowe zużycie energii elektrycznej w 2006 r. wyniosło 149 847 GWh²⁶⁾ i było wyższe od zużycia w 2005 r. o 5 009 GWh, tj. o 3,5%. Podobnie jak zapotrzebowanie na moc, krajowe zużycie energii elektrycznej wykazuje nadal tendencję wzrostową, w latach 2004-2005 dynamika wzrostu wyniosła 0,5%.

Koncentracja

Brak konkurencyjnej presji w danym obszarze rynku powoduje oderwanie działalności od realnego otoczenia i warunków ekonomicznych, generuje nieefektywności, których finansowe skutki przenoszone są na odbiorców – i to tym skuteczniej im mniej elastyczny jest popyt. Im silniejsza jest koncentracja w określonym segmencie rynku, tym bardziej restrykcyjne powinno być podejście regulacyjne i tym większa rola regulacyjnych narzędzi ex-ante. Stan konkurencji

Tabela 7. Struktura produkcji energii elektrycznej w 2005 i 2006 r.

Segment	Produkcja energii [GWh]		Dynamika [%]	Struktura wytwarzania [%]	
	2005	2006		2005	2006
Produkcja w kraju ogółem	156 931	161 859	103,1	100,0	100,0
w tym:					
– elektrownie zawodowe	148 426	153 010	103,1	94,6	94,5
w tym:					
– elektrownie ciepłe:	144 899	150 246	103,7	97,6	98,2
z tego elektrownie spalające:					
– węgiel kamienny	86 315	93 060	107,8	59,6	61,9
– węgiel brunatny	54 865	53 464	97,4	37,9	35,6
– gaz ²³⁾	2 944	2 570	87,3	2,0	1,7
– współspalanie biomasy	774	1 151	148,6	0,5	0,8
– elektrownie wodne	3 528	2 764	78,4	2,4	1,8
– elektrownie przemysłowe	8 020	8 260	103,0	5,1	5,1
z tego:					
– ciepłe	7 387	7 583	102,6	92,1	91,8
– w tym: gazowe	231	195	84,3	2,9	2,4
– źródła odnawialne	633	677	106,9	7,9	8,2
– elektrownie niezależne pozostałe	485	589	121,6	0,3	0,4

Źródło: „Informacja statystyczna o energii elektrycznej”, grudzień 2006 r., Agencja Rynku Energii SA

W 2006 r. nastąpiło ograniczenie dostaw energii elektrycznej: 26 czerwca wystąpiła awaria napięciowa w północno-wschodniej części KSE. Dodatkowo w lipcu uległy zmniejszeniu rezerwy zdolności wytwórczych²⁴⁾.

Wielkość energii elektrycznej niedostarczonej w wyniku awarii sieciowych w 2006 r. wyniosła 3,5 GWh i by-

23) Dotyczy jednostek wytwórczych jednopaliwowych (gazowych).

24) W związku z zaistniałą sytuacją PSE – Operator SA podjął działania zaradcze poprzez awaryjne wyłączenia odbiorców (13:58-16:04 około 110 MW) w celu podniesienia napięcia w stacji Ostrołęka i zsynchronizowania odstawionych bloków (nr 3 o godzinie 15:27, nr 2 o godzinie 17:37).

na rynku energii elektrycznej jest diagnozowany przede wszystkim za pomocą wskaźników mierzących stopień koncentracji. Ze względu na naturalny monopol w działalności sieciowej (nawet jeśli na obszarze Polski funkcjonuje kilkanaście spółek dystrybucyjnych, nie podlega zasadniczo dyskusji teza, że stanowią one monopole w obszarach wyznaczonych zasięgiem ich sieci) ocenę koncentracji, stanowiącą podstawę ukształtowania podejścia regulacyjnego, stosuje się w odniesieniu do potencjalnie konkuren-

25) Na podstawie danych PSE – Operator SA.

26) Na podstawie danych PSE – Operator SA.

cyjnych podsektorów wytwarzania (koncentracja potencjału produkcyjnego) oraz obrotu energią (udział w sprzedaży).

Koncentracja wytwarzania

Od roku 2004, czyli od chwili utworzenia holdingu BOT Górnictwo i Energetyka SA, stopień koncentracji w podsektorze wytwarzania energii elektrycznej mierzony wskaźnikiem HHI²⁷⁾ jest stabilny. Wniosek ten wywieść można z badania przeprowadzonego w URE dla dziesięciu najważniejszych wytwórców energii elektrycznej, których udział w produkcji krajowej wynosi niemal 80%.

Tabela 8. Stan koncentracji podsektora wytwarzania*

Rok	Liczba wytwórców o udziale w rynku > 5% (wg mocy osiągalnej) [szt.]	Udział w rynku trzech największych wytwórców (wg mocy osiągalnej) [%]	Wskaźnik HHI	
			elektrownie wg mocy osiągalnej	elektrownie wg produkcji faktycznej
2003	9	49,0	1 189,1	1 328,1
2004**	7	62,1	1 748,6	2 138,7
2005**	7	62,6	1 779,3	2 250,0
2006***	7	62,6	1 777,8	2 089,2

Źródło: URE

* Dla dziesięciu najważniejszych wytwórców energii elektrycznej

** Po utworzeniu holdingu BOT Górnictwo i Energetyka SA

*** Dane za listopad – grudzień 2006 r.

W 2006 r. niewiele się zmieniło w tym zakresie – liczba wytwórców o udziale w rynku powyżej 5% oraz wskaźniki HHI pozostały na zbliżonym poziomie, przy czym w zakresie produkcji, mimo nieznacznego spadku, utrzymał się on w przedziale o wysokiej koncentracji, a dla mocy osiągalnej – na średnim poziomie koncentracji rynku.

Koncentracja sprzedaży

Handel hurtowy energią elektryczną na polskim rynku energii odbywa się przede wszystkim na podstawie niestandardyzowanych kontraktów bilateralnych (krótko- i średnioterminowych) oraz w KDT. W znikomym stopniu transakcje zawierane są na Towarowej Giełdzie Energii SA oraz za pomocą wirtualnych giełd energii (tabela 9, str. 15).

Największy wzrost sprzedaży realizowanej przez wytwórców systemowych został zaobserwowany w kontraktach długoterminowych i wyniósł 18,4%. Sprzedaż

27) Współczynnik Hirschfelda Hirschmanna określane jest jako suma kwadratów udziałów procentowych w rynku: HHI > 5 000 – koncentracja bardzo wysoka, HHI od 1 800 do 5 000 – koncentracja wysoka, HHI od 750 do 1 800 – koncentracja średnia (wg „Raportu z postępów w tworzeniu wewnętrznego rynku energii elektrycznej i gazu”, Bruksela 2005).

w ramach kontaktów długoterminowych ilości energii wyższej od ilości objętej minimalnym obowiązkowym zakupem prowadzi do wniosku, że energia ta (przynajmniej w ilości powyżej Minimalnych Ilości Energii (MIE)) była dostępna po atrakcyjnych cenach, które pozwoliły na jej sprzedaż w warunkach konkurencji²⁸⁾.

Na poziomie prawie takim samym jak w ubiegłym roku pozostaje sprzedaż do przedsiębiorstw obrotu i podobnie jak w roku poprzednim udział tego segmentu w strukturze sprzedaży wytwórców systemowych jest największy²⁹⁾ (patrz rys. 6, str. 15).

W pozostałych segmentach sprzedaży odnotowano silne spadki. Giełda energii ma dla wytwórców już tylko symboliczne znaczenie – jej udział w rynku w 2006 r. jest najmniejszy od początku istnienia.

Odbiorcom korzystającym z prawa wyboru sprzedawcy wytwórcy sprzedali bezpośrednio tylko 2,2% energii (spadek o 35,7% w porównaniu do 2005 r.).

Ważnym elementem składowym rozwiniętych rynków energii są przedsiębiorstwa handlowe (przedsiębiorstwa obrotu). Dlatego w URE prowadzi się monitoring funkcjonowania przedsiębiorstw obrotu na rynku energii elektrycznej. W 2006 r. badaniu poddano 21 przedsiębiorstw obrotu³⁰⁾.

Dane za ostatnie lata wskazują, że przedsiębiorstwa obrotu, po początkowym okresie, w którym kupowały energię elektryczną jedynie od przedsiębiorstw

28) Przychód wytwórcy posiadającego kontrakt długoterminowy pokrywa koszty stałe i koszty zmienne produkcji energii elektrycznej. Dlatego też zwiększenie wolumenu energii w kontraktach powoduje zmniejszenie udziału jednostkowych kosztów stałych i spadek ceny, a co za tym idzie większą atrakcyjność tej energii na rynku.

29) Obserwowany w 2005 r. wzrost udziału segmentu sprzedaży do przedsiębiorstw obrotu wynikał z dokonanej przez BOT Elektrownia Bełchatów SA cesji na BOT Górnictwo i Energetyka SA kontraktu długoterminowego, co jednocześnie spowodowało spadek udziału segmentu bezpośredniej sprzedaży do PSE SA. W 2006 r. kontrakt ten wygasł, a energia sprzedawana poprzednio w ramach kontraktu długoterminowego jest sprzedawana przedsiębiorstwom obrotu, co ugruntowuje udział tego segmentu w strukturze sprzedaży.

30) 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 2006 r. poddano po raz pierwszy trzy dodatkowe przedsiębiorstwa obrotu. Dane dotyczące tych przedsiębiorstw zostały także uwzględnione w zestawieniach za lata 2001-2005 – zmiana przedstawionych wielkości dotyczy więc również tych lat.

Tabela 9. Kierunki sprzedaży energii elektrycznej (w TWh)

Rok	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

Źródło: URE

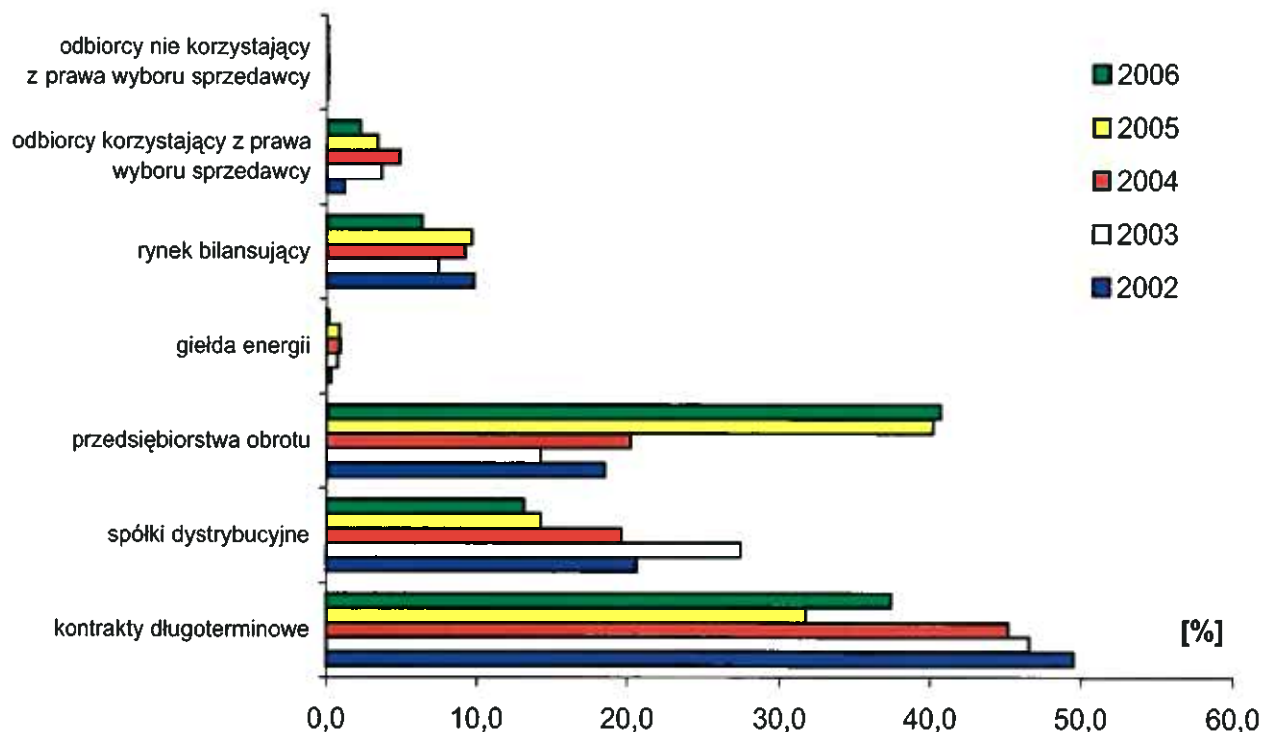
* Segment regulowany

** Łącznie z tzw. generacją wymuszoną względami systemowymi

wytwórczych (nadał wolumen zakupu energii od wytwórców stanowi największą część całkowitego zakupu – 54%), nawiązują i rozwijają kontakty handlowe między sobą i ze spółkami dystrybucyjnymi.

Ogólnie w 2006 r. przedsiębiorstwa obrotu kupiły o 24% więcej energii elektrycznej w porównaniu do roku poprzedzającego.

Ogółem w 2006 r. ilość energii sprzedanej przez te przedsiębiorstwa wyniosła 108 TWh³¹⁾, co oznacza wzrost o 21 TWh w porównaniu do roku poprzedniego. Aż o 149% zwiększyła się sprzedaż pomiędzy samymi przedsiębiorstwami obrotu. Zachodzi obawa, że poprzez wydłużanie się łańcucha pośredników pomiędzy wytwórcą energii a jej odbiorcą następować może podwyższanie oferowanych cen energii. Ponadto przedsiębiorstwa obrotu sprzedawały energię elektryczną przedsiębiorstwom sieciowym (spadek o 10%). Istotny wzrost nastąpił też w sprzedaży na



Rysunek 6. Struktura sprzedaży wytwórców systemowych (Źródło: URE)

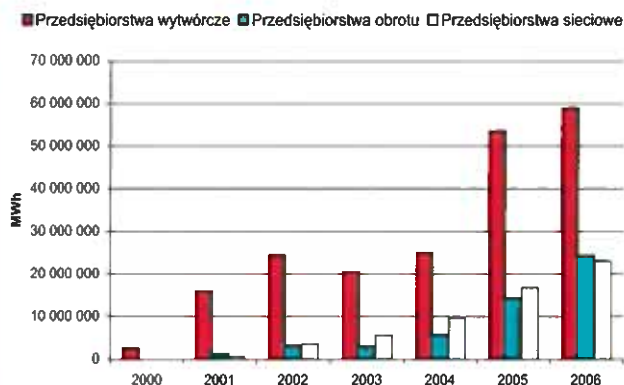
Analiza dynamiki zakupu energii w zależności od źródła zakupu pozwala stwierdzić, że zwiększyła się istotnie ilość energii pochodzącej od innych przedsiębiorstw obrotu (wzrost o 69% w porównaniu do roku poprzedzającego). Zaobserwowano również znaczny wzrost wolumenu zakupionej energii od przedsiębiorstw sieciowych (wzrost o 37%) i na giełdzie energii (wzrost o 26%).

Ilości zakupionej energii w podziale na poszczególne źródła zakupu przedstawia rysunek 7 (str. 16).

giełdzie energii (o 119%), ciągle jednak pozostając na niskim poziomie.

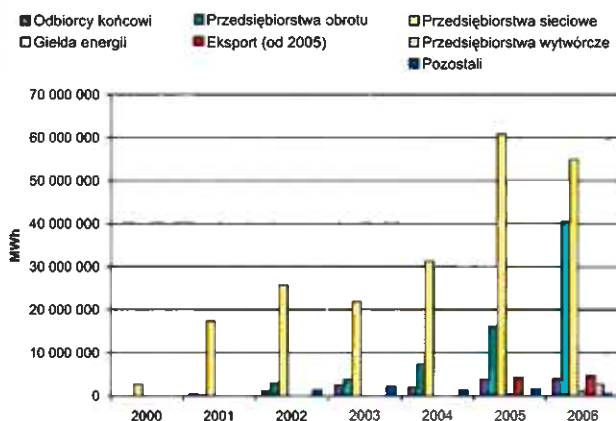
W 2006 r. w formularzu sprawozdawczym po raz pierwszy pojawiła się informacja o sprzedaży energii do przedsiębiorstw wytwórczych, włączona dotychczas do

31) 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.



Rysunek 7. Źródła zakupu energii elektrycznej przedsiębiorstw obrotu [MWh] (Źródło: URE)

pozycji „Pozostałe”. Przedsiębiorstwa wytwórcze w ramach wywiązania się ze swych umów handlowych sprzedają odbiorcom energię kupowaną od spółek obrotu, gdy koszt wytwarzania przewyższa koszt zakupu. Ponadto taka transakcja umożliwia „zaoszczędzenie” własnych pozwoleń na emisję CO₂. Zjawisko to jest trudne do zaakceptowania, a jego ocena i środki przeciwdziałania powinny stać się przedmiotem prac właściwych organów.



Rysunek 8. Sprzedaż energii elektrycznej przedsiębiorstw obrotu w podziale na grupy odbiorców [MWh] (Źródło: URE)

Konsolidacja

Ponieważ podejście regulacyjne jest wrażliwe na strukturę sektora, zjawiska konsolidacji pozostają niezmiennie w obszarze zainteresowań Prezesa URE. Szczególna uwaga poświęcona jest przy tym konsolidacji o charakterze pionowym (wzdłuż łańcucha wartości). W przypadku zależności (organizacyjnej, prawnej czy właścicielskiej) pomiędzy podmiotami świadczącymi usługę na rzecz podmiotów działających w konkurencyjnym obszarze energetyki (klasyczny przykład to przesyłanie energii na zlecenie wytwórców) istnieje ryzyko faworyzowania podmiotów powiązanych i dyskryminacji pozostałych. Takie nierównoprawne traktowanie, nawet w pozornie bagatelnej kwestii dostępu do informacji rynkowej, ma ogromne znaczenie dla warunków prowa-

żenia działalności i w ostateczności prowadzić może do eliminacji z rynku podmiotów pozostających poza strukturą pionowo zintegrowaną. Ze względu na wagę konsolidacji dla warunków rozwoju rynku kolejna część analizy poświęcona zostaje temu zjawisku.

Ogólnie rzecz biorąc, polska elektroenergetyka jest już w znacznym stopniu skonsolidowana poziomo, natomiast faktyczny stopień konsolidacji pionowej nie jest jeszcze szczególnie duży. Nie zmienia to jednak faktu, że w wyniku przeprowadzenia założeń programu dla elektroenergetyki polska elektroenergetyka będzie w należała do grupy państw o dużym stopniu konsolidacji³².

W listopadzie 2006 r. powołano spółkę Polska Grupa Energetyczna Energia³³ na bazie BOT Górnictwo i Energetyka SA (BOT), Zespołu Elektrowni Dolna Odra SA (ZEDO), aktywów pozostałych po wydzieleniu z Polskich Sieci Elektroenergetycznych SA (PSE) Operatora Systemu Przesyłowego wraz z majątkiem oraz spółek z grup Ł-2³⁴, Ł-5³⁵ i Rzeszowskiego Zakładu Energetycznego. 29 grudnia do PGE-Energia wniesiono 85% akcji ośmiu zakładów energetycznych (grupy Ł-5 i Ł-2) oraz Zespołu Elektrowni Dolna Odra. Następnie akcje PGE Energia wraz z akcjami BOT trafią do PSE. Po wniesieniu wszystkich akcji do PSE nastąpi podział samego PSE. PSE przekaze majątek przesyłowy do PSE – Operator SA, które pozostanie we władaniu Skarbu Państwa. Podział i zakończenie konsolidacji PGE planowane jest na przełom października i listopada 2007 r. Prywatyzacja tej ostatniej grupy nastąpi więc nie wcześniej niż w 2008 r. Siedziba Polskiej Grupy Energetycznej ulokowana zostanie w Lublinie.

Na początku grudnia 2006 r. powstała spółka holdingowa Grupa Energetyczna Południe, którą powołał Skarb Państwa oraz Enion, EnergiaPro i Elektrownia Stalowa Wola. Po uzyskaniu zgody Rady Ministrów i Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów kapitał spółki zostanie zwiększony o 85% akcji Polskiego Koncernu Energetycznego i pozostałych trzech podmiotów. Resztę udziałów otrzymają pracownicy firm wchodzących do Energetyki Południe – z wyjątkiem PKE, bo załoga tego koncernu już kilka lat temu otrzymała pakiety akcji.

Bilans wymiany energii elektrycznej z sąsiednimi systemami

Saldo handlowej wymiany energii elektrycznej z sąsiednimi systemami elektroenergetycznymi oraz rzeczywiste przepływy energii zostały przedstawione w tabeli 10.

32) Patrz „Program dla elektroenergetyki” przyjęty przez Radę Ministrów 27 marca 2006 r.

33) Realizacja zapisów patrz jak powyżej.

34) W skład grupy Ł-2 wchodzi: Zakład Energetyczny Łódź-Teren SA oraz Łódzki Zakład Energetyczny SA.

35) W skład grupy Ł-5 wchodzi: Zakłady Energetyczne Okręgu Radomsko-Kieleckiego SA, Zakład Energetyczny Białystok SA, Zakład Energetyczny Warszawa-Teren SA, Lubelskie Zakłady Energetyczne SA, Zamojska Korporacja Energetyczna SA.

Tabela 10. Wymiana międzysystemowa energii elektrycznej [GW]*

	2002	2003	2004	2005	2006	Dynamika 2006/2005 [%]	Dynamika 2006/2002 [%]
Bilans handlowy – saldo	7 069	10 161	9 293	11 172	11 014	98,6	155,8
Eksport	9 678	13 222	12 487	14 290	13 434	94,0	138,8
Import	2 609	3 061	3 194	3 119	2 420	77,6	92,8
Przepływy rzeczywiste							
Wypłynęło z Polski	11 538	15 146	14 605	16 188	15 775	97,4	136,7
w tym do:							
Czech	8 442	9 490	9 156	11 167	10 183	91,2	120,6
Niemiec	606	282	450	1 046	720	68,8	118,8
Słowacji	2 294	2 728	2 623	2 792	3 373	120,8	147,0
Szwecji	196	2 646	2 376	1 182	1 498	126,7	764,3
Wpłynęło do Polski	4 469	4 985	5 312	5 002	4 774	95,4	106,8
w tym z:							
Białorusi	799	1 226	1 001	874	1 045	119,6	130,8
Czech	86	57	80	63	44	69,8	51,2
Niemiec	1 871	2 761	3 156	2 264	2 546	112,5	136,1
Słowacji	1	0	8	0,320	4	1250	400,0
Szwecji	1 124	11	214	817	264	32,3	23,5
Ukrainy	588	931	853	983	870	88,5	148,0

Źródło: URE na podstawie danych PSE – Operator SA

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

W 2006 r. można zaobserwować niewielki (6%) spadek eksportu energii elektrycznej z Polski oraz 22% spadek importu energii do Polski w stosunku do 2005 r. Badając trend pięcioletni, należy stwierdzić, że eksport energii wykazuje prawie 40% wzrost w stosunku do 2002 r., przy niewielkim spadku importu – o 7%. Całkowite saldo wymiany międzynarodowej w 2006 r. w stosunku do 2002 r. wzrosło o 56%.

Wysoki popyt na zdolności przesyłowe na połączeniach synchronicznych KSE z innymi systemami elektroenergetycznymi, przewyższający istniejące możliwości techniczne, nadaje ograniczeniom przesyłowym na granicach charakter strukturalny. Taka sytuacja jest w dużej mierze wynikiem bardzo dużych różnic cen energii elektrycznej na rynku polskim i przede wszystkim niemieckim, ale również czeskim. W efekcie konieczne jest zarządzanie przez operatorów systemów przesyłowych udostępnianiem transgranicznych zdolności przesyłowych. Zasady udostępniania tych zdolności, które powinny być oparte na metodach rynkowych, ogólnie określa Rozporządzenie Nr 1228/2003 Parlamentu Europejskiego i Rady z 26 czerwca 2003 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej.

Operatorzy systemów przesyłowych z Polski (PSE – Operator), Niemiec (VET i EoN), Czech (ČEPS) i Słowacji (SEPS) organizują skoordynowane przetargi

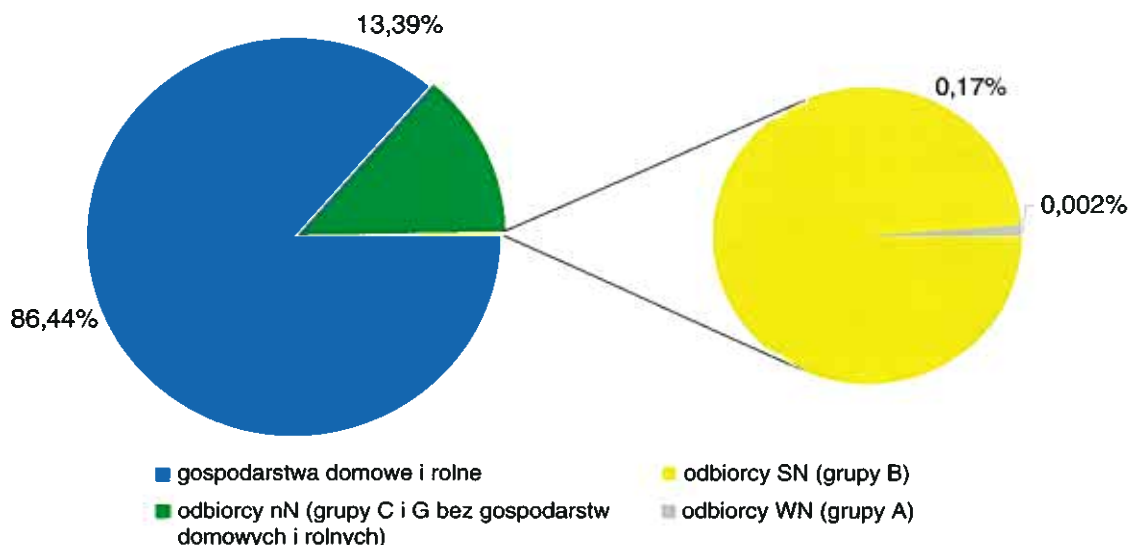
roczne, miesięczne dobowe na zdolności przesyłowe w wymianie międzysystemowej między tymi krajami.

PSE – Operator SA z tytułu udostępnienia zdolności przesyłowych międzysystemowych na zasadzie skoordynowanych aukcji osiągnął w 2006 r. dochód w wysokości 268 812,1 tys. zł (po odliczeniu podatku dochodowego dochód netto wyniósł 217 737,8 tys. zł).

2.2. Odbiorcy energii

Każdemu działaniu Prezesa URE, realizowanemu od początku istnienia tego organu, towarzyszy świadomość celu zdefiniowanego jako równoważenie interesów odbiorców energii i sektora. O ile jednak dobrze zorganizowany instytucjonalnie i silny sektor energetyczny dobrze poradziłby sobie bez Regulatora, o tyle rozproszeni i na ogół słabo zorganizowani odbiorcy potrzebują tego „parasola ochronnego”, chroniącego ich przed zakusami przedsiębiorstw dysponujących znaczną siłą rynkową (w działalności sieciowej – aż po pełen monopol).

Mówienie o odbiorcy jest zresztą bardzo kłopotliwe, zupełnie inaczej bowiem wygląda sytuacja dużego odbiorcy przemysłowego, wyposażonego w specjalistyczne służby, m.in. energetyczne i prawne, a zgoła inaczej – sytuacja przeciętnego odbiorcy w gospodarstwie domowym (zasadniczo grupa taryfowa G), który w konfrontacji z monopolistą energetycznym z góry znajduje się na straconej pozycji. Ci ostatni znajdują wsparcie w działaniach Prezesa URE, realizowanych przez Rzecznika Odbiorców oraz głównie w oddziałach terenowych, np. w zakresie skarg na odmowę przyłączenia do sieci.



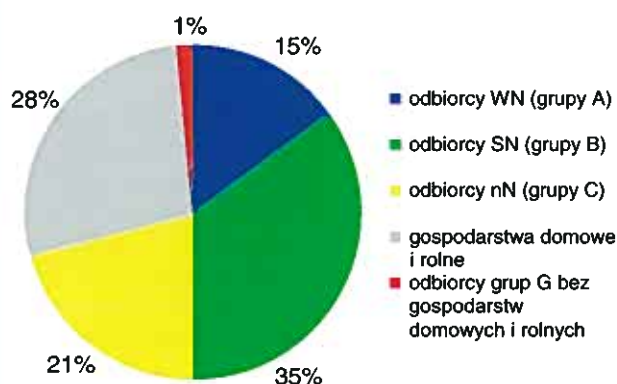
Rysunek 9. Odbiorcy taryfowi energii elektrycznej (Źródło: URE)

Prawo energetyczne definiuje odbiorcę jako każdego, kto otrzymuje lub pobiera paliwa lub energię na podstawie umowy z przedsiębiorstwem energetycznym. Takich odbiorców mamy na obszarze Polski łącznie 15,7 mln.

Strukturę odbiorców w ujęciu ilościowym (liczba odbiorców) i w podziale na poszczególne grupy przedstawia rysunek 9.

Nie jest zaskoczeniem, że największy procent odbiorców mieści się w grupie podmiotów najdrobniejszych i o najmniejszym jednostkowym zużyciu energii. W grupie gospodarstw domowych i rolnych znajduje się aż 86,44% spośród ogólnej liczby wszystkich odbiorców. Biorąc jednak pod uwagę zużycie energii elektrycznej, powiedzieć trzeba, że odbiorcy z tej grupy zużywają rocznie jedynie 28% z całego wolumenu konsumowanej energii. Struktura zużycia w poszczególnych grupach odbiorców została zaprezentowana na rysunku 10.

Wraz ze wzrostem wolumenu zużywanej energii zmienia się (maleje) jednostkowa cena energii oraz cena za usługę jej transportu. Dane w tym zakresie zaprezentowane są w tabeli 11.



Rysunek 10. Struktura sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom taryfowym (Źródło: URE)

Maleje także stawka jednostkowej opłaty abonamentowej, a wraz ze spadkiem jednostkowej ceny – obniża się także wartość należnych podatków w przeliczeniu na jednostkę energii.

Tabela 11. Cena energii i opłata przesyłowa wg grup taryfowych [zł/MW]

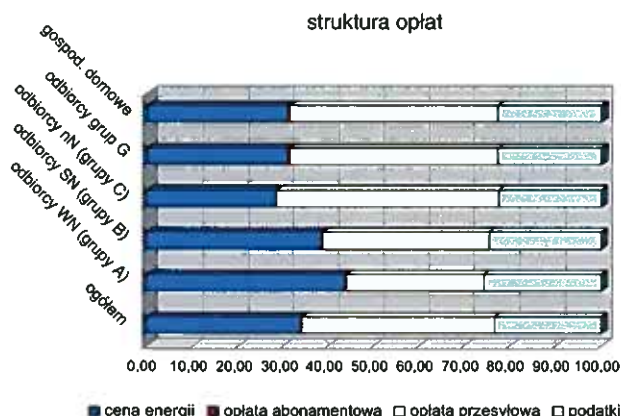
(dane za III kwartały 2006 r.)

	Średnia cena sprzedaży	Opłata za energię	Opłata przesyłowa
Ogółem	278,63	133,87	144,76
odbiorcy WN (grupy A)	198,22	123,63	74,59
odbiorcy SN (grupy B)	230,31	126,56	103,75
odbiorcy nN (grupy C)	341,43	136,94	204,49
odbiorcy grup G	332,97	145,70	187,27
w tym gospodarstwa domowe i rolne	332,58	145,62	186,96

Źródło: URE

Zauważalnie zmienna pomiędzy grupami jest także ostateczna struktura opłat na rachunkach za energię. W grupach o największym zużyciu najistotniejszym obciążeniem (44%) jest koszt zakupu samej energii, opłata przesyłowa stanowi ok. 30%, podatki natomiast – 25%. W grupach o mniejszym zużyciu blisko połowa obciążenia wynikającego z faktury przeznaczona jest na pokrycie kosztu usługi przesyłowej, a udział ceny energii spada do 30%. W tych grupach także stawka opłaty abonamentowej zaczyna stanowić widoczną pozycję, osiągając udział rzędu 0,8% (przy czym ta średnia wartość może w przypadku pojedynczego gospodarstwa, charakteryzującego się bardzo niskim zużyciem, osiągnąć znacznie wyższy udział).

Dość istotna zmienność struktury rachunku za energię pomiędzy poszczególnymi grupami taryfowymi nie idzie w parze ze zmiennością w czasie. Analizując strukturę opłat na fakturach w okresie 2002-2005



Rysunek 11. Struktura opłat na rachunkach odbiorców taryfowych (Źródło: URE)

w poszczególnych grupach odbiorców stwierdzić należy, że zmiany wartości udziałów miały charakter kosmetyczny, i zamykały się w 2 pkt %.

2.3. Ceny i dostępność informacji

Zasadnicze znaczenie dla uczestników rynku mają ceny energii elektrycznej i dostęp do informacji o ich wysokości jak również do informacji o warunkach świadczenia usług sieciowych oraz o usługach mieszczących się w pojęciu handlowej obsługi odbiorców.

Ceny hurtowe

Średnie ceny hurtowe wytwórców

Średnia cena energii elektrycznej sprzedanej przez wytwórców w 2006 r. wyniosła 138,46 zł/MWh i była o 0,5% wyższa niż w 2005 r.

W segmencie kontraktów długoterminowych zanotowano największy spadek, bo aż o 7,1% w porównaniu do 2005 r. Średnia cena w tym segmencie wyniosła 170,69 zł/MWh.

W części rynku podlegającej mechanizmom konkurencji średnie ceny energii elektrycznej kształtowały

Tabela 12. Średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej spółek wytwórczych

Segment	Średnia cena energii elektrycznej [zł/MWh]					Zmiana [%]
	2002	2003	2004	2005	2006	2006/2005
Ogółem	144,34	143,83	139,08	137,78	138,46	0,5
W kontraktach długoterminowych	154,88	166,68	160,29	183,64	170,69	-7,1
Poza kontraktami długoterminowymi	120,55	123,84	118,69	116,44	119,20	2,4
w tym:						
- sprzedaż do spółek dystrybucyjnych	114,62	120,10	118,48	116,97	118,76	1,5
- sprzedaż do przedsiębiorstw obrotu	110,71	118,48	112,57	111,23	116,65	4,9
- sprzedaż energii na giełdzie	131,64	114,80	113,42	117,38	136,60	16,4
- sprzedaż energii na Rynku Bilansującym	153,17	153,67	133,68	135,62	133,24	-1,8

Źródło: URE

się na poziomie 119,20 zł/MWh, czyli wzrosły o 2,4% w stosunku do cen z roku poprzedzającego. Spadek cen zanotowano w sprzedaży jedynie na rynku bilansującym – o 1,8% w stosunku do 2005 r. przy średniej cenie 133,24 zł/MWh. W segmencie sprzedaży do przedsiębiorstw obrotu zaobserwowano wzrost o 4,9%, zaś średnia cena wynosiła 116,65 zł/MWh.

Na Towarowej Giełdzie Energii SA cena energii wzrosła o 16,4%. Jednak ze względu na 0,2% udział w handlu energią w 2006 r., podobnie jak w latach poprzednich, TGE ma marginalne znaczenie w tym zakresie.

Średnie ceny zakupu w obrocie

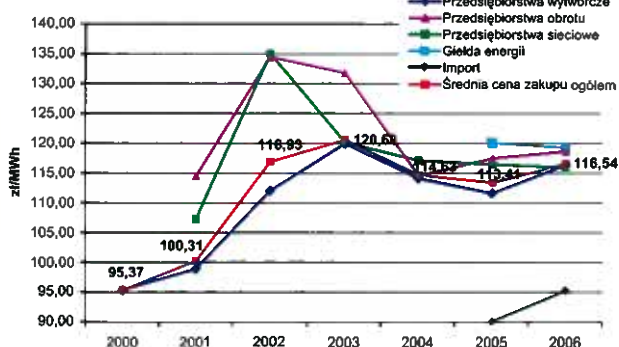
Średnie ceny zakupu energii przez przedsiębiorstwa obrotu w 2006 r. (rys. 12) charakteryzują się nieznaczną tendencją wzrostową (o 2,8%) w porównaniu do roku poprzedzającego. Średnia cena zakupu od przedsiębiorstw wytwórczych kształtuje się na poziomie 116,29 zł/MWh i jest wyższa o 4,74 zł/MWh. Nieznacznie wzrosła średnia cena zakupu od innych przedsiębiorstw obrotu, która wynosi 118,62 zł/MWh.

Towarowa Giełda Energii

Pierwsze transakcje handlowe zostały zawarte 30 czerwca 2000 r. (tabela 13, str. 20).

Na rysunku 13 (str. 20) przedstawiono porównanie cen i wolumenu energii elektrycznej na TGE SA w latach 2005 i 2006.

Transakcje na Rynku Dnia Następnego Towarowej Giełdy Energii SA nadal mają charakter bilansujący (poprawa pozycji przed zamknięciem rynku bilansującego), o czym może świadczyć niewielki wolumen obrotu energią w segmencie giełdowym. W stosunku do 2005 r. wolumen obrotu na giełdzie zmalał o 17%, natomiast w stosunku do 2004 r. – o 12%. Jednym z powodów takiej sytuacji jest z pewnością brak rynków późniejszych, jak Rynek Dnia Bieżącego. Innym istotnym czynnikiem jest sprzedaż prawie całej energii przez wytwórców w kontraktach dwustronnych ze względu na brak chęci ujawniania jej cen, co jest związane z wieloma czynnikami deformującymi te ceny, jak przykładowo istnienie kontraktów długoterminowych. Od czerwca 2006 r. można zauważyć pewną stabilizację cen na giełdzie energii, na-



Rysunek 12. Średnie ceny zakupu energii elektrycznej w obrocie wg źródeł zakupu [zł/MWh] (Źródło: URE)

tomiast w grudniu 2006 r. nastąpił spadek ceny średnio-ważonej, co mogło być spowodowane przekontraktowaniem uczestników rynku ze względu na ciepłą zimą.

Uczestnicy rynku mogą korzystać również z usług tzw. wirtualnych giełd energii takich jak: Platforma Obrotu Energią Elektryczną, Kantor Energii, eSPOT³⁶. Przyznać przy tym trzeba, że udział platform tego typu w ogólnym wolumenie obrotu energią elektryczną jest póki co znikomy.

Ceny detaliczne

Średnie ceny detaliczne wytwórców

Oprócz tego, że w 2006 r. sprzedaż w segmencie odbiorców uprawnionych do korzystania z prawa wyboru sprzedawcy (TPA) zmalała o 35,7%, zmniejszyła się

36) 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 supernowoczesnej 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.

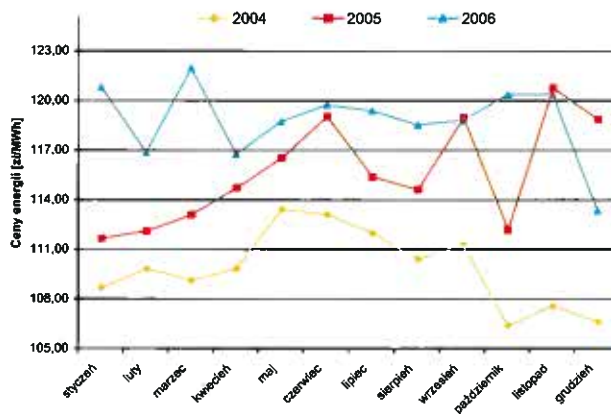
eSPOT – jest elektroniczną platformą obrotu przeznaczoną dla skonsolidowanych grup zakładów energetycznych. Jej zastosowanie pozwala zminimalizować niezbilansowanie grupy i zmaksymalizować wolumen obrotu oraz umożliwia wygodne i sprawne zawieranie transakcji na rynku SPOT. Celem platformy eSPOT jest 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.

Tabela 13. Ceny energii elektrycznej na Towarowej Giełdzie Energii SA [zł/MWh] – 2006 r.

Miesiąc	Cena [zł/MWh]	Wolumen [MWh]
Styczeń	120,78	90 874
Luty	116,84	108 062
Marzec	121,94	148 823
Kwiecień	116,73	141 180
Maj	118,72	139 597
Czerwiec	119,70	131 713
Lipiec	119,35	120 599
Sierpień	118,51	143 050
Wrzesień	118,79	161 685
Październik	120,34	171 536
Listopad	120,36	152 297
Grudzień	113,32	155 865
Średnia ważona/suma	118,75	1 665 281

Źródło: URE

także liczba przedsiębiorstw wytwórczych prowadzących bezpośrednią sprzedaż odbiorcom TPA z czterech do trzech, a średnia cena wzrosła o 4,6% (tab. 14).



Rysunek 13. Ceny energii elektrycznej na TGE SA w 2004, 2005 i 2006 r. (Źródło: URE)

Średnie ceny sprzedaży energii w obrocie

Najwyższa średnia cena sprzedaży energii elektrycznej w 2006 r. występowała przy sprzedaży do odbiorców końcowych i wynosiła 122,75 zł/MWh. Jest to naturalne zjawisko wynikające stąd, że odbiorcy finalni są ostatnim ogniwem łańcucha sprzedaży. Natomiast najniższa w kraju średnia cena występowała przy sprzedaży do przedsiębiorstw wytwórczych i wynosiła 116,45 zł/MWh. Średnia cena sprzedaży pomiędzy przedsiębiorstwami obrotu wynosiła 118,26 zł/MWh. Natomiast średnia cena energii elektrycznej sprzedawanej na eksport wynosiła tylko 109,63 zł/MWh.

Strukturę sprzedaży w podziale na segmenty rynku w latach 2002-2005 dla 10 wytwórców systemowych przedstawia rysunek 6.

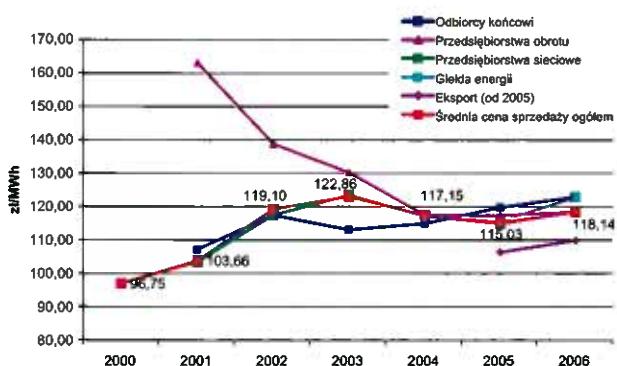
Sprzedaż energii elektrycznej w ramach kontraktów długoterminowych stanowi obecnie około 37,5% cał-

Tabela 14. Średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej 10 spółek wytwórczych odbiorcom TPA i pozostałym odbiorcom końcowym

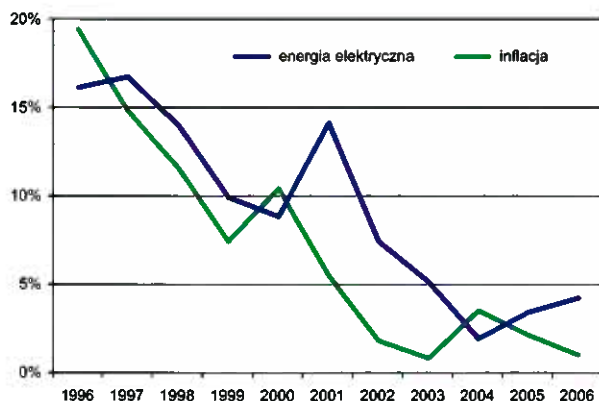
Segment	Średnia cena energii elektrycznej [zł/MWh]					Zmiana [%]
	2002	2003	2004	2005	2006	
Sprzedaż energii odbiorcom korzystającym z prawa wyboru sprzedawcy	104,65	112,66	116,65	119,60	125,16	4,6
Sprzedaż energii innym odbiorcom finalnym	165,05	164,14	161,70	166,32	168,87	1,5

Źródło: URE

kowej sprzedaży wytwórców systemowych. W porównaniu do roku poprzedniego, w 2005 r. wartość ta wzrosła o 18,4%³⁷⁾.



Rysunek 14. Średnie ceny sprzedaży przez przedsiębiorstwa obrotu energii elektrycznej w podziale na grupy odbiorców [zł/MWh] (Źródło: URE)



Rysunek 15. Zmiany cen energii elektrycznej oraz inflacji w latach 1996-2007 (Źródło: opracowanie URE na podstawie danych GUS)

Natomiast rysunek 15 prezentuje wzrost cen energii elektrycznej na rynku detalicznym w stosunku do inflacji. Widać z niego wyraźnie, że wzrost cen energii elektrycznej jest w prawie całym zaprezentowanym okresie wyższy od inflacji. To zaś wskazuje na to, że wzrosty cen tego nośnika energii z jednej strony są dotkliwe dla

odbiorców oraz wywierają presję inflacyjną, z drugiej zaś na to, że realne przychody przedsiębiorstw z tytułu sprzedaży energii elektrycznej są coraz wyższe.

Odniesienie dynamiki cen energii elektrycznej do stopy inflacji ma wyłącznie orientacyjny charakter i nie powinno być utożsamiane ze skutecznością regulacji (taryfowania). Przesądzają o tym dwie okoliczności.

Po pierwsze, zgodnie z zasadami cenotwórstwa ceny energii elektrycznej ustalone na podstawie kosztów uzasadnionych zawierają także koszty okresów przyszłych (koszty rozwoju) oraz koszty ochrony środowiska, nie mające praktycznego związku z aktualną stopą inflacji.

Po drugie, prawodawca w osobie Ministra Gospodarki w tzw. rozporządzeniu taryfowym³⁸⁾ wprowadził możliwość ponadinflacyjnego wzrostu cen energii elektrycznej, o ile będzie się to wiązać z usuwaniem subsydiowania skrośnego, te zaś było zjawiskiem i masowym i powszechnym. Ponadto, zwłaszcza w początkowym okresie regulacji, ceny podstawowych czynników wytwarzania energii elektrycznej, tj. paliwo, transport i wynagrodzenia rosły w ponadinflacyjnym tempie. W takiej sytuacji cena energii elektrycznej jako wypadkowa cen tych czynników również musiała rosnąć szybciej niż inflacja.

Dostępność informacji

Głównym źródłem informacji na temat cen hurtowych energii elektrycznej są strony internetowe:

- PSE – Operator SA, gdzie podawane są ceny z Rynku Bilansującego (ceny CRO, CROs, CROz z danego dnia)³⁹⁾,
- Towarowej Giełdy Energii SA (dobowe notowania na Rynku Dnia Następnego, Rynku Terminowym oraz dodatkowo informacje na temat notowań na Rynku Praw Majątkowych),
- wirtualnych giełd energii.

Informację o cenach detalicznych na rynku regulowanym odbiorcy mogą uzyskać na stronach internetowych operatorów systemów dystrybucyjnych lub bezpośrednio u pracowników biur obsługi klientów. Pod-

38) Patrz: art. 27 ust. 2 rozporządzenia Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z 23 kwietnia 2004 r. (Dz. U. Nr 105, poz. 1114) w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną.

39) CRO – cena rozliczeniowa odchylenia; CROs – cena rozliczeniowa odchylenia sprzedaży; CROz – cena rozliczeniowa odchylenia zakupu.

37) Wzrost udziału jest liczony w stosunku do sprzedaży bezpośrednio pomiędzy wytwórcami systemowymi a PSE SA, nie uwzględnia ilości energii z Elektrowni Bełchatów sprzedanej za pośrednictwem BOT Górnictwo i Energetyka SA w 2005 r.

stawę udzielanej tam informacji dotyczącej cen stanowią aktualne taryfy zatwierdzone przez Prezesa URE.

Tylko nieliczni niezależni sprzedawcy (przedsiębiorstwa obrotu zwolnione z obowiązku przedkładania Prezesowi URE taryf do zatwierdzenia) zamieszczają na swoich stronach internetowych tzw. kalkulatory taryfowe, umożliwiające zainteresowanym odbiorcom porównanie ofert konkurentów.

Operatorzy systemu przesyłowego i systemów dystrybucyjnych umożliwiają użytkownikom sieci zapoznanie się z zasadami zarządzania siecią i świadczenia usług poprzez publikowanie, również na stronach internetowych, odpowiednio instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej lub sieci rozdzielczych. Zazwyczaj podawane są tam także formularze wniosków o określenie warunków przyłączenia do sieci oraz standardowe umowy o świadczenie usług sieciowych (w praktyce w przypadku spółek dystrybucyjnych jest to jedna umowa zawierająca postanowienia sprzedaży energii elektrycznej i świadczenia usług dystrybucji).

Operator systemu przesyłowego⁴⁰⁾ udostępnia również informacje dotyczące wymiany międzysystemowej (zasady przeprowadzania przetargów skoordynowanych, prognozy wielkości zdolności przesyłowych, oferowane zdolności przesyłowe). Użytkownicy mogą uzyskać potrzebne im dane na ten temat również w biurze aukcyjnym w Pradze (www.e-trace.biz), a zakres udostępnianych tam informacji wynika z wymagań Rozporządzenia 1228/2003.

Spółki dystrybucyjne zamieszczają na stronach internetowych dodatkowo informacje z zakresu obsługi handlowej odbiorców końcowych (zasady wystawiania faktur, płatności, zasady przekazywania danych pomiarowych przez odbiorców, planowane przerwy w dostawach, standardy jakościowe energii elektrycznej, rzadziej standardy obsługi klientów, które najczęściej ograniczają się do zasad przyjmowania i rozpatrywania reklamacji dotyczących m.in. błędnych faktur, problemów z licznikami oraz adresy i numery telefonów biur obsługi klientów).

Warto zaznaczyć, że spółki dystrybucyjne w 2006 r. nie informowały odbiorców na swych stronach internetowych o zasadach zmiany sprzedawcy. Problem ten był pomijany: spółki nie zamieszczały ani standardowych wniosków o zmianę sprzedawcy czy umów o świadczenie usług dystrybucji, ani numerów telefonów i nazwisk osób, u których odbiorcy mogliby uzyskać potrzebną im w tym zakresie informację. Zgodnie z informacjami przekazanymi przez spółki dystrybucyjne, zmiana sprzedawcy, licząc od daty złożenia formalnego wniosku przez odbiorcę do daty faktycznej

zmiany sprzedawcy, w 2006 r. powinna trwać od jednego do trzech miesięcy. Większość spółek zastrzegła jednak, że faktyczna długość procesu zależała od okresu wypowiedzenia poprzedniej umowy oraz dostosowania układu pomiarowo-rozliczeniowego. Brakowało też jednolitych, powszechnie stosowanych zasad dotyczących udostępniania przez spółki dystrybucyjne danych pomiarowych sprzedawcom. Zazwyczaj warunki te były uzgadniane każdorazowo dla poszczególnych przypadków i określane w umowach o świadczenie usług dystrybucji. Sprawa ta została uregulowana w zatwierdzonych przez Prezesa URE Instrukcjach Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnych.

Procedury i umowy

Jednym z istotnych elementów ładu rynkowego są umowne stosunki łączące sprzedających i kupujących. Nabiera to szczególnego znaczenia na rynkach sieciowo uwarunkowanych, czyli również w elektroenergetyce. Podstawą są tutaj dokumenty normujące zachowanie różnych, spiętych siecią elektroenergetyczną, uczestników rynku, chociażby w postaci instrukcji dotyczących zasad użytkowania sieci przesyłowych i dystrybucyjnych.

Procedury dotyczące sieci przesyłowej zostały zawarte w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej – dokumencie opracowanym przez PSE – Operator SA. Dokument ten w części poświęconej bilansowaniu systemu i zarządzaniu ograniczeniami systemowymi podlega zatwierdzeniu przez Prezesa URE⁴¹⁾.

Dokument ustanowił niedyskryminacyjne i ujednolicone, równe dla wszystkich podmiotów procedury korzystania z sieci przesyłowej. IRIESP jest swoistą gwarancją, że zasady dostępu do sieci nie będą dyskryminować żadnej grupy użytkowników systemu, a silniejsza pozycja Operatora Systemu Przesyłowego (OSP) nie będzie przez niego wykorzystywana.

Zapisy IRIESP stosuje się do podmiotów mających zawartą usługę przesyłową z operatorem systemu przesyłowego. W 2006 r. Prezes URE po raz pierwszy zatwierdził przedłożone przez OSD Instrukcje Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnych w części dotyczącej bilansowania systemów dystrybucyjnych i zarządzania ograniczeniami systemowymi, jedynie w przypadku ENION SA instrukcja nie została uzgodniona. Zgodnie z art. 9g ust. 10 ustawy – Prawo energetyczne OSD są zobowiązani do zamieszczania na swoich stronach internetowych oraz do publicznego wglądu w swoich siedzibach obowiązujące IREiSD. Dokumenty te zawierają m.in. procedury dotyczące zmiany

40) W celu zapewnienia użytkownikom sieci jak najszerszego dostępu do informacji, w trakcie postępowania dotyczącego zatwierdzenia przez Prezesa URE Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej w zakresie bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami, w projekcie Instrukcji rozszerzono wykaz informacji o rynku energii elektrycznej i pracy KSE, objętych obowiązkiem publikowania przez OSP.

41) Na wniosek PSE – Operator SA, 10 lutego 2006 r. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki zatwierdził Instrukcję Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej w części dotyczącej bilansowania i zarządzania ograniczeniami systemowymi. Natomiast decyzją z 22 grudnia 2006 r. Prezes URE, na wniosek OSP, dokonał zmiany w decyzji zatwierdzającej instrukcję. Zmiany te, dotyczące zasad wyznaczania oraz trybu aktualizacji wartości ceny maksymalnej wytwarzania wymuszonego weszły w życie 1 stycznia 2007 r.

sprzedawcy oraz wymagane umowy pomiędzy uczestnikami rynku energii elektrycznej i operatorami systemów przesyłowych i dystrybucyjnych, jak również zasady udzielania informacji dotyczących zmiany sprzedawcy. Informacje w tym zakresie znajdują się w części II sprawozdania – pkt 3 A 1.6.

Poza omówionymi instrukcjami każdego sprzedawcę i odbiorcę łączy umowa na zakup towaru – energii elektrycznej i zakup usługi jego dostarczenia.

3. Polska elektroenergetyka w Unii Europejskiej

Liberalizacja rynku energii elektrycznej, jak i unijnej gospodarki w ogóle, doprowadziła do szeregu zmian, takich jak sposób organizacji i działania firm w sektorze, w strukturze zatrudnienia czy też w strukturze paliw pierwotnych wykorzystywanych w produkcji energii elektrycznej. Zresztą zmiany strukturalne dotknęły nie tylko przemysł elektroenergetyczny. Cała gospodarka UE poddana została procesom liberalizacyjnym. W efekcie tego, iż gospodarki państw unijnych zmuszone zostały do wzmożonego konkutowania na rynkach międzynarodowych, zaczęły one szukać możliwości obniżenia kosztów funkcjonowania. Podejście to przełożyło się także na ograniczanie poboru energii elektrycznej w procesach gospodarczych. Niżej zamieszczony rysunek przedstawia zmiany elektrochłonności PKB państw UE w latach 1998-2004.

Z rysunku tego widać znaczącą różnicę w elektrochłonności PKB pomiędzy starymi a nowymi państwa-

mi UE. Elektrochłonność polskiej gospodarki, jak zresztą i innych nowych państw członkowskich, uległa znaczącemu obniżeniu w ostatnich latach. Dodatkowo powiedzieć trzeba, że polska gospodarka w relacji do pozostałych nowych państw UE charakteryzuje się stosunkowo niską elektrochłonnością. Gospodarki UE 15 znajdują się na zupełnie innym poziomie rozwoju technologicznego, ale osiągnęły już chyba kres dalszego łatwego obniżania elektrochłonności.

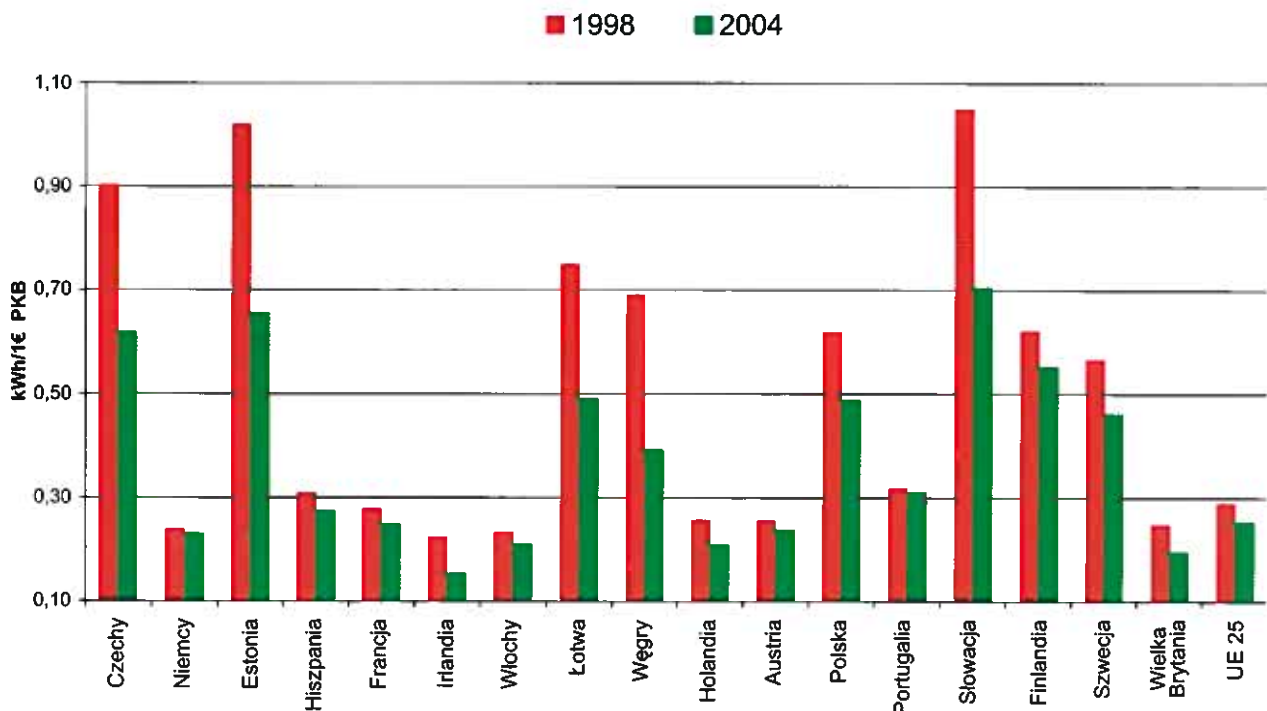
Dokonując porównania polskiej elektroenergetyki z elektroenergetyką unijną, warto zaznaczyć strukturę paliw pierwotnych wykorzystywanych w procesie produkcji energii elektrycznej (rys. 17, str. 24).

Unia Europejska w przeciwieństwie do Polski ma silnie zdywersyfikowaną strukturę paliw pierwotnych. Warto zwrócić uwagę, że w ostatnich latach wzrósł udział odnawialnych źródeł energii w produkcji elektryczności. Znaczący wpływ na taki stan rzeczy ma polityka UE w dziedzinie ochrony środowiska i promocji odnawialnych źródeł energii. Nie zmienia to jednak postaci rzeczy, że jak dotąd największy udział w produkcji energii posiadają: energia atomowa, węgiel kamienny, gaz i woda.

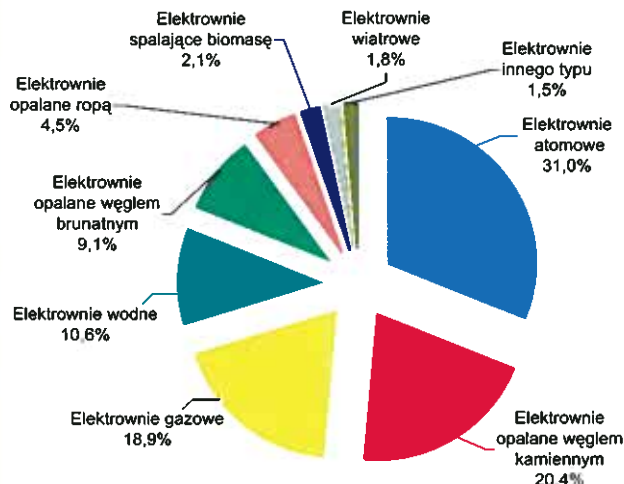
W przypadku Polski zauważyć trzeba, że węgiel (kamienny i brunatny) cały czas stanowi dominujące paliwo użytkowane w procesie wytwarzania energii elektrycznej.

Wartość zużycia energii elektrycznej *per capita*, która jest jedną z miar określających poziom dobrobytu w poszczególnych państwach, ukazana została na rysunku 18 (str. 24).

Wysoka konsumpcja energii elektrycznej *per capita* charakteryzuje państwa zamożne, w których również



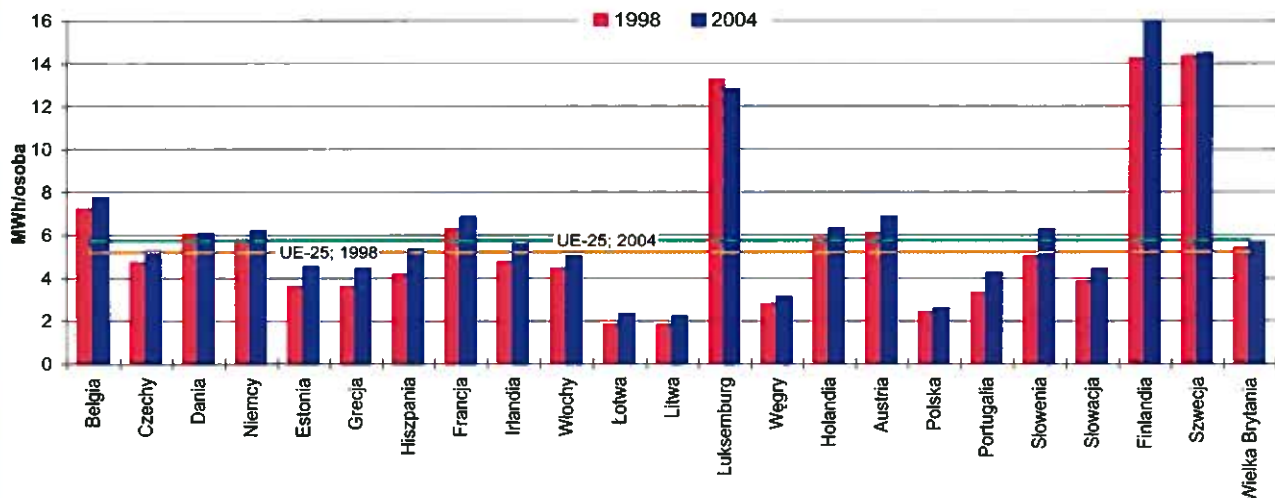
Rysunek 16. Elektrochłonność PKB w krajach UE (Źródło: opracowano na podstawie danych zawartych w „Europe in figures – Eurostat yearbook 2006-07”)



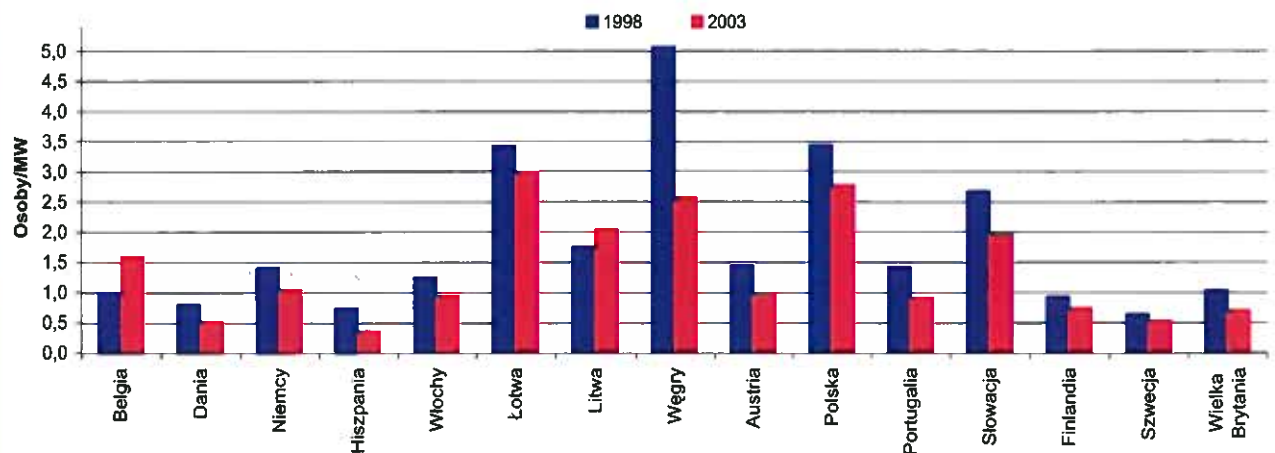
Rysunek 17. Produkcja energii elektrycznej w podziale na paliwa wykorzystywane przez jednostki wytwórcze, UE – 25, 2004 r. (Źródło: „Europe in figures – Eurostat yearbook 2006-07”)

stosowane są nowoczesne technologie, czego obrazem jest wielkość zatrudnionych w sektorze elektroenergetycznym na MW mocy zainstalowanej (patrz rysunek 19).

W przypadku Polski obydwa wymienione parametry czyli wielkość zużycia energii elektrycznej *per capita* jak i zatrudnionych w sektorze na MW mocy zainstalowanej, znacząco odbiegają od standardów funkcjonujących w najbardziej rozwiniętych państwach UE. Niskie zużycie energii elektrycznej *per capita* i wysoka liczba zatrudnionych w sektorze na MW mocy zainstalowanej świadczą o ciągle jeszcze relatywnie niskim poziomie dobrobytu w naszym kraju oraz o tym, że proces transformacji gospodarczej, przynajmniej na obszarze elektroenergetyki, nie został jeszcze zakończony. Niemniej jednak zauważyć trzeba, że zmiany zachodzące w naszej gospodarce, w tym i elektroenergetyce, idą być może nieco zbyt wolno, ale bez wątpliwości w dobrym kierunku – przynajmniej w odniesieniu do wzrostu sprawności ekonomicznej.



Rysunek 18. Zużycie energii elektrycznej w UE na jednego mieszkańca (Źródło: opracowano na podstawie danych zawartych w „Europe in figures – Eurostat yearbook 2006-07”)



Rysunek 19. Zatrudnienie w wybranych państwach UE w elektroenergetyce na MW mocy zainstalowanej (Źródło: opracowano na podstawie danych zawartych w „Statistics and prospects for the European electricity sector (1980-1990, 2000-2020). Europrog 2005”, Eurelectric Bruksela 2005 oraz danych zawartych na stronach internetowych Eurostat-u: <http://epp.eurostat.ec.europa.eu>)

B. GAZOWNICTWO

1. Charakterystyka sektora

Podstawowe informacje

Gaz ziemny charakteryzuje się dużą sprawnością energetyczną, a system gazowniczy odznacza się dużą niezawodnością zasilania. Jak na „paliwo XXI wieku” przystało, gaz ziemny jest najczystszy surowcem naturalnym. Zarówno procesy związane z jego wydobyciem, jak też transportem i magazynowaniem odbywają się w warunkach najbardziej przyjaznych dla środowiska. Spalanie gazu ziemnego pozwala na prawie całkowite wyeliminowanie emisji SO_2 , pyłów i węglodorów aromatycznych.

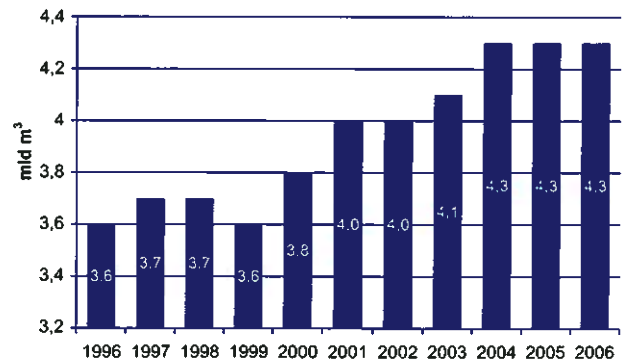
Rozwój nowoczesnych technologii sprawia, że gaz ziemny jest paliwem uniwersalnym⁴²⁾. Obecnie jego udział w strukturze paliw pierwotnych naszego kraju wynosi 13%⁴³⁾ i jest w porównaniu do innych paliw stosunkowo niewielki⁴⁴⁾. W Polsce złoża gazu ziemnego występują na Niżu Polskim: w regionie wielkopolskim i na Pomorzu Zachodnim oraz na przedgórzu Karpat, ponadto niewielkie zasoby gazu występują również w małych złożach obszaru Karpat oraz w polskiej strefie ekonomicznej Bałtyku⁴⁵⁾.

42) Może być stosowany zarówno w gospodarstwach domowych czy małych przedsiębiorstwach, jak i dużych zakładach przemysłowych. Ogrzewanie pomieszczeń, podgrzewanie wody czy też wykorzystanie gazu do zasilania systemów klimatyzacyjnych – to podstawowe sposoby wykorzystania tego surowca w sferze socjalno-bytowej i w małych firmach. Z kolei w przemyśle, zwłaszcza chemicznym, wykorzystywany jest jako surowiec do otrzymywania wodoru stosowanego, np. w procesach uszlachetniania i oczyszczania ropy naftowej, oraz jest kluczowym półproduktem w różnych syntezach organicznych (kwasu octowego i metanolu), w przemyśle azotowym stosuje się go do produkcji amoniaku, a następnie nawozów azotowych (gaz ziemny – gaz syntezowy – amoniak – nawozy azotowe). Ponadto gaz ziemny jest idealnym paliwem do skojarzonej produkcji energii i ciepła – kogeneracji, co wynika z jego zalet, czyli stałej jakości i wysokiej wartości opałowej.

43) W latach 1990-2004 udział gazu w strukturze paliw pierwotnych wzrósł o 33%.

44) Największy udział w strukturze paliw pierwotnych mają: węgiel kamienny (48%), ropa naftowa (20%) oraz węgiel brunatny (14%).

45) Na Niżu Polskim do ważniejszych złóż tego regionu zaliczyć należy: BMB, Bogdaj-Uciechów, Brońsko, Kościan S, Paproć, Radlin, Załęcze i Żuchłów. Na tym obszarze jedynie cztery złoża zawierają gaz wysokometanowy, w pozostałych złożach dominuje gaz ziemny zaazotowany zawierający od 30 do ponad 80% metanu. Na przedgórzu Karpat występuje największe polskie złożo gazu ziemnego „Przemysł”, które jest eksploatowane od lat 70. i dotychczas utrzymuje się na pierwszym miejscu pod względem wielkości wydobycia. W tym regionie złoża gazu zawierają najczęściej gaz wysokometanowy, niskoazotowy, a jedynie w czterech złożach występuje gaz zaazotowany. Z kolei wydobycie gazu ze złóż karpaccich przebiega w warunkach gazowo-aporowych. Gaz jest wysokometanowy (przeważnie zawiera powyżej 85% metanu), niskoazotowy (jego zawartość wynosi średnio



Rysunek 20. Wydobycie gazu w Polsce w latach 1996-2006 (Źródło: PGNiG SA)

Zasoby wydobywalne gazu ziemnego wynoszą ok. 110 mld m³ w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy⁴⁶⁾, jednakże krajowe możliwości produkcyjne są niewystarczające dla pokrycia całkowitego zapotrzebowania na ten surowiec; zatem niezbędny jest jego import.

Infrastruktura gazownicza

Gaz ziemny transportowany jest do odbiorców za pomocą sieciowego układu gazociągów przesyłowych i dystrybucyjnych. Sieci przesyłowe o długości 13,4 tys. km⁴⁷⁾ tworzą **krajowy system przesyłowy** (patrz rys. 21), który składa się z dwóch podsystemów. Pierwszy wykorzystywany jest do przesyłania gazu wysokometanowego⁴⁸⁾, drugi umożliwi transport gazu zaazotowanego⁴⁹⁾. Zgodnie z polskimi nor-

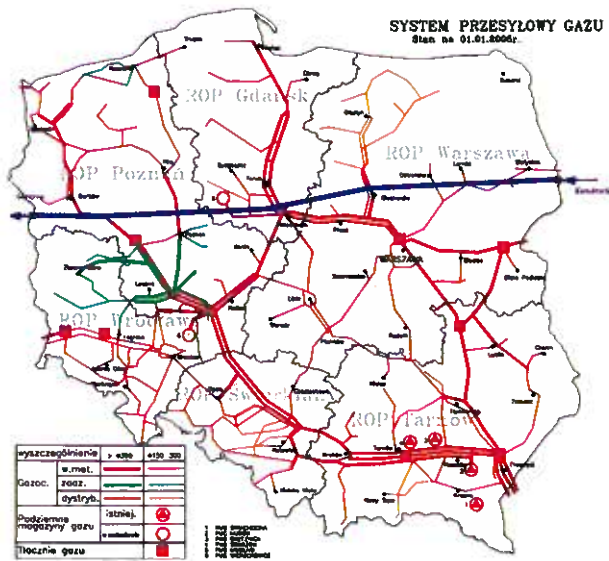
ilką procent). Ponadto w polskiej strefie ekonomicznej Bałtyku gaz ziemny towarzyszy ropie naftowej w złożu B3. W złożach niżowych występowało 66% udokumentowanych zasobów gazu ziemnego, zasoby przedgórza Karpat stanowiły 29,5% zasobów krajowych, zasoby polskiej ekonomicznej strefy morskiej Bałtyku – 3,2% a zasoby Karpat – tylko 0,9%. Źródło: Państwowy Instytut Geologiczny – Zakład Geologii Gospodarczej.

46) Stanowi to 0,2% europejskich udokumentowanych złóż gazu, szacowanych na 54 bln m³. Według ocen Instytutu Górnictwa Naftowego i Gazownictwa wielkość zasobów prognozy stycznych wynosi ponad 1 000 mld m³, a realny przyrost zasobów wydobywalnych w najbliższych 20 latach osiągnąć może poziom 160 mld m³. Źródło: „Strategia rozwoju Górnictwa Naftowego PGNiG SA do roku 2022”, Warszawa 2003 r.

47) Elementy systemu przesyłowego zarządzanego przez OGP Gaz-System SA: gazociągi (długość): 1 432 km (majątek własny) i 11 986 km (leasing), stacje gazowe: 73 szt. (majątek własny) i 1 174 szt. (leasing), tłocznie: 10 szt. (majątek własny) i 5 szt. (leasing) – stan na 9 listopada 2006 r. Źródło: OGP Gaz-System SA.

48) Umożliwi odbiór gazu importowanego, gazu ze złóż zlokalizowanych w Polsce południowej jak również gazu wysokometanowego uzyskanego z gazu zaazotowanego w Oddziale PGNiG SA w Odolanowie ze złóż na zachodzie Polski.

49) Obejmuje swym zasięgiem teren zachodniej części Polski i zasilany jest ze złóż krajowych zlokalizowanych na Niżu Polskim.



Rysunek 21. Krajowy system przesyłowy (Źródło: PGNiG SA)

mami, siecią przesyłową transportowane są trzy rodzaje gazów: gaz ziemny wysokometanowy E (GZ 50 – ciepło spalania 39,5 MJ/m³), gaz ziemny zaazotowany L_s (GZ 35 – ciepło spalania 28,8 MJ/m³) i gaz ziemny zaazotowany L_w (GZ 41,5 – ciepło spalania 32,8 MJ/m³). Ocena parametrów jakościowych przesyłanego gazu prowadzona jest na podstawie ciągłych analiz oraz wyników okresowych realizowanych przez służby pomiarowe operatora.

Gazociągi transportujące gaz ziemny wysokometanowy tworzą układ magistralny⁵⁰). Ponadto system ten wspierany jest przez szereg układów lokalnych oraz magazynów gazu w Mogilnie, który spełnia strategiczną rolę w utrzymaniu ruchu systemu (bilansowanie). Występujące w systemie tzw. białe plamy oraz ograniczenia przepustowości odcinków gazociągów powodują zmniejszenie zdolności przesyłowych lub potrzebę kierowania strumienia gazu okrężną drogą do punktu wejścia⁵¹).

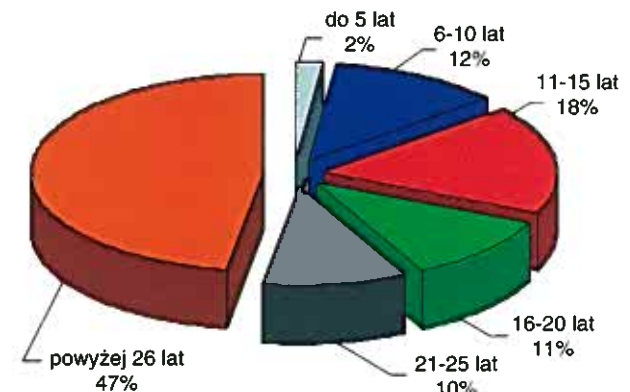
System przesyłowy gazu zarządzany jest przez operatora systemu przesyłowego. Sterowanie systemem przesyłowym realizowane jest przez służby dyspozytorskie: jednostkę centralną (Krajową Dyspozycję Gazu) oraz jednostki terenowe (Regionalne Dyspozycje Gazu) działające przy wykorzystaniu systemów dyspozytorskich: telemetrii oraz łączności.

50) Układ ten obejmuje: magistralę południową na trasie Hermanowice – Jarosław – Pogórska Wola – Tworzeń – Odolanów (DN 700 do DN 500), magistralę północną na trasie Jarosław – Wronów – Rembelszczyzna, Podlasie – Gustorzyn – Odolanów (DN 700 do DN 500) oraz układ zasilania Dolnego Śląska i Zachodniej Polski.

51) Za niezbędne należy uznać: okresowe zwiększenie mocy odbioru gazu w punkcie Lwówek do 280 tys. m³/h, rozbudowę układu przesyłowego Nowogard – Płoty – Karlino – Koszalin, zwiększenie przepustowości na odcinku Kwidziń – Gdańsk, zwiększenie przepustowości w rejonie Częstochowy, zwiększenie przepustowości obszaru Załazcze – Ołtaszyn, przebudowa tłoczni Jarosław II, budowę gazociągu Pogórska Wola – Tworzeń.

Stan techniczny gazociągów przesyłowych należy uznać za względnie dobry, a ich rozbudowa i wysokie tzw. rezerwowanie (dublowanie) rurociągów zasilających umożliwia przesyłanie paliwa do ważnych odbiorców z różnych punktów systemu przesyłowego.

Sieci gazociągów niskiego, średniego, podwyższonego średniego i wysokiego ciśnienia o długości 101,5 tys. km tworzą **system dystrybucji gazu**. Poprzez sieci dystrybucyjne gaz dociera do 6,8 mln odbiorców domowych, z tego 6 mln w 643 miastach i 753 tys. zamieszkałych na obszarach wiejskich⁵²) oraz do odbiorców przemysłowych i przedsiębiorstw handlowych. Ponadto gaz do klientów dociera również siecią nowych dostawców surowca⁵³). Najbardziej zgazyfikowanym obszarem jest południowo-wschodnia część Polski, gdzie współczynnik gazyfikacji wynosi 65,7%⁵⁴).



Rysunek 22. Struktura gazociągów przesyłowych wg wieku – stan na 31 grudnia 2005 r. (Źródło: OGP Gaz-System SA)

Odrębnym systemem transportu gazu na terytorium Polski jest 684 km odcinek **gazociągu tranzytowego Jamał – Europa**⁵⁵). Ponad 90% gazu tłoczonego tym systemem dostarczana jest do odbiorców w Niemczech – jedynie 2,88 mld m³ (według norm rosyjskich) gazu rocznie trafia do polskich odbiorców w punktach zdawczo-odbiorczych we Włocławku oraz Lwówku Wielkopolskim. Pozostałą część gazociągu stanowi:

52) Źródło: B. Nawrocka-Fuchs, J. Tokarzewski – referat pt. „Historia 150 lat gazownictwa w Polsce”, XXXVII Zjazd Gazowników Polskich, 18-20 października 2006 r.

53) Wśród niezależnych dostawców gazu największą sieć dystrybucyjną ma G.EN. Gaz Energia SA (1 850 km) oraz Media Odra Warta Sp. z o.o. (1 057 km).

54) Współczynnik gazyfikacji to relacja liczby gmin, do której doprowadzany jest gaz (co najmniej do jednego odbiorcy) do ogólnej liczby gmin w obszarze funkcjonowania danej Spółki Gazownictwa. Średni krajowy współczynnik gazyfikacji wynosi 41%. Źródło: PGNiG SA.

55) Polski odcinek „gazociągu jamalskiego” zarządzany jest przez EuRoPol GAZ SA, którego udziałowcami są: PGNiG SA (48%), OAO Gazprom (48%) oraz Gas – Trading SA (4%). Z uwagi na brak zgody między głównymi udziałowcami przedsiębiorstwa, do tej pory nie wpłynął do URE wniosek o wyznaczenie operatora systemowego na tym odcinku gazociągu. Kwestie techniczne związane z bieżącą eksploatacją gazociągu wykonuje OGP Gaz-System SA.



Lp.	Nazwa Podziemnego Magazynu Gazu	Rodzaj	Całkowita pojemność robocza [mln m ³]	Ilość gazu pobrana z magazynu [mln m ³]	Ilość gazu zatłoczona do magazynu [mln m ³]	Stan na 31.12.06 [mln m ³]
1	Wierchowice	szcerpane złożo gazu	575,00	356,240	578,078	557,850
2	Brzeznica	szcerpane złożo gazu	65,00	35,214	73,129	62,002
3	Strachocina	szcerpane złożo gazu	150,00	96,157	162,376	132,635
4	Swarzów	szcerpane złożo gazu	90,00	47,001	86,222	81,970
5	Husów	szcerpane złożo gazu	400,00	309,188	373,806	373,891
6	Mogilno	kawemy	371,55	315,211	359,251	371,541
	RAZEM		1 651,55	1 159,011	1 632,862	1 579,889

Rysunek 23. Geografia i pojemności magazynów gazu w Polsce (Źródło: PGNiG SA)

33 zespołów zaporowo-upustowych, pięć tłoczni gazu z turbinami gazowymi o łącznej mocy 600 MW, pomiarownia w Kondratkach i system stacji redukcyjno-pomiarowej we Włocławku, a także system łączności oraz sterowania (SCADA) oraz zarządzania przesyłaniem gazu, umożliwiające automatyczną kontrolę i kierowanie procesem transportu gazu. Uruchomienie w grudniu 2005 r. piątej tłoczni w Zambrowie zakończyło budowę I nitki gazociągu, co zwiększyło zdolność przesyłową do 32 mld m³/rok.

Dla utrzymania stabilności procesu przesyłania gazu kluczowym ogniwem infrastruktury gazowniczej są **magazyny gazu**⁵⁶, ponieważ umożliwiają optymalizację obciążenia sezonowego, a czasami także dobowego gazociągów przesyłowych, które jest konieczne do za-

pewnienia odpowiedniej płynności operacyjnej całego systemu transportu gazu. W polskich warunkach w zdecydowanej większości funkcję magazynów spełniają wyeksploatowane złoża gazu, których ogromną zaletą jest pojemność oraz istniejąca na takim złożu odpowiednia infrastruktura. Jednakże takie magazyny mają również swoje wady, np. często „niewłaściwą” lokalizację (daleko od konsumentów), dużą ilość gazu niemożliwego do wydobycia (poduszka gazowa), konieczność oczyszczenia paliwa gazowego po wydobyciu oraz cykl magazynowania – raz do roku.

Zatrudnienie

Charakterystyka potencjału sektora nie byłaby pełna, gdyby nie został uwzględniony w jego opisie stan zasobów ludzkich zaangażowany w jego funkcjonowanie i rozwój. Zatrudnienie, z podziałem na różne zakresy działalności w sektorze, przedstawia tabela 15 (str. 28).

W ciągu ostatniej dekady zatrudnienie w sektorze zmniejszyło się o 36,6% na skutek prowadzonej od kilku lat restrukturyzacji zatrudnienia.

56) Składowanie paliwa gazowego jest konieczne ze względu na nierównomierne zapotrzebowanie na ten nośnik energii (sezonowe i dobowe). Maksymalne zużycie gazu występuje zazwyczaj w okresie zimowym, natomiast produkcja jest stosunkowo równomierna przez cały rok.

Tabela 15. Zatrudnienie w gazownictwie

Wyszczególnienie	Jedn. miary	2006 r.
Zatrudnienie w sektorze ⁵⁷⁾ :		19 803,43
W tym w podziale na działalność:	etat	
– przesyłową		2 172,60
– dystrybucyjną		12 341,60
– obrotu		5 034,23
– magazynową		255,00

Źródło: URE na podstawie danych PGNiG SA oraz Spółek Gazownictwa PGNiG SA

Struktura organizacyjno-własnościowa

Większość przedsiębiorców działających w sektorze gazownictwa to spółki prawa handlowego – spółki z ograniczoną odpowiedzialnością, następnie spółki akcyjne i spółki jawne. Wśród tych podmiotów nie występują przedsiębiorcy prowadzący działalność jako osoby fizyczne. Od 2003 r. można zauważyć wzrost liczby uczestników rynku gazowego, co spowodowało znaczny wzrost inwestycji związanych z budową nowych sieci dystrybucyjnych na terenach gmin dotąd niezgazyfikowanych. Ponadto wraz z rozwojem nowych technologii zaistniała również możliwość gazyfikacji z wykorzystaniem gazu skroplonego (LNG).

Dominującą pozycję w sektorze zajmuje Grupa Kapitałowa Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo Spółka Akcyjna (GK PGNiG SA), w skład której wchodzi Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo Spółka Akcyjna (PGNiG SA) oraz sześć regionalnych spółek gazownictwa, prowadzących działalność w zakresie obrotu detalicznego i dystrybucji gazu ziemnego, a także działalność w obszarze eksploatacji, remontów oraz rozbudowy systemu dystrybucyjnego⁵⁸⁾.

23 września 2005 r. nastąpił debiut GK PGNiG SA na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie. Struktura akcjonariatu przedstawia się następująco: Skarb Państwa – 84,75%, pozostali akcjonariusze – 15,25%⁵⁹⁾.

57) Dane należy uznać za szacunkowe, ponieważ informacje o zatrudnieniu w spółkach będzie można zweryfikować po przeprowadzeniu audytu sprawozdań finansowych.

58) Do października 1996 r. PGNiG SA działało jako przedsiębiorstwo państwowe, następnie w formie jednoosobowej spółki akcyjnej Skarbu Państwa. W strukturze Spółki były zakłady gazownicze (wchodzące w skład sześciu okręgowych zakładów gazownictwa z siedzibami w: Gdańsku, Poznaniu, Tarnowie, Warszawie, Wrocławiu i Zabrzu), poszukiwań i wydobywania oraz serwisowe. W 2000 r. powstało sześć, bezpośrednio podporządkowanych Oddziałowi Głównemu w Warszawie regionalnych oddziałów przesyłu (ROP) obsługujących sieci wysokiego ciśnienia. Likwidacji uległy okręgi gazownicze. W 2003 r. powstało sześć spółek gazownictwa wydzielonych z PGNiG SA (100% udział), które działają w sferze dystrybucji oraz detalicznego obrotu gazem ziemnym na obszarze całego terytorium Polski.

59) Proces prywatyzacji został oparty o przyjęty 5 października 2004 r. przez Radę Ministrów „Program restrukturyzacji i prywatyzacji PGNiG SA”.

Wcześniej, zgodnie z wymogami *unbundlingu*, wydzielono ze struktur PGNiG SA działalność przesyłową – utworzono PGNiG-Przesył Sp. z o.o., która uzyskała koncesję na przesyłanie paliw gazowych. W 2005 r. decyzją Prezesa URE Spółka została wyznaczona na operatora systemu przesyłowego. Natomiast 29 września 2006 r. nastąpiło przekształcenie OGP Gaz-System Sp. z o.o. w jednoosobową spółkę akcyjną Skarbu Państwa⁶⁰⁾. Celem funkcjonowania krajowego OSP jest organizacja i zabezpieczenie transportu gazu ziemnego siecią przesyłową w skali całego kraju – niezależnie od źródła jego pochodzenia, a także równoważenie bilansu pracy sieci przesyłowej.

Pomimo dokonanych zmian, struktura sektora gazowego jest nadal w wysokim stopniu zmonopolizowana. Spółki dystrybucyjne skupione w Grupie Kapitałowej PGNiG SA prowadziły działalność obrotową i dystrybucyjną oraz pełniły rolę operatorów systemu dystrybucyjnego (OSD)⁶¹⁾. Jednakże systematycznie rośnie udział nowych podmiotów spoza wskazanej Grupy.



Rysunek 24. Geografia działania spółek gazowych (Źródło: URE)

Największym, niezależnym dystrybutorem gazu ziemnego w Polsce jest przedsiębiorstwo G.EN. GAZ ENERGIA SA, która swym działaniem obejmuje 48 gmin w czterech województwach: zachodniopomorskim, wielkopolskim, pomorskim i dolnośląskim⁶²⁾. Drugim co do wielkości przedsiębiorstwem jest Media Odra Warta Sp. z o.o. (MOW), które prowadzi działalność

60) W maju 2005 r. zawarta została wieloletnia umowa leasingu operacyjnego dotycząca składników systemu przesyłowego, na mocy której OGP Gaz-System SA będzie stopniowo przejmować na własność poszczególne składniki tego majątku od PGNiG SA.

61) Żadne przedsiębiorstwo, poza PGNiG SA, nie dysponuje instalacjami do składowania paliw gazowych.

62) Dostarcza gaz ziemny do prawie 12 tys. odbiorców przy wolumenie sprzedaży gazu do odbiorców końcowych – 72,4 mln m³.

ność na terenie województwa lubuskiego i dolnośląskiego⁶³). Ponadto od 2001 r. na terenie kilku gmin województwa wielkopolskiego działa jako niezależny dystrybutor gazu przedsiębiorstwo KRI Sp. z o.o.⁶⁴) Z kolei w województwie zachodniopomorskim lokalnym dystrybutorem gazu jest firma Gaz Technologia i Energia Sp. z o.o.⁶⁵)

Sytuacja ekonomiczno-finansowa

Sytuację ekonomiczną sektora należy, ze względu na 99,3% udział w jego wynikach GK PGNiG SA, postrzegać z perspektywy tej spółki. W 2006 r. nastąpiła poprawa kondycji w stosunku do 2005 r. Świadczy o tym skonsolidowany wynik finansowy netto za cztery kwartały 2006 r., który wyniósł 1 228 mln zł i w porównaniu do analogicznego okresu w 2005 r. wzrósł o 39%. Kalkulowana łącznie rentowność netto firmy wzrosła z 7% w 2005 r. do 8% w 2006 r. Poprawa tych wyników jest pochodną zwiększonych przychodów ze sprzedaży (o 21%) oraz wysokiej rentowności z działalności wydobywczej, w szczególności sprzedaży ropy naftowej (0,5 mld zł zysku rocznie⁶⁶). 27 czerwca 2006 r. WZA PGNiG SA podjęło uchwałę o podziale zysku netto za 2005 r. w wysokości 1 132 mln zł. Większość tej kwoty – 885 mln zł – WZA postanowiło przeznaczyć na dywidendę dla akcjonariuszy (0,15 zł za jedną akcję zwykłą).

Pozytywne wyniki zostały osiągnięte pomimo wielu niesprzyjających okoliczności⁶⁷). I tak wzrastające w 2006 r. ceny ropy naftowej na rynkach światowych rzutowały na wzrost kosztów importu gazu (ceny importowe ustalane są na podstawie formuł zależnych od cen produktów ropopochodnych). Stanowiło to istotne utrudnienie wpływające na sytuację finansową przedsiębiorstwa⁶⁸).

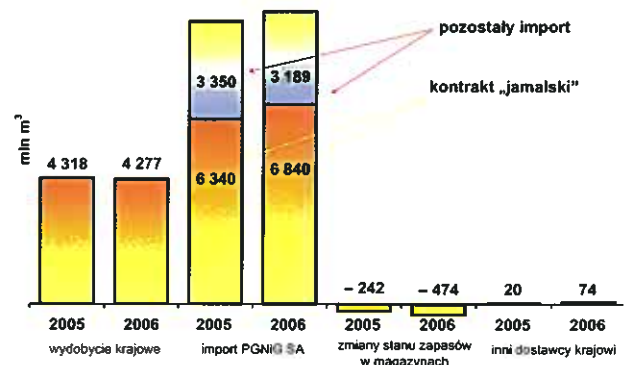
Kolejnym elementem była zmiana struktury pozyskania paliw gazowych. W I półroczu 2006 r. nastąpiło

zmniejszenie pozyskania gazu ziemnego ze źródeł własnych o 4%, w tym o 36 mln m³ zmniejszeniu uległo wydobycie gazu wysokometanowego, o 16 mln m³ gazu zaazotanowanego oraz spadła wielkość przetwarzania gazu w Odolanowie o 65 mln m³. Spadek wydobycia był efektem tzw. naturalnego zmniejszania się potencjału eksploatowanych kopalń (co oznacza, że bez inwestycji nie nastąpi wzrost wydobycia) oraz wzrostu ciśnienia w gazociągach przesyłowych.

Dobra sytuacja ekonomiczno-finansowa GK PGNiG SA powinna być wykorzystana na znaczące inwestycje krajowe – wydobycie i sieci – warunkujące długookresowe korzyści dostawcy i odbiorców gazu ziemnego.

2. Strukturalna charakterystyka rynku

Rynek gazu ziemnego w Polsce jest rynkiem jedno dostawcy i zarazem sprzedawcy – GK PGNiG SA. Inni dostawcy dostarczyli na rynek krajowy w 2006 r. 0,5% gazu⁶⁹). Obrót gazem prowadzony jest wprawdzie przez inne podmioty, ale udział ich wszystkich w ogólnym bilansie nie przekracza 0,7%⁷⁰), dlatego w dalszym opisie strony podaźowej rynku detalicznego i hurtowego ograniczono się wyłącznie do GK PGNiG SA.



Rysunek 25. Źródła pochodzenia gazu ziemnego w Polsce w latach 2005-2006 (Źródło: PGNiG SA)

Krajowe wydobycie dopełniane było dostawami z importu. Wśród zagranicznych dostawców gazu, podobnie jak w latach ubiegłych, były Rosja (kontrakt „Jamalski”), Niemcy, Norwegia oraz kraje środkowoazjatyckie (patrz. rys. 25).

69) Struktura dostaw gazu w 2006 r. przedstawiała się następująco: kontrakt „Jamalski” – 6 839,7 mln m³, wydobycie krajowe – 4 277,1 mln m³, pozostały import (Niemcy, Norwegia, Uzbekistan, kraje środkowoazjatyckie, Czechy) – 3 188,7 mln m³, saldo magazynów gazu – (-)473,7 mln m³, inni dostawcy krajowi – 74,2 mln m³.

70) Udział ten oszacowano przez porównanie przychodów z działalności koncesjonowanej 29 podmiotów prowadzących działalność w zakresie obrotu paliwami gazowymi do przychodów z działalności koncesjonowanej GK PGNiG SA.

63) Zostało ono utworzone w 1999 r. przez EWE Polska Sp. z o.o. oraz Związek Międzygminny Odra Warta. W 2006 r. przedsiębiorstwo zaopatrywało w gaz 30 gmin w regionie (6 167 odbiorców), kupując surowiec od PGNiG SA oraz swojej niemieckiej spółki macierzystej EWE AG. W 2006 r. sprzedaż gazu do odbiorców końcowych wyniosła 41,7 mln m³ gazu.

64) W 2006 r. firma zakupywała paliwo gazowe do PGNiG SA a następnie rozprowadzała własną siecią o długości ok. 191 km do 370 odbiorców instytucjonalnych i 1 400 indywidualnych. W 2006 r. sprzedaż gazu sieciowego wyniosła 15,6 mln m³, natomiast gazu w formie LNG – 11,1 mln m³ (w tym import z Norwegii 57,6 tys. m³).

65) Przedsiębiorstwo zaopatruje w paliwo gazowe mieszkańców Kamienia Pomorskiego oraz Międzyzdrojów (2 453 odbiorców). W 2006 r. sprzedaż gazu własną siecią dystrybucyjną o długości 89 km wyniosła 8,2 mln m³.

66) Na koniec 2006 r. dług netto spółki wyniósł 1,1 mld zł. Źródło: „Wyniki finansowe PGNiG SA – IV kwartał 2006 r.”.

67) Jest to potwierdzeniem opinii Regulatora o znaczących rezerwach w efektywności funkcjonowania Spółki.

68) W 2006 r. kontraktowe ceny importowe gazu wysokometanowego wzrosły o ponad 42%, co spowodowało wzrost kosztów importu w stosunku do 2005 r. Źródło: PGNiG SA.

W 2006 r. całkowite zużycie gazu ziemnego w Polsce wyniosło 13,9 mld m³, z czego 30,8% pochodziło z wydobycia krajowego. W porównaniu z 2005 r. całkowite zużycie gazu wzrosło o 0,9%, import o 3,5% natomiast wydobycie krajowe spadło o 1%.

Podażowa strona rynku

Koncentracja

Obecny stan organizacyjny rynku gazu jest skutkiem praktycznie nienaruszonej dominacji tzw. przedsiębiorstwa zasiedziatego, czyli PGNiG SA, i stanem infrastruktury gazowniczej, która aby być otwarta na nowych uczestników rynku, wymaga nie tylko znacznej rozbudowy sieci w kierunku zmiany rozpyłów gazu, ale przede wszystkim odpowiedniego opomiarowania całego systemu. Wysoka koncentracja podaży na krajowym rynku gazu wynika także bardziej z ograniczonego dostępu odbiorców do innych źródeł gazu aniżeli tych pochodzących od PGNiG SA.

Krajowy monopolista w handlu gazem ma także pełną kontrolę w zakresie magazynowania gazu. Pomimo że 1 lutego 2006 r. przedsiębiorstwo uzyskało odpowiednią koncesję nie jest zainteresowane świadczeniem usług innym uczestnikom rynku w tym zakresie⁷¹⁾.

W 2006 r. sprzedaż gazu na rynku hurtowym wyniosła 8 324,2 mld m³, z czego zaledwie 2,13% zakupiły podmioty inne niż spółki dystrybucyjne.

Oprócz sprzedaży paliwa gazowego do pośredników w obrocie PGNiG SA prowadzi również handel surowcem z odbiorcami końcowymi. Ponad 40% gazu sprzedawanego na polskim rynku trafia do odbiorców bezpośrednio z krajowego systemu przesyłowego lub ze złóż, z czego znakomita większość do odbiorców przemysłowych. Ponadto PGNiG SA sprzedaje gaz – do OGP Gaz-System SA i Spółek Gazownictwa PGNiG SA – na potrzeby własne, czyli do bilansowania ich systemu. W 2006 r. potrzeby technologiczne (straty i zużycie własne) OGP Gaz-System SA oraz spółek grupy kapitałowej PGNiG SA wynosiły 466,07 mln m³ (tab. 16, str. 31).

Sprzedaż gazu do odbiorców w gospodarstwach domowych odbywa się w całości z systemu dystrybucyjnego.

Konsolidacja

Polski rynek gazu jest nadal zdominowany przez Grupę Kapitałową PGNiG SA, która jest przykładem przedsiębiorstwa pionowo zintegrowanego. Poza nią w sektorze działają małe lokalne przedsiębiorstwa gazowe łączące działalność dystrybucyjną i obrotową. Jedyną istotną zmianą, z punktu widzenia liberalizacji ryn-

71) PGNiG SA do tej pory nie opracowało standardowych umów na świadczenie usług magazynowych i standardowych warunków dostępu do magazynów. To umacnia jego pozycję monopolisty (obowiązek nałożony na importerów utrzymywania rezerwy gazu w magazynach zlokalizowanych na obszarze Polski).

ku, było właścicielskie wydzielenie OSP i dlatego trudno byłoby nazwać proces restrukturyzacji zakończonym⁷²⁾.

Syntetyczne ujęcie stopnia zaawansowania procesu efektywnej restrukturyzacji przedstawia tabela 17 (str. 31).

Stopień integracji z sąsiednimi systemami

Krajowy system przesyłowy jest względnie odosobniony od sąsiednich systemów gazowych, zwłaszcza państw należących do Unii Europejskiej, bowiem np. całkowite zdolności przesyłowe dwóch połączeń z operatorem niemieckim wynoszą zaledwie 1 mld m³. Cechą charakterystyczną systemu jest jednokierunkowe przesyłanie gazu (wschód – zachód) oraz całkowita rezerwacja nominacji na punktach „wejścia” przez PGNiG SA. Interesujące jest to, że w 2006 r. importowe zdolności przesyłowe wykorzystywane były tylko w 67,8%, co oznacza m.in., że istnieją możliwości importu gazu przez nowych uczestników rynku, spoza GK PGNiG SA (tabela 18, str. 31).

Współpraca między regionalnymi OSP odbywa się m.in. na podstawie porozumień operatorskich⁷³⁾. W 2006 r. OGP Gaz-System SA podpisał taką umowę z ukraińskim operatorem przesyłowym, firmą „Ukrtransgaz”, dla punktu wejścia do systemu gazowego w Drozdowiczach, a także z niemiecką firmą VNG dla stacji granicznych w Lasowie, Gubinie oraz Kaminnke. Ponadto w końcowej fazie negocjacji jest porozumienie z białoruskim operatorem przesyłowym – „Bieltransgaz” – dla punktów importowych w Wysokoje i Tietierowka.

OSP przewiduje, że w latach 2007-2011 będą zwiększały się zdolności przesyłowe w imporcie. Na 2007 r. zaplanowano zdolność przesyłową w wysokości 13,3 mld m³, natomiast w ciągu każdego kolejnego roku zdolności przesyłowe będą rosły o 100 mln m³, by w roku 2011 osiągnąć poziom 13,7 mld m³.

Umowa na tranzyt gazu przez terytorium Polski obowiązuje do końca 2019 r. i jest realizowana przez właściciela gazociągu tranzytowego, SGT EuRoPol GAZ SA.

72) W najbliższym czasie oczekiwane jest wydzielenie podmiotu świadczącego usługi w zakresie magazynowania paliw gazowych. Do uregulowania w najbliższych latach pozostaje także kwestia własności majątku przesyłowego, eksploatowanego przez OGP Gaz-System SA na podstawie umowy leasingu (obecnie niemal 20% majątku stanowi własność operatora) – choć oczywiście forma własności nie przesądza o efektywności działań operatora, to powinna być brana pod uwagę przy określaniu praw i obowiązków poszczególnych uczestników rynku. Wagę nie do przecenienia ma także realizowany *unbundling* na poziomie dystrybucji. Realizowana koncepcja wydzielenia obrotu i pozostawienia sieci dystrybucyjnych w rękach operatorów systemów wydaje się z perspektywy rozwoju rynku rozwiązaniem najkorzystniejszym.

73) Porozumienia operatorskie regulują m.in. kwestie związane z warunkami technicznymi dotyczącymi stacji granicznych, na których odbywa się pomiar ilości i jakości gazu, sposoby i procedury dotyczące wymiany informacji pomiędzy operatorami oraz zasady postępowania w sytuacjach awaryjnych.

Tabela 16. Wielkość i struktura sprzedaży do odbiorców końcowych [mln m³]

Wyszczególnienie	Sprzedaż grupy kapitałowej PGNiG SA		W tym:			
	wolumen	[%]	sprzedaż z systemu przesyłowego i bezpośrednio ze źródeł		sprzedaż Spółek Gazownictwa PGNiG SA	
			wolumen	[%]	wolumen	[%]
RAZEM	13 352,29	100,00	5 395,7	40,41	7 958,66	59,59
1. Przemysł, w tym:	8 090,24	60,59	5 235,8	39,21	2 854,44	21,38
Zakłady azotowe	2 399,30	17,97	2 399,3	17,97	0,00	0,00
Elektrociepłownie	1 013,06	7,59	960,8	7,20	52,26	0,39
Ciepłownie	237,13	1,78	12,6	0,09	224,53	1,68
Inni mali odbiorcy (o zużyciu do 1 mln m ³ /rok)	657,37	4,92	10,1	0,08	647,27	4,85
Inni średni odbiorcy (o zużyciu od 1 mln m ³ do 25 mln m ³ /rok)	2 104,48	15,76	536,8	4,02	1 567,68	11,74
Inni duzi odbiorcy (o zużyciu powyżej 25 mln m ³ /rok)	1 678,90	12,57	1 316,2	9,86	362,70	2,72
2. Handel i usługi	1 333,63	9,99	33,0	0,25	1 300,63	9,74
Mali odbiorcy (o zużyciu 1 mln m ³ /rok i poniżej)	1 206,12	9,03	4,7	0,04	1 201,42	9,00
Średni odbiorcy (o zużyciu od 1 mln m ³ do 25 mln m ³ /rok)	127,51	0,95	28,3	0,21	99,21	0,74
Duży odbiorcy (o zużyciu powyżej 25 mln m ³ /rok)	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00
3. Gospodarstwa domowe	3 801,51	28,47	0,0	0,00	3 801,51	28,47
4. Eksport	40,60	0,30	40,6	0,30	0,00	0,00
5. OGP Gaz-System SA	86,30	0,65	86,3	0,65	0,00	0,00

Źródło: URE na podstawie danych PGNiG SA oraz Spółek Gazownictwa PGNiG SA

Tabela 17. Stopień unbundlingu w sektorze gazowym

	Przesył	Dystrybucja
Odrębność prawna – odrębne siedziby (T/N)	T	N
Wyodrębnienie organizacyjne (T/N)	T	N
Odrębne prowadzenie ksiąg rachunkowych (T/N)	T	T
Osobne badanie sprawozdań finansowych (T/N)	T	N
Wymóg ogłoszenia sprawozdań finansowych (T/N)	T	N
Istnienie organów spółek, w skład których nie wchodzi członkowie zarządów innych spółek (T/N)	T	N

Źródło: URE

Tabela 18. Połączenia międzysystemowe z operatorami innych systemów⁷⁴⁾

Nazwa operatora systemu	Kraj operatora	Miejsce połączenia	Całkowita zdolność przesyłowa* [mln m ³ /rok]	Rezerwacja zdolności przesyłowych na kontrakty długoterminowe [mln m ³ /rok]	Kierunek dostaw	Rodzaj składanych nominacji**
Ukrtransgaz	Ukraina	Drozdowicze	4 800	4 388	Polska	a)
Bieltransgaz	Białoruś	Wysokoje	5 000	1 732	Polska	a)
		Tietierowka	100	60	Polska	a)
VNG AG	Niemcy	Lasów	1 000	817	Polska	a)
		Kaminke	90	40	Niemcy	a)
EuRoPol Gaz	Polska	Włocławek	2 800	1 502	Polska	a)
		Lwówek	1 100	1 075	Polska	a)

Źródło: OGP Gaz-System SA

74) Nominacjami oraz zarządzaniem zdolnościami przesyłowymi połączeń międzysystemowych zajmuje się OGP Gaz-System SA.

* Maksymalna ciągła zdolność przesyłowa, jaką operator systemu przesyłowego może zaoferować użytkownikom sieci, biorąc pod uwagę integralność systemu i wymagania eksploatacyjne sieci przesyłowej

** Rodzaje nominacji: a) miesięczne i dobowe w cyklu tygodniowym/dobowe w cyklu tygodniowym

Odbiorcy gazu

Na rynku gazu, tak samo jak w przypadku rynku energii elektrycznej, odbiorca zajmuje gorszą pozycję od sprzedawcy, który do chwili obecnej działa w warunkach bliższych monopolowi niż konkurencji.

Odbiorcą, zgodnie z zapisami ustawy – Prawo energetyczne jest każdy, kto otrzymuje lub pobiera gaz na podstawie umowy z przedsiębiorstwem sprzedającym. Na terenie Polski gaz dostarczany jest do ponad 6 mln odbiorców. Większość (92%) z nich zużywało gaz wysokometanowy, pozostała część (8%) – gaz zaazotowany.

Odbiorcy, w zależności od rodzaju gazu, mocy umownej oraz rocznej ilości kupowanego gazu, podzieleni są na grupy taryfowe, w których stosuje się jeden zestaw cen i stawek opłat. Taryfowe ceny i stawki są podstawą rachunków za kupowany gaz. Odbiorcy pobierający rocznie nie więcej niż 300 m³ gazu wysokometanowego (zazwyczaj w celu przygotowania posiłków) kwalifikowani są do grupy W-1 (dla gazów zaazotowanych: S-1 i Z-1), pobierający rocznie więcej niż 300 m³ i nie więcej niż 1 200 m³ (zazwyczaj w celu przygotowania posiłków i podgrzania wody) kwalifikowani są do grupy W-2 (dla gazów zaazotowanych: S-2 i Z-2), zaś pobierający rocznie więcej niż 1 200 m³ i nie więcej niż 8 000 m³ (zazwyczaj na cele wyżej wymienione oraz ogrzanie pomieszczeń) kwalifikowani są do grupy W-3 (dla gazów zaazotowanych: S-3 i Z-3). Odbiorcy zakwalifikowani do grup od W-4 do W-10 (dla

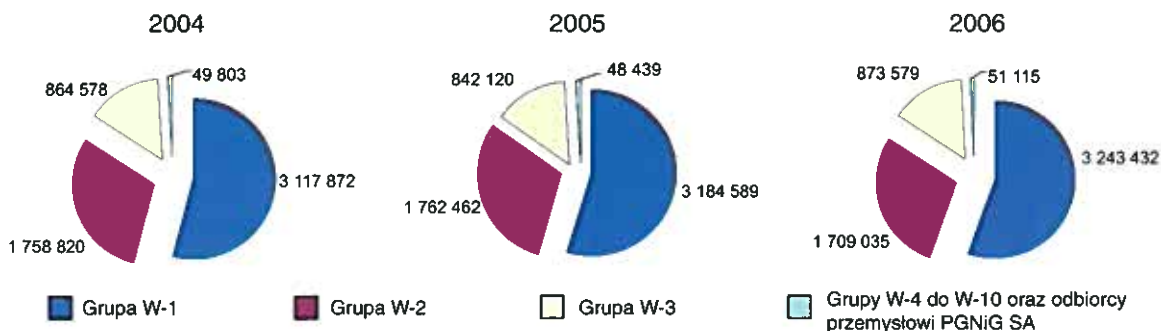
gazów zaazotowanych: od S-4 do S-7 i Z-4 do Z-7) to zazwyczaj przedsiębiorstwa wykorzystujące gaz w swojej działalności produkcyjnej lub usługowej. Osobną grupę stanowią odbiorcy przemysłowi PGNiG SA, zużywający największe ilości gazu.

Strukturę odbiorców w ujęciu ilościowym i w podziale na poszczególne grupy, w zależności od rodzaju gazu przedstawiają rysunki 26-28.

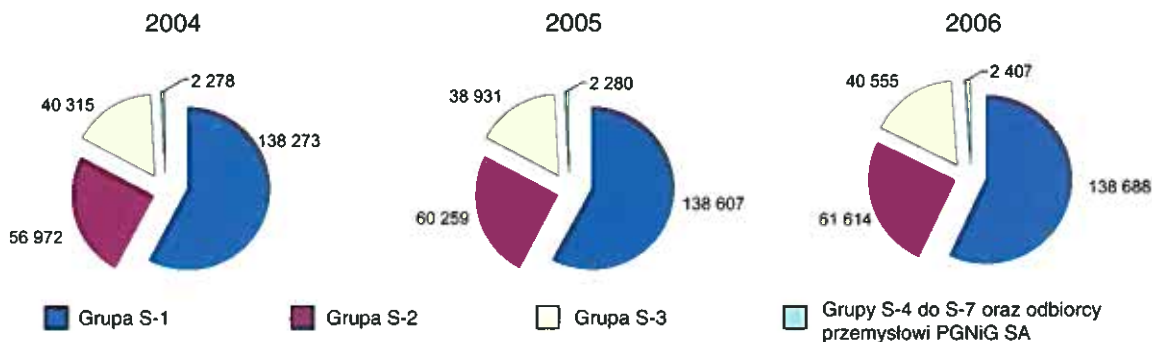
Nietrudno zauważyć, że najwięcej odbiorców mieści się w grupach określonych dla najmniejszego zużycia gazu. Ich znacząca ilość dla ogólnej struktury odbiorców nie przekłada się jednak na udział w całkowitym zużyciu gazu w Polsce. W tej statystyce oczywiście dominują odbiorcy zakwalifikowani do grup od W-4 do W-10 (S-4 do S-7 i Z-4 do Z-7) oraz odbiorcy przemysłowi PGNiG SA, co zostało uwidocznione na rysunkach 29-31.

Średnia cena za dostarczony odbiorcy gaz (uwzględniająca zarówno gaz jako towar, jak i usługę jego dostarczenia) zależy od grupy taryfowej, w której odbiorca jest rozliczany. Dla odbiorców grup o większym zużyciu gazu ceny te są niższe niż dla odbiorców grup o zużyciu mniejszym. Dane w tym zakresie zostały zaprezentowane w tabeli 19 (str. 34).

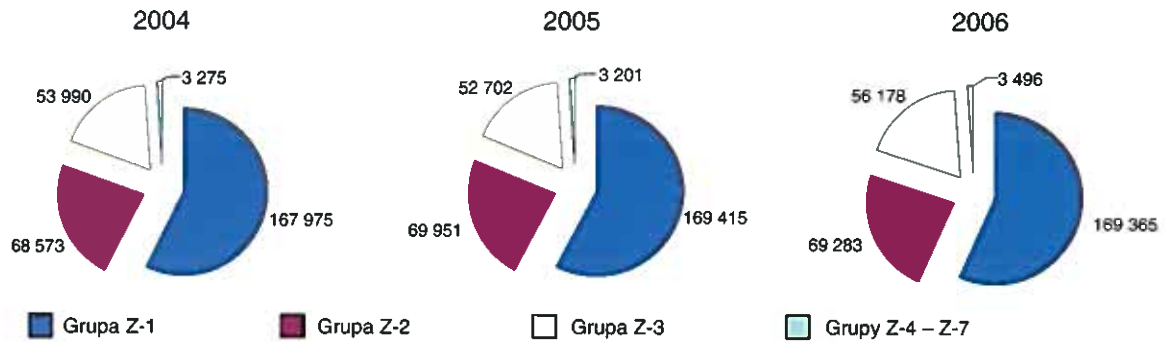
Poszczególne grupy taryfowe charakteryzuje różna struktura opłat na fakturach za dostawę gazu. Wraz ze wzrastającą ilością zużywanego gazu maleje udział opłaty abonamentowej, a rośnie udział opłaty za samo paliwo.



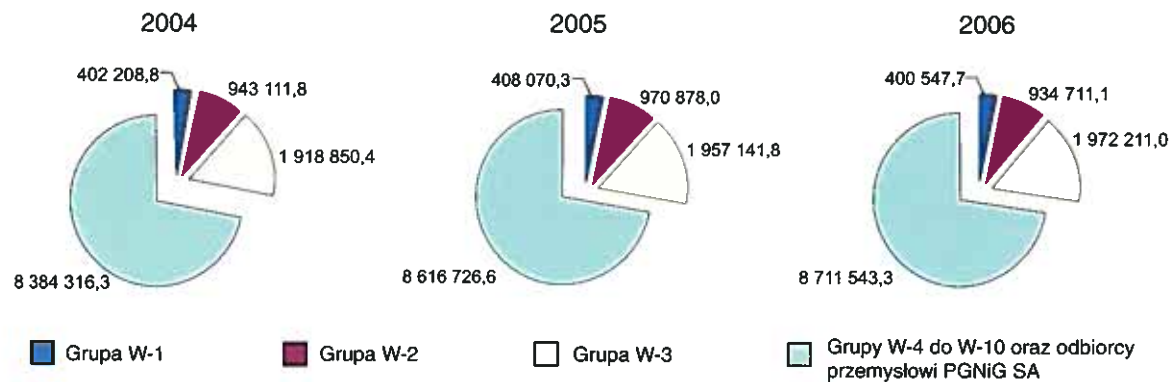
Rysunek 26. Struktura ilościowa odbiorców taryfowych gazu wysokometanowego GZ-50 (Źródło: URE)



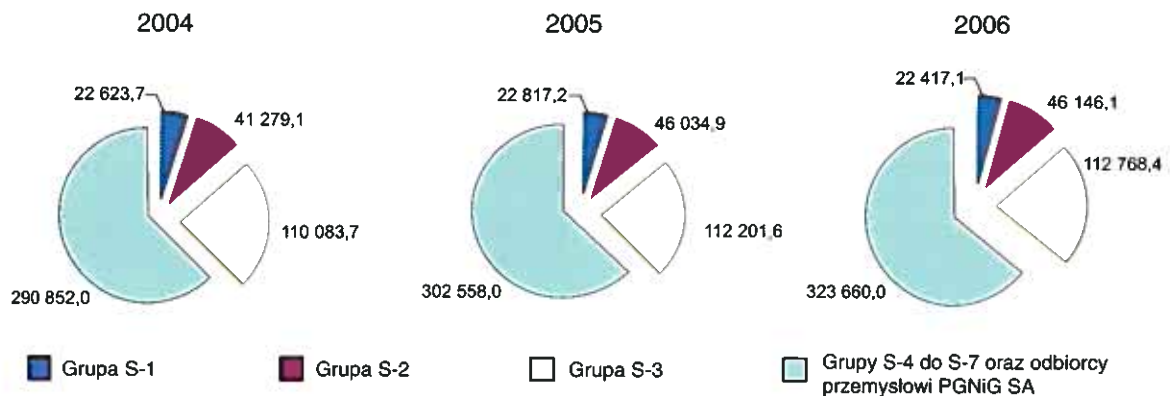
Rysunek 27. Struktura ilościowa odbiorców taryfowych gazu zaazotowanego GZ-41,5 (Źródło: URE)



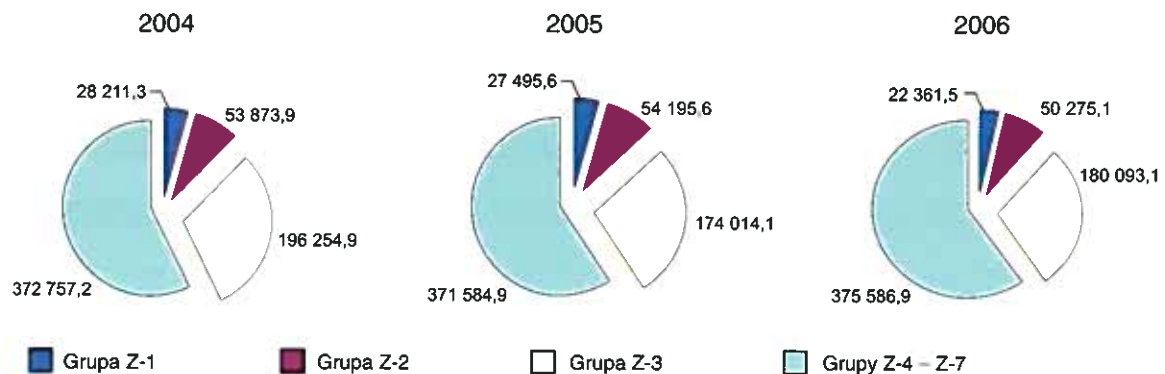
Rysunek 28. Struktura ilościowa odbiorców taryfowych gazu zaazotowanego GZ-35 (Źródło: URE)



Rysunek 29. Struktura sprzedaży gazu odbiorcom taryfowym, zużywającym gaz wysokometanowy GZ-50 (Źródło: URE)



Rysunek 30. Struktura sprzedaży gazu odbiorcom taryfowym, zużywającym gaz zaazotowany GZ-41,5 (Źródło: URE)

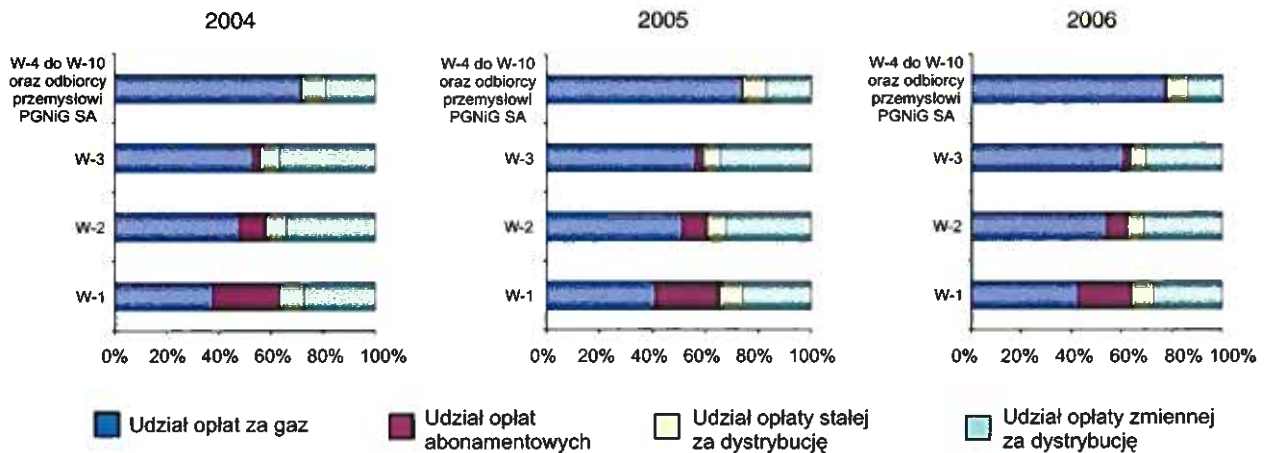


Rysunek 31. Struktura sprzedaży gazu odbiorcom taryfowym, zużywającym gaz zaazotowany GZ-35 (Źródło: URE)

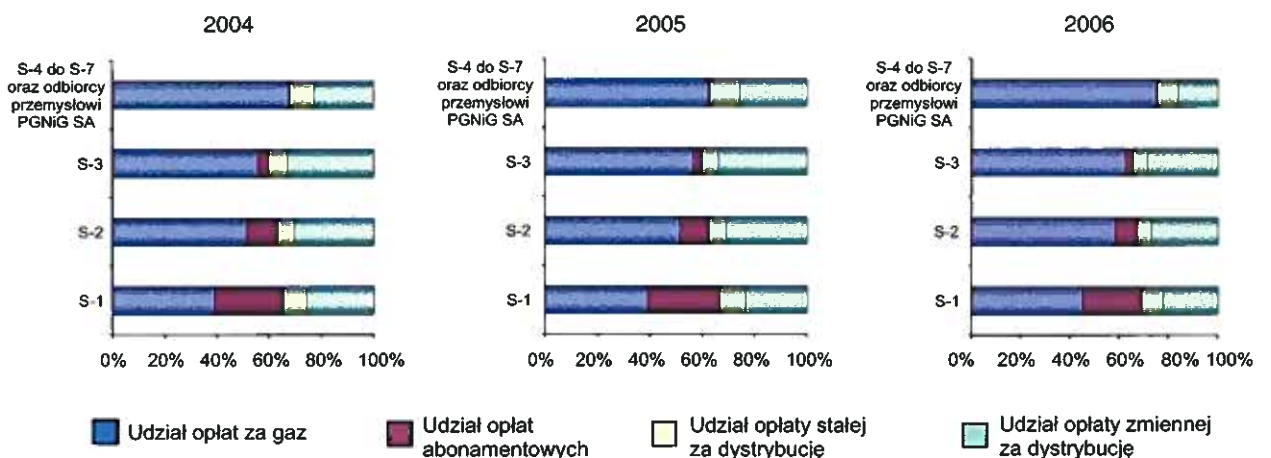
Tabela 19. Średnie ceny w obrocie, dystrybucji oraz za dostawę gazu w różnych grupach taryfowych [zł/m³]

Grupa taryfowa	Średnia cena za gaz	Średnia cena za dystrybucję gazu	Średnia cena dostawy gazu
Gaz wysokometanowy GZ-50			
W-1	1,07	0,60	1,68
W-2	0,82	0,49	1,31
W-3	0,73	0,42	1,15
W-4 do W-10 oraz odbiorcy przemysłowi PGNiG SA	0,69	0,20	0,89
Gaz zaazotowany GZ-41,5			
S-1	0,81	0,35	1,16
S-2	0,61	0,29	0,89
S-3	0,53	0,27	0,80
S-4 do S-7 oraz odbiorcy przemysłowi PGNiG SA	0,50	0,16	0,66
Gaz zaazotowany GZ-35			
Z-1	0,82	0,38	1,21
Z-2	0,56	0,29	0,85
Z-3	0,47	0,26	0,74
Z-4 do Z-7	0,45	0,22	0,67

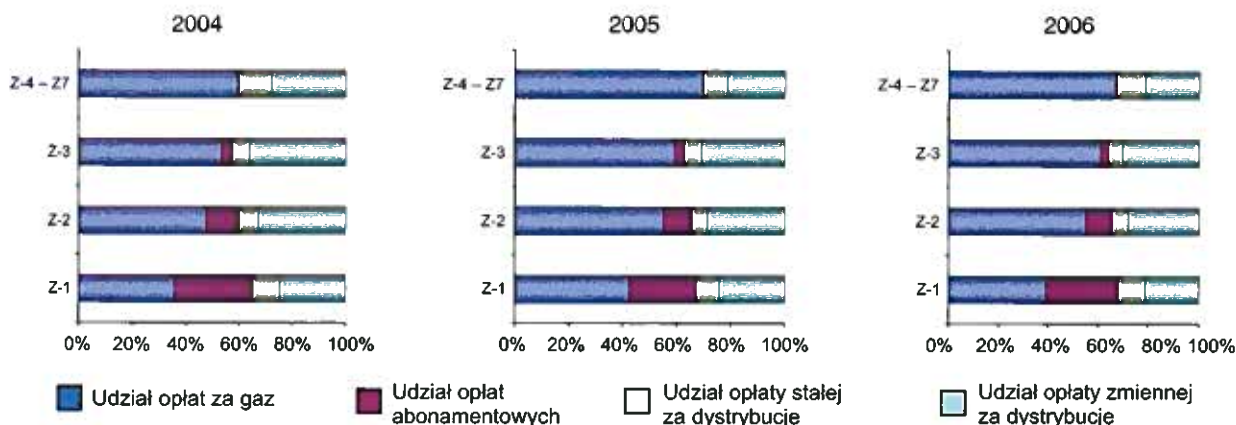
Źródło: URE



Rysunek 32. Struktura opłat na fakturach w różnych grupach taryfowych (GZ-50) (Źródło: URE)



Rysunek 33. Struktura opłat na fakturach w różnych grupach taryfowych (GZ-41,5) (Źródło: URE)



Rysunek 34. Struktura opłat na fakturach w różnych grupach taryfowych (GZ-35) (Źródło: URE)

I tak, na przykładzie gazu wysokometanowego w grupach o największym zużyciu (W-4 do W-10 oraz u odbiorców przemysłowych PGNiG SA) udział opłaty abonamentowej wynosi 0,29%, a opłata za gaz stanowi 73,68% płatności. Dla grup taryfowych W-1, W-2 i W-3 płatność za gaz wynosi odpowiednio 40,77%, 51,02% i 55,90% ogółu płatności na fakturze, podczas gdy opłata abonamentowa stanowi odpowiednio 24,73%, 9,76% i 3,17%. Podobnie udział opłaty stałej za dystrybucję gazu maleje wraz ze wzrostem ilości jego zużycia. Udział opłaty zmiennej w płatności za gaz, z definicji skorelowanej z wielkością zużycia dla grup odbiorców o mniejszym zużyciu (W-1 do W-3) jest znacznie wyższy niż dla grup odbiorców pobierających większe ilości gazu. Wszystkie omówione wyżej zjawiska zostały uwidocznione na rysunkach 32-34.

3. Dostępność informacji

Dla uczestników rynku gazowego, podobnie jak i dla innych rynków, istotny jest dostęp do informacji dotyczącej wysokości cen za paliwa gazowe i stawek opłat za świadczone usługi sieciowe, warunków świadczenia tych usług oraz usług z zakresu handlowej obsługi odbiorców.

Głównym źródłem tych informacji w przypadku przedsiębiorstw działających na hurtowym rynku gazowym są strony internetowe:

- Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA,
- Operatora Gazociągów Przesyłowych Gaz-System SA.

Natomiast w przypadku przedsiębiorstw będących operatorami systemów dystrybucyjnych z tego typu informacjami odbiorcy mogą zapoznać się na ich stronach internetowych, w biurach obsługi klientów lub ich filiach, a w niektórych przypadkach pod bezpłatnym numerem infolinii. Podstawę udzielanej informacji dotyczącej cen i stawek opłat stanowią aktualne taryfy zatwierdzone przez Prezesa URE, publikowane w „Biuletynie Branżowym URE – Paliwa gazowe” oraz dodatkowo zamieszczane na stronie internetowej Urzędu.

OGP Gaz-System SA umożliwił użytkownikom sieci przesyłowej zapoznanie się z zasadami zarządzania siecią i świadczenia usług, publikując na swojej stronie internetowej instrukcję ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej wraz z projektem wzorcowej umowy przesyłowej oraz mapą i katalogiem punktów „wejścia/wyjścia”. Ponadto, zamieścił zarówno formularze wniosków dotyczących umowy o przyłączenie wraz z instrukcją jej wypełnienia.

Spółki dystrybucyjne na swoich stronach internetowych również zamieszczają formularze wniosków o zawarcie umowy o przyłączenie oraz umowy sprzedaży i dystrybucji paliw gazowych, opisują procedurę przyłączania odbiorców oraz sposoby regulowania opłat za dostarczone paliwo. Ponadto w ramach postępowania w sprawie zatwierdzenia Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej w części dotyczącej bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi Prezes URE zobowiązał spółki gazownictwa do opracowania i przedstawienia szczegółowej procedury zmiany sprzedawcy w postaci algorytmu⁷⁵⁾.

Równolegle dokonano inwentaryzacji zakresu obowiązków informacyjnych, jakie wynikają z Rozporządzenia 1775/2005⁷⁶⁾. Analiza wykazała, że wymagane informacje dotyczące gazociągu „jamalskiego” nie są udostępniane, natomiast informacje dotyczące gazociągów wchodzących w skład krajowego systemu przesyłowego są udostępniane w ograniczonym stopniu. Działania nakierowane na wypełnienie obowiązków informacyjnych odnoszących się do usług przesyłowych nie zostały zakończone w 2006 r. i są obecnie kontynuowane.

Ceny hurtowe

Ceny hurtowe gazu są to ceny paliw gazowych, które dostarczane są odbiorcom za pomocą sieci przesyłowej. Ustalane są przez PGNiG SA w taryfie, którą za-

75) W wystąpieniu do poszczególnych spółek zostały wskazane wspólne kryteria, jakim powinny one odpowiadać. Do chwili obecnej prace nad procedurą nie zostały zakończone.

76) W sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego – w związku z jego wejściem w życie począwszy od 1 lipca 2006 r.

Tabela 20. Ceny hurtowe gazu [zł/1 000 m³]

Okres	GZ-50	GZ-41,5	GZ-35
18.03.2000 – 14.03.2001*	394,0		250,0**
15.03.2001 – 31.03.2002*	505,0		300,0**
01.04.2002 – 30.09.2003*	456,5		292,5**
01.10.2003 – 31.12.2004	462,5	342,0	293,0
01.01.2005 – 30.06.2005	492,5	364,0	312,0
01.07.2005 – 30.09.2005	541,0	400,0	343,0
01.10.2005 – 31.12.2005	581,5	430,0	368,5
01.01.2006 – 31.03.2006	651,3	481,5	412,7
01.04.2006 – 31.12.2006	708,6	524,0	449,0

Źródło: URE

* We wskazanych okresach cena hurtowa danego gazu była identyczna jak cena detaliczna

** Do 30 września 2003 r. w taryfie ustalana była cena gazu zaazotowanego, bez podziału na gaz GZ-41,5 i GZ-35

twierdza Prezes URE. Natomiast ceny gazu sprzedawanego bezpośrednio ze źródeł bądź dostarczanego za pomocą gazociągu bezpośredniego (stosownie do brzmienia art. 3 pkt 11e ustawy – Prawo energetyczne) lub gazociągu dostarczającego paliwa gazowe z pominięciem systemu gazowego, ustalone są w drodze umowy stron.

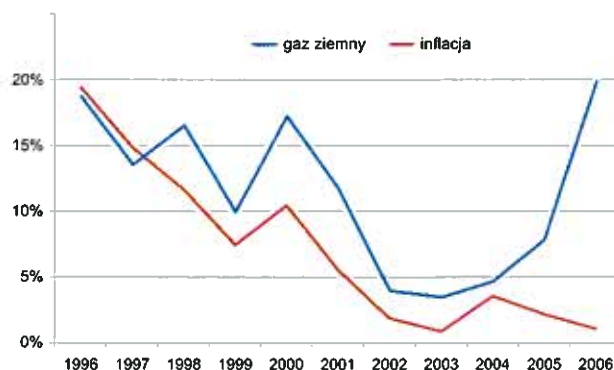
Ceny detaliczne

Do 31 grudnia 2002 r. zarówno hurtową, jak i detaliczną sprzedaż paliw gazowych prowadziło PGNiG SA. Od 1 stycznia 2003 r. sprzedaż detaliczną przejęły wydzielone ze struktur PGNiG SA spółki dystrybucyjne. O cenach gazu dla poszczególnych grup ich odbiorców decydują koszty zakupu tych paliw od PGNiG SA oraz koszty własne obrotu. Czynnikiem wpływającym na wysokość cen dla odbiorców domowych jest ponadto wysokość kosztów, które związane są z handlową obsługą odbiorców – obejmującą: odczytywanie wskazań układów pomiarowych, wystawianie faktur, obliczanie i pobieranie należności za dostarczone paliwo, a także za czynności związane z kontrolą układów pomiarowych, dotrzymywania warunków umów i prawidłowości rozliczeń – które nie znalazły odzwierciedlenia w stawkach opłat abonamentowych.

Największy wzrost cen detalicznych gazu ziemnego w stosunku do inflacji odnotowano w 2006 r. Ceny detaliczne paliwa gazowego wzrosły aż o 19,8%, podczas gdy inflacja wynosiła 1%. Wynikało to z dużych wzrostów cen produktów ropopochodnych w latach 2005-2006.

Odniesienie dynamiki cen gazu do stopy inflacji ma wyłącznie orientacyjny charakter i nie powinno być utożsamiane ze skutecznością regulacji (taryfowania). Przesądżają o tym dwie okoliczności. Po pierwsze, zgodnie z zasadami cenotwórstwa ceny gazu ziemnego ustalone na podstawie kosztów uzasadnionych zawierają także koszty okresów przyszłych (koszty rozwoju) oraz koszty ochrony środowiska, nie mając

praktycznego związku z aktualną stopą inflacji. Po drugie, prawodawca w osobie Ministra Gospodarki tzw. rozporządzeniu taryfowym⁷⁷⁾ wprowadził możliwość ponadinflacyjnego wzrostu cen gazu ziemnego, o ile będzie się to wiązać z usuwaniem subsydiowania skrótnego, te zaś było zjawiskiem i masowym i powszechnym. Ponadto, zwłaszcza w początkowym okresie regulacji, ceny podstawowych czynników wytwarzania energii, tj. transport, warunki zakupu surowca i wynagrodzenia rosły w ponadinflacyjnym tempie. W takiej sytuacji cena gazu ziemnego jako wypadkowa cen tych czynników również musiała rosnąć szybciej niż inflacja.



Rysunek 35. Średnioroczny wskaźnik wzrostu cen gazu i średnioroczny CPI (Źródło: URE na podstawie danych GUS)

Procedury i umowy

Jednym z istotnych elementów ładu rynkowego są umowne stosunki łączące sprzedających i kupujących. Nabiera to szczególnego znaczenia na rynkach sieciowo uwarunkowanych, czyli również w gazownictwie. Podstawą są tutaj dokumenty normujące zachowanie różnych uczestników rynku, a zarazem spiętych gazociągami, chociażby w postaci instrukcji dotyczących pracy sieci przesyłowych i dystrybucyjnych.

Procedury dotyczące sieci przesyłowej zostały zawarte w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyło-

77) Patrz: art. 29 rozporządzenia Ministra Gospodarki i Pracy z 15 grudnia 2004 r. (Dz. U. Nr 277, poz. 2750) w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi.

wej – dokumencie opracowanym przez OGP Gaz-System SA. Dokument ten składa się z dwóch części. Część pierwsza „Ogólne warunki korzystania z systemu przesyłowego” – nie podlegająca zatwierdzeniu przez Prezesa URE – zawiera charakterystykę sieci przesyłowej oraz procedury przyłączenia do sieci, zawierania umowy przesyłowej, zmiany mocy umownej, prowadzenia prac w systemie przesyłowym oraz procedury dotyczące rozliczeń za usługę przesyłania. Część druga „Bilansowanie i zarządzanie ograniczeniami systemowymi” – podlegająca zatwierdzeniu przez Prezesa URE⁷⁸⁾ – zawiera procedury zgłaszania umów przesyłowych do realizacji oraz procedury bilansowania, zarządzania ograniczeniami systemowymi i postępowania w sytuacjach awaryjnych.

Dokument ustanowił niedyskryminacyjne i ujednolicone, równe dla wszystkich podmiotów procedury korzystania z sieci przesyłowej. IRiESP jest swoistą gwarancją, że zasady dostępu do sieci nie będą dyskryminować żadnej grupy użytkowników systemu, a silniejsza pozycja OSP nie będzie przez niego wykorzystywana. Wprowadzeniu IRiESP towarzyszyło opublikowanie na stronie internetowej Operatora dokumentów uzupełniających, obejmujących m.in. wzorzec umowy o świadczenie usługi przesyłania i formularz wniosku o świadczenie usługi przesyłania.

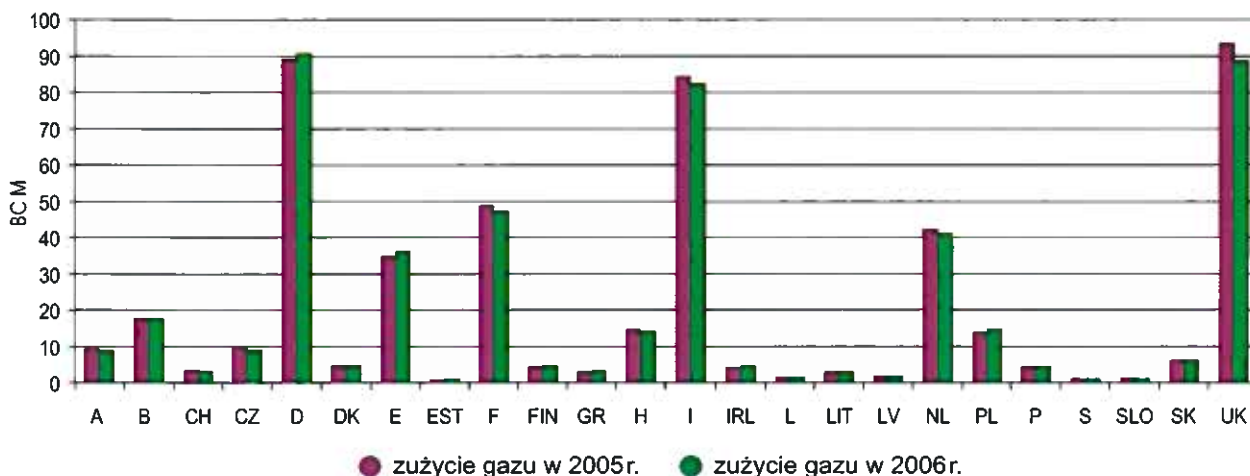
ne Presowi URE w przewidzianym ustawą terminie i postępowania w sprawie ich zatwierdzenia nadal są w toku. Zgodnie z art. 9g ust. 10 ustawy – Prawo energetyczne OSD są zobowiązani do zamieszczania na swoich stronach internetowych oraz do publicznego wglądu w swoich siedzibach, obowiązujące IREiSD, które powinny zawierać m.in. procedury dotyczące zmiany sprzedawcy.

Poza omówionymi instrukcjami każdego sprzedawcy i odbiorcy łączy umowa na zakup towaru – gazu – i zakup usługi jego dostarczenia.

4. Polskie gazownictwo w Unii Europejskiej

Udział gazu ziemnego w bilansie paliw pierwotnych stanowi w Polsce 13% łącznego zużycia energii, co pozostaje znacznie poniżej średniej unijnej, która wynosi 24,8%. Jednocześnie należy zauważyć, że również w przyszłości udział gazu w bilansach paliw nie będzie jednakowy⁷⁹⁾.

Udział Polski w produkcji gazu w ramach wspólnoty jest niewielki i wynosi 4%. Ponieważ UE nie jest w stanie samodzielnie – i to w stopniu malejącym w stosunku do rosnącego zapotrzebowania – zaspokoić we-



Rysunek 36. Wielkość zużycia gazu ziemnego w poszczególnych krajach UE-25 w latach 2005-2006 (Źródło: „Natural Gas Consumption in EU 25 in 2006” – Eurogas, Bruksela 26 lutego 2007 r.)

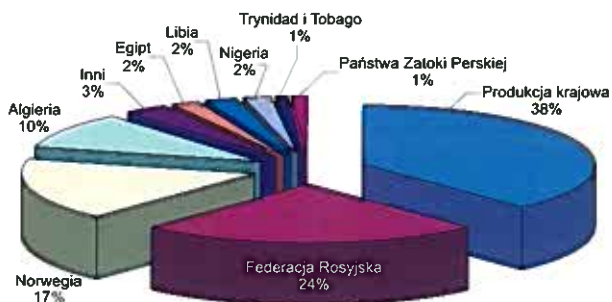
Zapisy IRiESP stosuje się do podmiotów mających zawartą usługę przesyłową z operatorem systemu przesyłowego. Istnieje również potrzeba opracowania i wdrożenia analogicznego dokumentu, określającego procedury korzystania z sieci dystrybucyjnych.

Przygotowane przez gazowe spółki dystrybucyjne instrukcje ruchu i eksploatacji sieci zostały przedłożo-

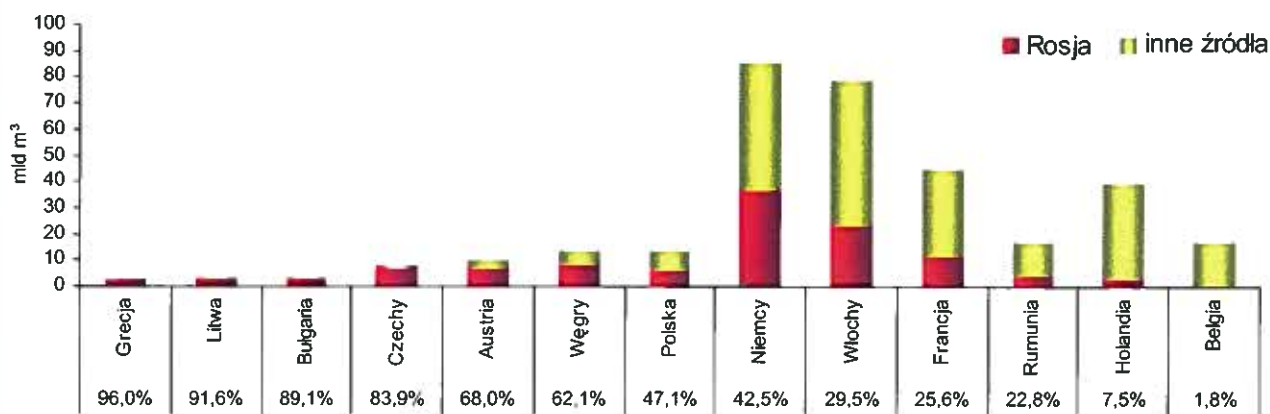
wnętrznego popytu na gaz, konieczny jest jego import. Zasadniczym kierunkiem dostaw jest Rosja, skąd gaz jest dosyłany głównie: poprzez Ukrainę, Słowację

⁷⁸⁾ Na wniosek OGP Gaz-System SA 21 czerwca 2006 r. Prezes URE zatwierdził Instrukcję Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej w części dotyczącej bilansowania i zarządzania ograniczeniami systemowymi. Termin wejścia w życie Instrukcji określono na 1 sierpnia 2006 r.

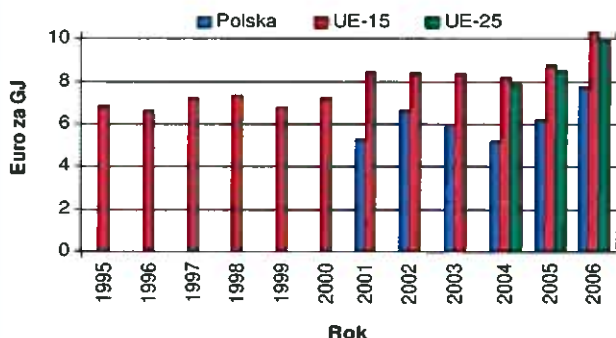
⁷⁹⁾ W 2006 r. w 25 krajach UE nastąpił spadek zużycia gazu o 1,1% – w porównaniu do 2005 r. – jednakże wzrosła liczba jego odbiorców o 1,6% osiągając wielkość ponad 105 mln. Spadek zużycia surowca spowodowany był nie tylko warunkami pogodowymi – pomimo bardzo ostrej zimy pozostałe miesiące roku były bardzo łagodne pod względem temperatur powietrza – ale również spadkiem konkurencyjności tego nośnika energii (cena) w porównaniu do węgla. Ponadto w niektórych państwach wspólnoty wpływ na spadek zapotrzebowania na gaz miały wdrożone krajowe programy efektywnego wykorzystania energii.



Rysunek 37. Udział eksporterów surowca w dostawach na rynek UE-25 w 2006 r. (Źródło: „Natural Gas Consumption in EU 25 in 2006” – Eurogas, Bruksela 26 lutego 2007 r.)



Rysunek 38. Rosja oraz inne kierunki dostaw gazu – stopień uzależnienia w 2005 r. (Źródło: URE na podstawie „BP Statistical Review of World Energy”, czerwiec 2006 r.)



Rysunek 39. Średnie ceny gazu naturalnego dla gospodarstw domowych (z wył. podatku) (Źródło: strona internetowa <http://epp.eurostat.ec.europa.eu>)

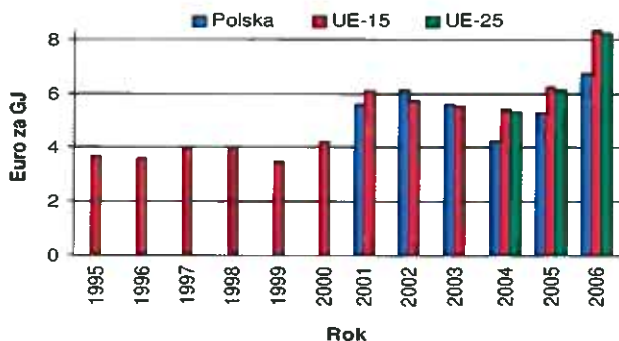
i Czechy do Austrii, Niemiec, Włoch i Francji oraz gazociągami „jamalskim” poprzez Białoruś i Polskę do Niemiec. Ponadto znaczącymi dostawcami surowca są Norwegia oraz Algeria.

Interesujące jest również spojrzenie na sprawy importu poprzez zróżnicowane uzależnienie od gazu rosyjskiego (patrz rys. 38).

Konieczność zapewnienia transportu dużych wolumenów gazu od zewnętrznych dostawców sprawiła, że sieć połączeń między systemami poszczególnych rynków narodowych jest bardzo dobrze rozwinięta, co nie oznacza jednak, że tworzy jednolity, pan-europejski system gazowniczy. Z wyjątkiem połączeń z Półwyspem Iberyjskim, południową częścią Włoch

i Wielką Brytanią, kontynentalna Europa ma sieć zdolną obsłużyć całe obecne zapotrzebowanie na gaz. Polski system gazowniczy jest niedostatecznie zintegrowany z sąsiednimi państwami członkowskimi UE⁸⁰⁾. W planie rozwoju OSP na lata 2006-2008 zostały przedstawione cztery propozycje budowy interkonektorów⁸¹⁾ z państwami sąsiedzkimi w ramach Unii Europejskiej.

Brak odpowiedniej integracji wpływa również na rozwój rynku detalicznego. Od 2004 r. ceny gazu w Polsce dla gospodarstw domowych wzrosły o 49%, jednak nadal są o 29% niższe od średnich dla UE-15 i UE-25. Z kolei ceny dla odbiorców przemysłowych wzrosły od



Rysunek 40. Średnie ceny gazu naturalnego dla odbiorców przemysłowych (z wył. podatku) (Źródło: strona internetowa <http://epp.eurostat.ec.europa.eu>)

2004 r. o 59%, ale pozostają o 18% niższe od średnich europejskich.

80) W 2005 r. całkowite zdolności przesyłowe dwóch połączeń z operatorem niemieckim wynosiły 1 090 mln m³, z czego 994 mln m³ zostały zarezerwowane na kontrakty długoterminowe. Źródło: OGP Gaz-System SA.

81) Polska – Czechy, Polska – Słowacja, Polska – Niemcy (rejon Zgorzelca) oraz Polska – Litwa. Realizacja projektu „czeskiego” pozwoliłaby na połączenie z czeskimi gazociągami przesyłowymi, a ponadto stanowiłaby dodatkowe źródło zaopatrzenia Polski z *hubu* w Baumgartem. Natomiast projekt „słowacki” umożliwiłby również włączenie polskich magazynów gazu ziemnego w europejski system transportu gazu, dla którego mogłyby stanowić zabezpieczenie ciągłości przesyłu gazu do Europy w przypadku awarii na odcinku do Słowacji.

C. CIEPŁOWNICTWO

1. Charakterystyka sektora

1.1. Zasoby, zdolności wytwórcze i przesyłowe (moc, sieć, majątek, zatrudnienie)

Ciepło charakteryzuje się równoczesnością produkcji ze zużyciem, a jego właściwości – m.in. szczególne wymagania transportu, podatność na utratę jakości – determinują dostawę rurociągami na bliskie odległości. Ciepło wytwarzane jest w źródłach przy zastosowaniu różnych technologii i wykorzystaniu szerokiej gamy paliw, zarówno stałych, ciekłych, jak i gazowych, a także przy wykorzystaniu energii odnawialnej. Ciepło wytwarzane jest również w źródłach, w których występuje jednoczesna produkcja ciepła i energii elektrycznej, to tzw. wytwarzanie w skojarzeniu.

Specyfika zaopatrzenia w ciepło polega na tym, że ciepło dostarczane jest do odbiorców za pośrednictwem nośnika ciepła – gorącej wody lub pary. Nośnik ciepła o określonych parametrach (ciśnieniu, temperaturze itd.) jest przesyłany wyodrębnioną siecią parową lub wodną ze źródła ciepła do przyłączy i węzłów cieplnych lub instalacji odbiorczych, w których następuje jego odbiór. Podczas przesyłania istotne znaczenie mają ubytki nośnika ciepła oraz straty ciepła, których wielkość zależy głównie od wymiarów rurociągów (ich średnicy i długości) oraz stanu technicznego sieci ciepłowniczej (jakości izolacji cieplnej, szczelności armatury, itd.). W ich wyniku zależnie od odległości przesyłu następuje bowiem stopniowe obniżanie temperatury i ciśnienia nośnika ciepła dostarczanego z sieci do węzłów cieplnych i zwracanego do źródła ciepła.

W związku z brakiem możliwości magazynowania ciepła niezbędne jest elastyczne sterowanie pracą sieci ciepłowniczej i podłączonych do niej źródeł ciepła. Ogromna większość przedsiębiorstw przesyła do odbiorców ciepło wytworzone we własnych źródłach, co upraszcza procedury sterowania pracą źródeł i sieci. Tylko w niektórych systemach ciepłowniczych przesyłane jest ciepło zakupione od innych przedsiębiorstw.

Systemy ciepłownicze składające się ze źródeł wytwarzania lokalnych i scentralizowanych (źródła: elektrownie, elektrociepłownie i ciepłownie zawodowe, przemysłowe oraz komunalne), sieci ciepłowniczych, przyłączy, węzłów cieplnych i instalacji odbiorczych stanowią potencjał techniczny ciepłownictwa, który jest bardzo rozdrobniony i zróżnicowany (tabela 21).

Przedsiębiorstwa ciepłownicze mają różnej wielkości źródła wytwarzające ciepło, jednak zdecydowaną przewagę ilościową mają źródła mniejsze. Niemal 2/3 przedsiębiorstw dysponuje źródłami o mocy do 50 MW, z czego prawie połowa to przedsiębiorstwa posiadające źródła o mocy poniżej 10 MW. Tylko kilka przedsiębiorstw jest w posiadaniu źródeł o mocy osiągalnej powyżej 1 000 MW, są to podmioty działające również

Tabela 21. Potencjał ciepłowniczy według województw w 2005 r.⁸²⁾

Wyszczególnienie	Zatrudnienie [etat]	Moc zainstalowana [MW]	Długość sieci ciepłowniczej [km]
Polska	48 261	65 189,4	18 577,1
Dolnośląskie	2 903	3 751,2	1 370,9
Kujawsko-pomorskie	3 296	6 275,3	1 138,7
Lubelskie	2 720	2 994,9	944,3
Lubuskie	1 059	1 294,0	313,4
Łódzkie	3 626	4 263,4	1 356,8
Małopolskie	3 077	4 714,3	1 447,9
Mazowieckie	5 533	9 781,4	2 839,5
Opolskie	1 353	1 899,8	538,4
Podkarpackie	2 210	2 511,8	811,0
Podlaskie	1 707	1 512,7	515,1
Pomorskie	3 175	3 960,9	1 281,2
Śląskie	9 068	12 533,9	3 185,9
Świętokrzyskie	1 681	1 435,3	400,5
Warmińsko-mazurskie	1 969	1 522,8	550,4
Wielkopolskie	2 765	3 769,5	1 106,9
Zachodniopomorskie	2 119	2 968,2	776,2

w obszarze produkcji energii elektrycznej. Moc zainstalowana koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych wynosi obecnie niewiele ponad 65 tys. MW, a osiągalna – ponad 62 tys. MW. Ponad 1/3 potencjału

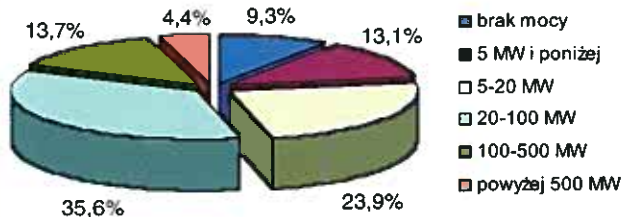
82) Zaprezentowany w tej części „Sprawozdania Prezesa URE” opis sektora ciepłowniczego został opracowany w oparciu o dane zbierane w badaniach koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych prowadzonych przez Prezesa URE, które zostały opisane w części III „Sprawozdania”, w pkt 1 „Statystyka publiczna”.

Po zestawieniu wyników badań Prezesa URE ze statystykami Agencji Rynku Energii SA można ustalić, że badaniami Prezesa URE objęty jest prawie cały rynek ciepła – około 80% całkowitej produkcji ciepła w kraju oraz 97% łącznej sprzedaży ciepła.

Mimo że działalnością ciepłowniczą w kraju zajmuje się niemal 9 tys. podmiotów, to prawie 90% z nich zużywa ciepło wyłącznie na zaspokojenie własnych potrzeb, a więc nie dostarcza go do odbiorców. Są to przede wszystkim małe, średnie i duże przedsiębiorstwa przemysłowe i usługowe, które produkują ciepło we własnych elektrociepłowniach i ciepłowniach lub kupują je od innych przedsiębiorstw ciepłowniczych. Pozostałe 10% przedsiębiorstw prowadzi działalność związaną z zaopatrzeniem odbiorców w ciepło, spośród których część nie podlega koncesjonowaniu w rozumieniu ustawy – Prawo energetyczne. Na początku okresu regulacji blisko tysiąc przedsiębiorstw miało koncesję. W latach 1999-2006 występowały ciągłe i systematyczne zmiany w sektorze ciepłowniczym, w szczególności w zakresie ilości tych przedsiębiorstw. Nastąpił stopniowy spadek liczby przedsiębiorstw koncesjonowanych (o blisko 40% w porównaniu z rokiem 2000), spowodowany z jednej strony zmianami w przepisach prawa, z drugiej strony przekształceniami w gospodarce, w efekcie których część przedsiębiorstw zaprzestała działalności lub znacznie ją ograniczyła bądź nastąpiły procesy konsolidacyjne. Spadek liczby podmiotów nie oznacza bynajmniej, że rynek regulowany też ograniczył swoją wielkość. Prawie niezmiennie od początku regulacji obejmuje on przyłączającą większość wielkości zaopatrzenia w ciepło.

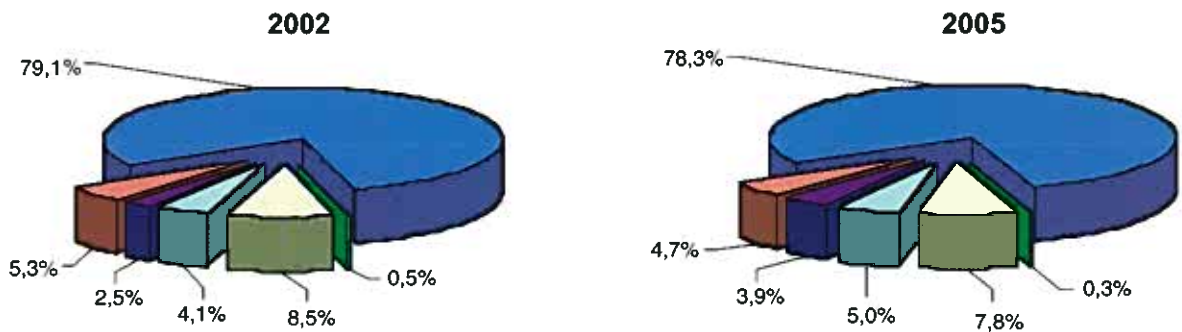
Kompleksowa analiza sektora ciepłowniczego nie zawiera informacji za 2006 rok, ponieważ dane z ostatniego badania przedsiębiorstw ciepłowniczych będą dostępne dopiero po pierwszym kwartale 2007 r.

tu wytwórczego ciepłownictwa skupiona jest w dwóch województwach: śląskim i mazowieckim. Najniższym udziałem w krajowym potencjale mocy zainstalowanej i osiągalnej charakteryzują się województwa: lubuskie, świętokrzyskie, podlaskie i warmińsko-mazurskie (po 2%).



Rysunek 41. Struktura przedsiębiorstw ciepłowniczych według mocy osiągalnej w 2005 r.

Dokonujący się na przestrzeni ostatnich lat postęp w zakresie technologii i racjonalnego użytkowania energii wyraźnie zmniejsza zapotrzebowanie na budowę źródeł ciepła o dużej mocy zainstalowanej⁸³. W latach 2002-2005 około 90% koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych zajmowało się wytwarza-



Rysunek 42. Struktura zużycia paliw w ciepłownictwie w 2002 i 2005 r.

niem ciepła, z tego 17,6% produkowało ciepło w skojarzeniu z produkcją energii elektrycznej. Przedsiębiorstwa w 2005 r. wytworzyły (wraz z odzyskiem) ponad 458 tys. TJ ciepła. Aktualnie ponad 60% ciepła (274 499 TJ) produkowane jest w skojarzeniu z produkcją energii elektrycznej w elektrowniach i elektrociepłowniach należących zarówno do energetyki zawodowej, jak i do przemysłu.

Prawie 70% całkowitej produkcji ciepła (łącznie z odzyskiem) w 2005 r. wyprodukowały przedsiębiorstwa należące do ciepłownictwa zawodowego i elektroenergetyki zawodowej, przy czym ich udział w produkcji systematycznie rósł od roku 2002. Zdecydowanie najwięcej ciepła produkowały przedsiębiorstwa łą-

83) Budowa źródeł o średniej i małej mocy zlokalizowanych blisko odbiorców, często w ramach jednego osiedla mieszkaniowego, szkoły, szpitala – nie wymaga na ogół rozbudowy infrastruktury sieciowej, co przekłada się na mniejsze koszty oraz redukcję emisji zanieczyszczeń. Budowa takich obiektów jest również akceptowana przez społeczności lokalne, w przeciwieństwie do dużych inwestycji energetycznych.

czące wytwarzanie z przesyłaniem i dystrybucją ciepła. Jeśli przyrzeć się przedsiębiorstwom od strony zaangażowania w działalność ciepłowniczą, to grupa o najniższym zaangażowaniu wyprodukowała około 40% krajowej produkcji ciepła, przy czym prawie 16% tego ciepła pochodziło z odzysku. Koncesjonowane przedsiębiorstwo produkowało w 2005 r. średnio 690 TJ ciepła wobec 580 TJ w 2002 r.

Struktura paliw zużywanych do produkcji ciepła w przedsiębiorstwach ciepłowniczych w ostatnich latach praktycznie nie uległa zmianie (patrz: rysunek 42)⁸⁴.

Występuje bardzo silne zróżnicowanie terytorialne udziału poszczególnych paliw w wytwarzaniu ciepła. Węgiel kamienny jest podstawowym paliwem wykorzystywanym do produkcji ciepła. W największym stopniu tendencja ta jest widoczna na przykładzie czterech województw: podlaskiego (96,3%), małopolskiego (95,1%), świętokrzyskiego (92,2%) i warmińsko-mazurskiego (91,4%). Natomiast województwo mazowieckie wyróżnia się dużym zużyciem oleju opałowego ciężkiego (29,7%). Z kolei gaz ziemny stosowany jest na szeroką skalę przy wytwarzaniu ciepła głównie w województwach: podkarpackim, lubelskim i lubuskim.

Poza źródłami wytwarzania najważniejszymi elementami infrastruktury ciepłowniczej są sieci ciepłownicze, których długość wynosi ponad 18 tys. km. W ponad 90% sieć ciepłownicza należy do przedsiębiorstw

84) Do produkcji ciepła zużywany jest przede wszystkim węgiel kamienny. Jego udział w wytwarzaniu ciepła zmniejszył się nieznacznie od 2002 r. prawie o 1 punkt procentowy.

Zużycie krajowego węgla kamiennego w 2005 r. wyniosło 82 mln ton, z czego zapotrzebowanie roczne koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych ukształtowało się na poziomie 18 mln ton, co stanowiło 22% całkowitego zużycia w kraju. Kolejnymi co do ważności paliwami zużywanymi do produkcji ciepła były: olej opałowy ciężki (8% ogólnopolskiej produkcji) i gaz ziemny (5%). Marginesową rolę odgrywają w dalszym ciągu paliwa niekonwencjonalne. Warto zwrócić uwagę, że z roku na rok rośnie produkcja ciepła uzyskiwanego z biomasy; w ciągu ostatnich czterech lat zwiększyła się ona o ponad 47%. Natomiast udział ciepła z biomasy w produkcji ciepła ogółem nadal nie jest znaczący (3,9% w 2005 r.), chociaż ciągle rośnie (wzrost tylko o 1,4 punktu procentowego od 2002 r.). Najwięcej ciepła z biomasy produkuje się w dwóch województwach: kujawsko-pomorskim i pomorskim (prawie 90%).

energetyki zawodowej, reszta pozostaje w dyspozycji przedsiębiorstw spoza branży energetycznej⁸⁵.

W spółkach akcyjnych i z ograniczoną odpowiedzialnością w sumie skoncentrowane jest 95% całej sieci ciepłowniczej. Ponad połowa krajowej sieci jest własnością samorządów terytorialnych.

W latach 2002-2005 łączna wartość majątku trwałego przedsiębiorstw ciepłowniczych kształtowała się na zbliżonym poziomie i wynosiła brutto 38,4 mld zł, zaś wartość netto – 16,4 mld zł. Średnio na jedno przedsiębiorstwo w 2005 r. przypadało ponad 58 mln zł wartości majątku trwałego brutto, przy 42 mln zł w 2002 r. – oznacza to wzrost aż o 38,1%.

Spośród koncesjonowanych przedsiębiorstw w 2005 r. około 40% dzierżawiło majątek trwały, z czego tylko kilka podmiotów prowadziło działalność ciepłowniczą, wykorzystując wyłącznie majątek innych podmiotów.

W latach 2002-2005 2/3 majątku trwałego netto było w dyspozycji spółek akcyjnych, a ponad 1/3 należała do spółek z ograniczoną odpowiedzialnością. Ponad 1/3 całego majątku ciepłowniczego netto skoncentrowana była w dwóch województwach: mazowieckim i śląskim. W kolejnych pięciu województwach – pomorskim, kujawsko-pomorskim, dolnośląskim, małopolskim i wielkopolskim – znajdowało się prawie 40% majątku. Pozostałe dziewięć województw posiadało niecałe 30%.

Stan majątku ciepłowniczego mierzony wskaźnikiem dekapitalizacji budzi poważny niepokój. W latach 2002-2005 obserwowany jest stały wzrost wskaźnika dekapitalizacji⁸⁶, od poziomu 54,7% w 2002 r. do 57,1% w 2005 r., co wskazuje niewątpliwie na pogarszający się stan majątku ciepłowniczego. Obniżanie jakości majątku ciepłowniczego może skutkować deprecjacją jakości świadczonych usług w zakresie zapotrzebowania w ciepło, a przez to może osłabiać zdolność całego sektora do nadążania za dynamicznie zmieniającymi się warunkami zewnętrznymi dla prowadzenia działalności ciepłowniczej.

Oczywiście sytuacja była różna w poszczególnych przedsiębiorstwach. Najlepsze warunki do wykonywania działalności ciepłowniczej miały przedsiębiorstwa ciepłownictwa zawodowego – wskaźnik dekapitalizacji wynosił dla nich 51,3% w 2005 r., w tym spółki z ograniczoną odpowiedzialnością (47,9%). W tym miejscu należy również zwrócić uwagę na to, że sektor prywatny miał bardziej zdekapitalizowany majątek (59,4%) niż sektor publiczny (55,6%). Ponadto w sektorze pry-

85) Przemysłowych i innych zajmujących się dodatkowo działalnością ciepłowniczą obok swojej podstawowej działalności gospodarczej. Przedsiębiorstwa przemysłowe przesyłają ciepło przede wszystkim na potrzeby własne, natomiast sieci, za pośrednictwem których świadczą usługi przesyłowe dla swoich odbiorców zewnętrznych, są na ogół krótkie – poniżej 7 km. Sieci o długości powyżej 50 km posiada tylko około 12% przedsiębiorstw koncesjonowanych.

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

Tabela 22. Wskaźnik dekapitalizacji majątku trwałego według województw w 2002 i 2005 r.

Wyszczególnienie	Wskaźnik dekapitalizacji w %	
	2002	2005
Polska	54,75	57,14
Dolnośląskie	50,98	53,30
Kujawsko-pomorskie	55,05	47,04
Lubelskie	46,14	51,88
Lubuskie	35,05	45,00
Łódzkie	61,87	66,33
Małopolskie	51,48	56,85
Mazowieckie	65,43	66,64
Opolskie	45,30	51,71
Podkarpackie	42,93	58,19
Podlaskie	54,84	60,26
Pomorskie	55,92	54,22
Śląskie	52,06	51,87
Świętokrzyskie	38,28	40,77
Warmińsko-mazurskie	50,24	56,17
Wielkopolskie	47,25	56,00
Zachodniopomorskie	55,35	54,98

watnym zdecydowanie najwyższy wskaźnik dekapitalizacji miały przedsiębiorstwa będące własnością kapitału zagranicznego (62,7%).

W poszczególnych województwach w 2005 r. wskaźnik ten kształtował się na poziomie od 40,8% w województwie świętokrzyskim do 66,6% w województwie mazowieckim i 66,3% w łódzkim.

Wielkością charakteryzującą potencjał sektora ciepłowniczego jest również zatrudnienie. W latach 2002-2005 zatrudnienie w przedsiębiorstwach ciepłowniczych zmniejszyło się o 20% i obecnie kształtuje się na poziomie 48 tys. w przeliczeniu na pełne etaty⁸⁷. W latach 2002-2005 najwięcej etatów przypadało na przedsiębiorstwa działające w formie spółek akcyjnych i z ograniczoną odpowiedzialnością, które w sumie skupiały około 90% ogólnej liczby pełnozatrudnionych w koncesjonowanym ciepłownictwie. W sektorze prywatnym w 2005 r. zatrudnionych było 30% ogółu pełnozatrudnionych w ciepłownictwie, pozostała część pracowała w sektorze publicznym. Należy zwrócić uwagę, że blisko 20% pełnozatrudnionych w ciepłownictwie pracuje tylko w 12 największych przedsiębiorstwach, z których każde osiąga całkowite przychody na poziomie powyżej 200 mln zł.

Przedsiębiorstwa, które łączyły trzy rodzaje działalności ciepłowniczej – wytwarzanie, przesyłanie i dystrybucję oraz obrót ciepłem – skupiały 1/3 ogółu zatrudnionych. Z kolei przedsiębiorstwa, które zajmowały się tylko wytwarzaniem oraz przesyłaniem i dystrybucją ciepła, zatrudniały ponad 50% wszystkich pełnozatrudnionych w ciepłownictwie.

87) Duże zmniejszenie liczby zatrudnionych spowodowane jest zarówno podnoszącym się poziomem technicznym i technologicznym wielu przedsiębiorstw, a także potrzebą racjonalizacji kosztów działalności.

1.2. Charakterystyka organizacyjno-własnościowa i przestrzenna

Obecna struktura organizacyjno-prawna i własnościowa sektora ciepłowniczego ukształtowała się w wyniku przekształceń rynkowych zapoczątkowanych procesem komunalizacji przedsiębiorstw ciepłowniczych podjętym w początkach lat 90.⁸⁸⁾

Kolejnym krokiem była możliwość przekształcania przedsiębiorstw komunalnych w zakłady budżetowe bądź spółki prawa handlowego⁸⁹⁾. W gminach, w których dokonano przekształceń rozpoczęły się powoli procesy restrukturyzacji kapitałowej, czyli zmiany struktury właścicielskiej nowo powstałych spółek. Gminy, z braku własnych środków na rozwój i modernizację potencjału ciepłowniczego, powinny być zainteresowane pozyskiwaniem inwestorów strategicznych. Jednak proces ten jest słabo zaawansowany, ponieważ gminy jako właściciele majątku ciepłowniczego nie widzą takiej potrzeby i wykazują słabe zainteresowanie sprzedażą części lub całości swoich udziałów innym inwestorom.

Procesy prywatyzacyjne rozpoczęły się również w przedsiębiorstwach energetyki zawodowej, eksploatujących elektrociepłownie, ciepłownie oraz sieci ciepłownicze, które w połowie lat 90. zostały przekształcone z przedsiębiorstw państwowych w spółki akcyjne Skarbu Państwa.

Charakterystycznym przejawem procesu przekształceń własnościowych i organizacyjnych w ciepłownictwie było wydzielanie ze struktury przedsiębiorstw przemysłowych działalności ciepłowniczej i nadawanie jej formy niezależnych jednostek organizacyjno-prawnych, a w dalszej kolejności sprzedawanie ich inwestorom prywatnym.

Ze strony inwestorów krajowych, jak i zagranicznych obserwuje się wzrost zainteresowania inwestowaniem w przedsiębiorstwa ciepłownicze, co wynika ze specyfiki działalności ciepłowniczej, która cechuje się względnie stabilnym rynkiem zbytu⁹⁰⁾. Niezależnie

88) Komunalizacja została przeprowadzona na szeroka skalę. Większość gmin przejęła przedsiębiorstwa ciepłownicze od Skarbu Państwa, stając się dla nich organem założycielskim. Tylko niewielka część przedsiębiorstw nie została przejęta przez gminy i funkcjonuje nadal jako przedsiębiorstwo państwowe.

89) Część gmin poprzestała na komunalizacji; niewiele też zdecydowało się na wybór formy przekształcenia przedsiębiorstw ciepłowniczych w nieposiadające osobowości prawnej zakłady budżetowe.

90) Z udziałem kapitału zagranicznego zostało już sprywatyzowanych wiele przedsiębiorstw ciepłowniczych, m.in. z udziałem kapitału szwedzkiego – EC Warszawskie SA, francuskiego – EC Kraków SA, ZEC Wybrzeże SA, Kogeneracja Wrocław SA, ZEC Poznań SA, ZEC Łódź SA, EC Białystok SA, EC Zielona Góra SA oraz EC SA w Poznaniu, niemieckiego – EC Będzin SA, ponadto kapitał fiński (np. przedsiębiorstwo FORTUM DZT SA w Wałbrzychu) i szwajcarski (jedno z dwóch największych przedsiębiorstw wytwarzających ciepło, działających na terenie Olsztyna).

od trwających procesów prywatyzacyjnych budowane są nowe źródła produkujące w skojarzeniu energię elektryczną i ciepło, głównie z udziałem kapitału zagranicznego.

Obecnie 62% przedsiębiorstw ciepłowniczych stanowi własność sektora publicznego⁹¹⁾, z czego w ponad 74% podmiotów funkcje właścicielskie sprawują organy samorządu terytorialnego, a 26% jest własnością państwową. Pozostałe przedsiębiorstwa znajdują się w rękach sektora prywatnego, z czego 25% jest własnością podmiotów zagranicznych. Warto zwrócić uwagę na to, że na koniec 2005 r. prawie połowa mocy osiągalnej w przedsiębiorstwach ciepłowniczych znajdowała się w sektorze prywatnym z czego prawie 60% było własnością inwestorów zagranicznych. W sektorze publicznym przeważała zdecydowanie własność państwowa (Skarbu Państwa i państwowych osób prawnych – prawie 70%). Natomiast w przypadku sieci ciepłowniczej zdecydowanie przeważała własność sektora publicznego (ponad 70%), z tego 74%

Tabela 23. Przedsiębiorstwa ciepłownicze według województw w podziale na sektor publiczny i prywatny w 2005 r.

Wyszczególnienie	Ogółem	Forma własności	
		sektor publiczny	sektor prywatny
Polska	665	415	250
Dolnośląskie	40	25	15
Kujawsko-pomorskie	39	23	16
Lubelskie	36	24	12
Lubuskie	24	17	7
Łódzkie	37	26	11
Małopolskie	37	21	16
Mazowieckie	57	37	20
Opolskie	19	14	5
Podkarpackie	44	26	18
Podlaskie	25	17	8
Pomorskie	51	30	21
Śląskie	96	47	49
Świętokrzyskie	25	13	12
Warmińsko-mazurskie	44	33	11
Wielkopolskie	50	34	16
Zachodniopomorskie	41	28	13

było własnością samorządów terytorialnych. Z sieci należących do sektora prywatnego niewiele ponad połowa była własnością kapitału zagranicznego.

Sektor zaopatrzenia w ciepło charakteryzuje się znaczną liczbą przedsiębiorstw o dużym rozproszeniu geograficznym, które są bardzo zróżnicowane zarówno ze względu na rodzaj i zakres wykonywanej działalności, jak i stopień zaangażowania w działalność ciepłowniczą. Oprócz przedsiębiorstw, dla których działalność ciepłownicza związana z zaopatrywaniem odbior-

91) Sektor publiczny – grupujący własność państwową (Skarbu Państwa i państwowych osób prawnych), własność jednostek samorządu terytorialnego oraz własność mieszaną z przewagą kapitału (mienia) podmiotów sektora publicznego.

Sektor prywatny – grupujący własność prywatną krajową (osób fizycznych i pozostałych jednostek prywatnych), własność zagraniczną (osób zagranicznych) oraz własność mieszaną z przewagą kapitału (mienia) podmiotów sektora prywatnego.

ców w ciepło stanowi działalność podstawową (klasa 40.30 według Polskiej Klasyfikacji Działalności), należą do niego jeszcze przedsiębiorstwa energetyki zawodowej, których główną działalnością jest wytwarzanie i dystrybucja energii elektrycznej (klasa PKD 40.10), a także wiele przedsiębiorstw, które obok działalności ciepłowniczej prowadzą inną działalność gospodarczą (produkcja przemysłowa, zaopatrzenie w wodę i odprowadzenie ścieków itd.).

Przekształcenia własnościowe i kapitałowe w sektorze spowodowały w ostatnich latach, że udział przedsiębiorstw państwowych ciągle się zmniejsza (w 2002 r. – 3,4%, w 2005 r. – 1,5%) na rzecz spółek akcyjnych i z ograniczoną odpowiedzialnością, których jest najwięcej (w 2005 r. ponad 62%), a ich udział stale wzrasta od 2002 r. o 8 punktów procentowych. Natomiast zmniejsza się udział spółek akcyjnych – o 4 punkty procentowe od 2002 r. i wynosi obecnie około 20%.

Reasumując, ciepłownictwo polskie nie zostało objęte żadnym rządowym programem sektorowym w zakresie restrukturyzacji i prywatyzacji, to jednak przekształcenia własnościowe i organizacyjne stały się jednym z najważniejszych elementów jego reformowania.

1.3. Ceny i efekty ekonomiczne (sytuacja ekonomiczna – wskaźniki efektywnościowe, należności, zobowiązania, nakłady)

Analiza sytuacji finansowej przedsiębiorstw ciepłowniczych w ostatnich latach pozwala stwierdzić, że uległa ona zdecydowanej poprawie. W 2003 r. zaobserwowano spektakularny zwrot w kondycji finansowej sektora ciepłowniczego – przejście od strat do zysku. Stało się to pomimo nieznacznego, słabszego niż inflacja (0,8%) wzrostu cen w koncesjonowanych przedsiębiorstwach ciepłowniczych. Średnia jednoskładnikowa cena ciepła⁹²⁾ wzrosła bowiem w 2003 r. minimalnie – tylko 0,6%, przy czym jej wzrost również znacznie odbiegał od odnotowanego w tym okresie przez Główny Urząd Statystyczny wzrostu cen u odbiorców finalnych (3,4%)⁹³⁾.

Kondycja finansowa sektora ciepłowniczego stale się poprawia, a uzyskiwane przez przedsiębiorstwa ciepłownicze przychody w większości przypadków umożliwiają w pełni pokrycie poniesionych kosztów. Przejawem takiej sytuacji jest m.in. wzrost liczby przedsiębiorstw, które osiągają wynik finansowy bliski zeru lub dodatni. W większości przypadków negatyw-

nie na wynik wpływają koszty pozostałe, niezwiązane bezpośrednio z procesem zaopatrzenia w ciepło, są to m.in. pozostałe koszty operacyjne, koszty finansowe czy straty nadzwyczajne.

Przychody koncesjonowanego sektora ciepłowniczego kształtują się obecnie na poziomie 13,7 mld zł, przy czym udział przychodów ze sprzedaży ciepła w przychodach ogółem kształtuje się na poziomie 96% (spadek o niecały punkt procentowy od 2002 r.). Największy udział stanowią przychody z wytwarzania (55%), a najmniejszy z przesyłania i dystrybucji (około 20%). Pozostała część przychodów to przychody z obrotu ciepłem (około 25%)⁹⁴⁾.

W kosztach prowadzenia działalności ciepłowniczej ciągle największe znaczenie mają koszty paliwa technologicznego, wynagrodzeń oraz koszty amortyzacji. O ile udział kosztów paliwa i amortyzacji utrzymuje się od kilku lat na tym samym poziomie i wynosi odpowiednio 26% i 10%, to udział kosztów wynagrodzeń nieco wzrósł przy stale zmniejszającym się zatrudnieniu (o 1,4 punktu procentowego).

Z naturalnych powodów struktura rodzajowa kosztów silnie różnicuje działalność wytwarzania od przesyłania i dystrybucji ciepła. W kosztach działalności związanej z wytwarzaniem ciepła największy udział mają koszty paliwa technologicznego (47,1%), wynagrodzeń (14,1%) oraz amortyzacji (8,8%). W działalności polegającej na przesyłaniu i dystrybucji ciepła dominują koszty amortyzacji (29,7%) oraz wynagrodzeń (25%).

Rok 2005 był trzecim z kolei, w którym przychody umożliwiły pokrycie z nadwyżką poniesionych kosztów w zakresie działalności związanej z zaopatrzeniem w ciepło. Warto zauważyć, że w 2005 r. prawie cały dodatni wynik finansowy ciepłownictwa został wypracowany w sektorze prywatnym przez przedsiębiorstwa stanowiące własność mieszaną z przewagą własności zagranicznej⁹⁵⁾.

Analiza wyniku finansowego w przedsiębiorstwach ciepłowniczych dowiodła, że wykonywanie przez przedsiębiorstwa tylko działalności związanej z przesyłaniem i dystrybucją oraz obrotem nie pozwalało na osiągnięcie przychodów, które w pełni umożliwiłyby

94) W koncesjonowanym ciepłownictwie można zaobserwować nierzeczny spadek przychodów ze sprzedaży ciepła – 1% w latach 2002-2005. Warto zwrócić uwagę, że zmniejszanie się z roku na rok liczby koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych nie znajduje odzwierciedlenia w zauważalnym spadku przychodów koncesjonowanego sektora. Może to zatem oznaczać podjęcie przez sektor kroków w kierunku racjonalizacji i restrukturyzacji kosztów działalności ciepłowniczej, które są również niezbędne do utrzymania zdolności do świadczenia wysokiej jakości usług ciepłowniczych dla swoich odbiorców.

95) Wśród 29 przedsiębiorstw należących do tej grupy znalazły się m.in. Vattenfall Heat Poland SA, Dalkia Poznań SA, Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich Kogeneracja SA, Elektrociepłownia Białystok SA, Elektrociepłownie Wybrzeże SA, Elektrociepłownia Kraków SA, Elektrownia Skawina SA, Elektrociepłownia Chorzów „Elcho” Sp. z o.o.

92) Dla porównywania stosowanych przez przedsiębiorstwa ciepłownicze cen ciepła wytwarzanego w różnych źródłach, sprzedawanego albo bezpośrednio z tych źródeł, albo przesyłanego sieciami ciepłowniczymi do odbiorców w różnych rejonach kraju została obliczona średnia jednoskładnikowa cena ciepła – to iloraz sumy przychodów ze sprzedaży mocy, ciepła, nośnika ciepła, przychodów z przesyłania i dystrybucji oraz sumy wolumenu sprzedanego ciepła.

93) „Biuletyn Statystyczny GUS”, Nr 5, Warszawa, 2004.

pokrycie poniesionych kosztów. Natomiast działalność wytwórcza zdecydowanie wpływa na poprawę wyniku finansowego.

Wyniki finansowe przedsiębiorstw ciepłowniczych w poszczególnych województwach wskazują, że najtrudniejsza sytuacja w 2005 r. występowała w przedsiębiorstwach województw łódzkiego i zachodniopomorskiego. Również niekorzystna sytuacja była w siedmiu innych województwach: dolnośląskim, lubelskim, lubuskim, podkarpackim, śląskim, świętokrzyskim i warmińsko-mazurskim. Tylko w województwie śląskim począwszy od 2002 r. obserwowana jest systematyczna poprawa wyniku finansowego. Najlepsze wyniki w ostatnim roku osiągały przedsiębiorstwa z województwa mazowieckiego.

Podstawowym elementem wpływającym na przychody w przedsiębiorstwach ciepłowniczych jest wielkość sprzedaży ciepła, która zależy od potrzeb ciepłych odbiorców na obszarze działania danego przedsiębiorstwa oraz jego ceny⁹⁶⁾.

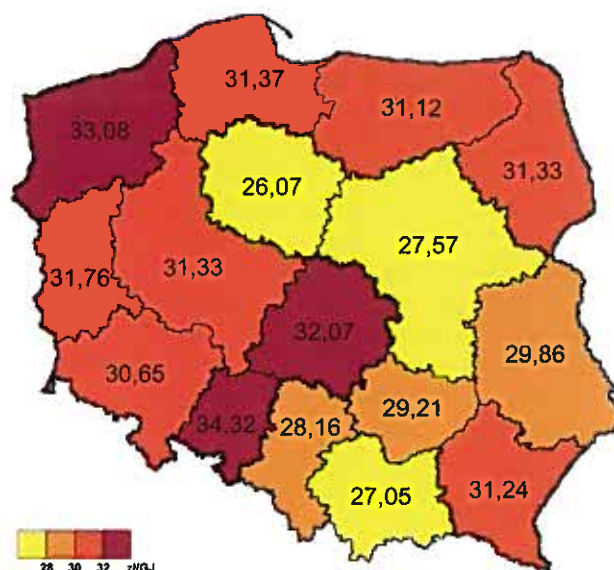
Tabela 24. Średnie ceny ciepła i stawki opłaty przesyłowej według województw w 2005 r.

Województwo	Średnia cena ciepła [zł/GJ]	Średnia stawka opłaty za usługi przesyłowe [zł/GJ]
Polska	22,52	9,59
Dolnośląskie	22,81	10,88
Kujawsko-pomorskie	24,34	6,08
Lubelskie	23,04	9,63
Lubuskie	29,23	6,80
Łódzkie	20,46	10,04
Małopolskie	20,85	10,31
Mazowieckie	21,88	8,43
Opolskie	26,15	11,63
Podkarpackie	25,77	10,27
Podlaskie	22,44	10,79
Pomorskie	22,76	13,88
Śląskie	21,27	9,56
Świętokrzyskie	19,29	10,98
Warmińsko-mazurskie	23,60	9,86
Wielkopolskie	23,86	11,03
Zachodniopomorskie	25,89	9,62

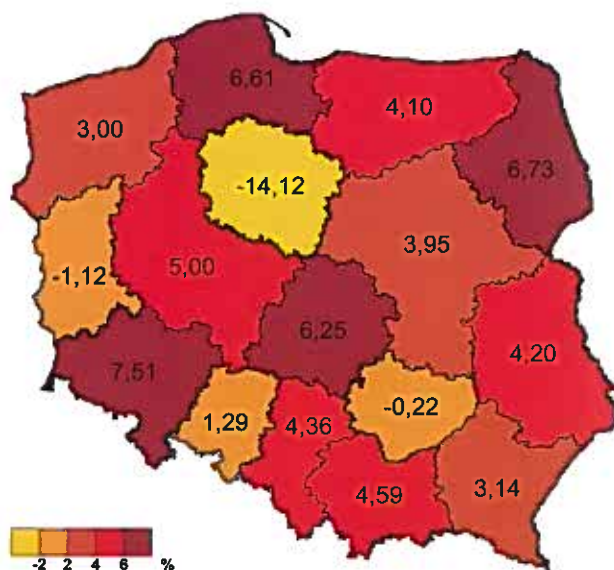
Średnie ceny jednostkowe ciepła stosowane w badanych przedsiębiorstwach były istotnie zróżnicowane. W 2005 r. najniższe ceny sięgały 10-15 zł/GJ, a najwyższe 70-80 zł/GJ, przy średniej ogólnokrajowej na poziomie 29,22 zł/GJ.

96) W rozliczeniach z odbiorcami przedsiębiorstwa stosują ceny za zamówioną moc ciepłą, 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.

Średnia cena jednostkowa ciepła



Zmiana cen



Rysunek 43. Średnie jednostkowe ceny ciepła w 2005 r. oraz zmiana cen w latach 2002-2005

Najwyższe jednostkowe ceny ciepła w 2005 r. stosowały jednostki samorządu terytorialnego (35,79 zł/GJ) oraz przedsiębiorstwa państwowe (36,78 zł/GJ). Natomiast spółdzielnie mieszkaniowe obniżyły swoje ceny od 2002 r. o 10% (tabela 25, str. 45).

Porównanie kształtowania się cen ze względu na wielkość sprzedaży w przedsiębiorstwach ciepłowniczych potwierdza tezę o stosowaniu efektu skali – im większa sprzedaż, tym niższa cena (patrz tabela 26)⁹⁷⁾.

97) Różnica między średnią ceną ciepła w przedsiębiorstwach sprzedających najmniejsze jego ilości (poniżej 100 tys. GJ) a ceną w przedsiębiorstwach, których wolumen sprzedaży przekraczał 2 mln GJ była istotna i kształtowała się w granicach od 32% w 2002 r. do 40% w 2005 r. Obserwuje się, że wraz ze wzrostem ilości sprzedawanego ciepła spada cena, a rośnie wskaźnik rentowności.

Tabela 25. Średnie jednoskładnikowe ceny ciepła według form prawnych w 2002 i 2005 r.

Wyszczególnienie	Średnia jednoskładnikowa cena ciepła w zł/GJ	
	2002	2005
Polska	28,37	29,22
Jednostki samorządu terytorialnego	35,29	35,79
Spółki akcyjne	25,34	27,02
Spółki z o.o.	31,99	32,07
Spółdzielnie mieszkaniowe	36,65	33,04
Przedsiębiorstwa państwowe	33,80	36,78

Wielowymiarowa ocena kondycji przedsiębiorstw ciepłowniczych możliwa jest na podstawie analizy zmian wybranego zbioru mierników efektywności energetyki ciepłej⁹⁸⁾, które pozwalają uchwycić poziom racjonalności i skuteczności realizacji celów ekonomicznych i wykorzystania zasobów oraz sprawności gospodarowania w ciepłownictwie. Można stwierdzić,

(o 6,5% w całym okresie) mógłby być uznany za niepokojący, choć pocieszające jest niewątpliwie jego zahamowanie w 2005 r.

Zmiany w 2005 r. w stosunku do 2004 r. były na ogół niewielkie, w przypadku wskaźników technicznych i ekonomicznych na ogół mniejsze niż 1%. Wyjątki stanowią: spadek emisji CO₂ o 4%, wzrost emisji pyłów o 1,8%, wzrost kosztu jednostkowego zmiennego o 2,4%, a przede wszystkim wzrost wydajności pracy o 6,7%. Jeśli chodzi o wskaźniki finansowe, to zadłużenie niemal nie uległo zmianie, natomiast istotnie (o 6,7%) zwiększyła się płynność. Pozytywne zmiany zaszły w inwestycjach; poprawiła się (o 3,2%) reprodukcja majątku trwałego, a jeszcze wyraźniej (o 8,3%) wzrósł stopień pokrycia nakładów przez środki własne. Na ogół dynamikę efektywności energetyki ciepłej w 2005 r. można ocenić jako korzystną (tabela 28, str. 46).

Mimo że w ostatnich latach efektywność energetyki ciepłej uległa zdecydowanej poprawie, to obserwowany w latach 2002-2005 wzrost zarówno udziału pod-

Tabela 26. Średnie jednoskładnikowe ceny ciepła oraz rentowność w ciepłownictwie według wielkości sprzedaży w latach 2002-2005

Lata	Roczna sprzedaż ciepła [GJ]				
	ogółem	100 tys. i poniżej	100 tys.-1 mln	1-2 mln	powyżej 2 mln
Cena jednoskładnikowa (zł/GJ)					
2002	28,37	35,70	31,34	29,28	26,96
2003	28,55	36,96	31,99	29,71	27,06
2004	29,06	37,74	32,43	30,10	27,44
2005	29,22	38,70	33,12	29,68	27,58
Rentowność (%)					
2002	-0,56	-7,79	-1,38	-0,82	0,26
2003	1,39	-5,95	-1,31	0,32	2,89
2004	1,50	-6,66	-1,08	-1,73	3,58
2005	1,45	-8,19	-1,35	-0,67	3,45

że w okresie 2002-2005 obraz efektywności ciepłownictwa uległ wyraźnej poprawie (patrz: tabela 27). Istotnie wzrosła sprawność wytwarzania, silny spadek wykazała intensywność emisji zanieczyszczeń, zwłaszcza gazami SO₂ i NO_x, w dużym stopniu zwiększyła się wydajność pracy oraz poprawiła się rentowność, silnie spadło całkowite zadłużenie, wyraźnie wzrósł stopień reprodukcji majątku trwałego i stopień pokrycia inwestycji przez środki własne. Niemał nie uległa zmianie sprawność przesyłania i płynność. W bardzo niewielkim stopniu wzrosły: całkowity koszt jednostkowy (w tym – zmienny) i średnia jednoskładnikowa cena, a zmalała produktywność majątku trwałego. Jedynie wzrost kosztu jednostkowego stałego

miałoby być uznany za niepokojący, choć pocieszające jest niewątpliwie jego zahamowanie w 2005 r. Zmiany w 2005 r. w stosunku do 2004 r. były na ogół niewielkie, w przypadku wskaźników technicznych i ekonomicznych na ogół mniejsze niż 1%. Wyjątki stanowią: spadek emisji CO₂ o 4%, wzrost emisji pyłów o 1,8%, wzrost kosztu jednostkowego zmiennego o 2,4%, a przede wszystkim wzrost wydajności pracy o 6,7%. Jeśli chodzi o wskaźniki finansowe, to zadłużenie niemal nie uległo zmianie, natomiast istotnie (o 6,7%) zwiększyła się płynność. Pozytywne zmiany zaszły w inwestycjach; poprawiła się (o 3,2%) reprodukcja majątku trwałego, a jeszcze wyraźniej (o 8,3%) wzrósł stopień pokrycia nakładów przez środki własne. Na ogół dynamikę efektywności energetyki ciepłej w 2005 r. można ocenić jako korzystną (tabela 28, str. 46).

Mimo że w ostatnich latach efektywność energetyki ciepłej uległa zdecydowanej poprawie, to obserwowany w latach 2002-2005 wzrost zarówno udziału pod-

98) W badaniach koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych prowadzonych przez Prezesa URE stosowanych jest 17 wskaźników efektywnościowych podzielonych na cztery grupy: techniczne, ekonomiczne, finansowe i rozwojowe. Cztery lata badań stwarzają możliwość oceny zmian efektywności ciepłownictwa nie tylko w stosunku do roku poprzedniego, ale również w perspektywie wieloletniej.

Spośród koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych w 2005 r. niespełna 60% poniosło nakłady związane z działalnością ciepłowniczą. W 2005 r. łącznie przedsiębiorstwa przeznaczyły na modernizację, rozwój i ochronę środowiska 1 372,2 mln zł, z czego po połowie zostało przeznaczone na inwestycje w źródła ciepła i sieci dystrybucyjne. Od 2002 r. nakłady w źródła zmalały o 6,6%, podczas gdy inwestycje w sieci wzrosły aż o 26,3%.

Tabela 27. Dynamika wskaźników efektywności energetyki ciepłej (w %)

Wskaźnik	Zmiana w stosunku do roku poprzedniego (2005 r. w stosunku do 2004 r.)	Całkowita zmiana w okresie 2002-2005
„techniczny”		
Sprawność wytwarzania	99,9	107,0
Sprawność przesyłania	100,0	99,8
Intensywność emisji CO ₂	96,0	91,4
Intensywność emisji SO ₂	100,3	71,4
Intensywność emisji NO _x	99,2	68,5
Intensywność emisji pyłów	101,8	95,3*
„ekonomiczny”		
Wydajność pracy	106,7	124,6
Produktywność majątku trwałego	99,0	98,0
Rentowność	100,0	102,0
Całkowity koszt jednostkowy	100,4	101,8
Koszt jednostkowy stały	99,8	106,5
Koszt jednostkowy zmienny	102,4	101,9
Średnia cena (jednoskładnikowa)	100,5	103,0
„finansowy”		
Całkowite zadłużenie	99,8	82,0
Płynność	106,7	99,8
„rozwojowy”		
Reprodukcja majątku trwałego	103,2	108,4
Stopień pokrycia inwestycji przez środki własne	108,3	110,3

* W okresie 2003-2005

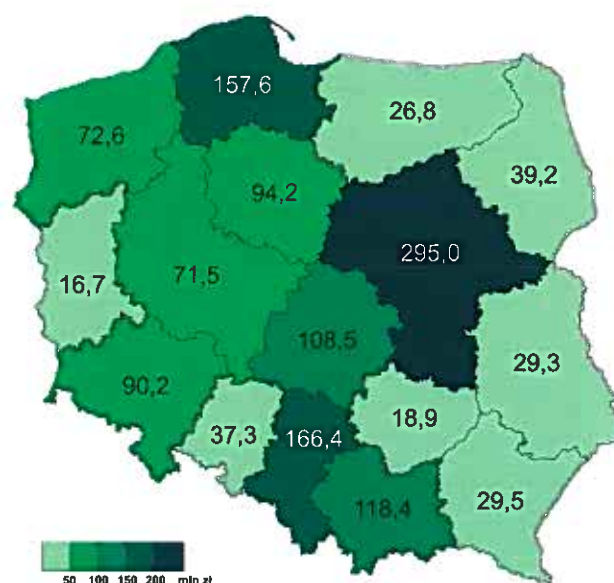
dernizacji systemów ciepłowniczych przy zastosowaniu formy finansowania przez „trzecią stronę” w systemie Przedsiębiorstw Obsługi Energetycznej i Przedsiębiorstw Oszczędzających Energię (ESCO)⁹⁹.

Tabela 28. Dynamika wskaźników efektywności w ciepłownictwie w latach 2002-2005 w układzie wojewódzkim

Województwo	Sprawność wytwarzania	Sprawność przesyłania	Wydajność pracy	Produktywność majątku trwałego	Rentowność	Całkowity koszt jednostkowy	Koszt jednostkowy stały	Koszt jednostkowy zmienny	Średnia jednoskładnikowa cena	Całkowite zadłużenie	Płynność	Reprodukcja majątku trwałego	Stopień pokrycia inwestycji przez środki własne
Polska	107,0	99,8	124,57	98,04	102,03	101,81	106,55	101,93	102,99	82,02	99,77	108,39	110,3
Dolnośląskie	108,6	99,1	136,76	134,22	98,60	109,25	110,93	110,29	107,51	76,56	87,28	166,22	108,6
Kujawsko-pomorskie	103,2	102,9	140,50	107,46	99,52	86,79	110,99	93,44	85,88	95,57	105,66	63,14	103,1
Lubelskie	102,3	99,7	113,38	87,18	98,59	106,29	103,36	106,14	104,20	71,19	97,7	88,94	100,4
Lubuskie	113,2	100,3	155,70	124,54	96,31	100,70	120,36	101,60	98,88	48,08	153,49	114,65	90,2
Łódzkie	101,1	99,5	114,12	95,89	93,73	114,03	111,91	101,20	106,25	64,13	129,52	63,87	107,3
Małopolskie	99,9	100,8	114,37	92,54	103,12	104,53	133,94	96,70	104,59	97,58	112,48	131,58	106,9
Mazowieckie	126,8	98,3	162,40	89,59	106,32	98,30	99,91	100,37	103,95	65,26	71,39	134,46	97,9
Opolskie	100,0	96,3	103,69	105,80	100,48	99,98	94,53	104,82	101,29	79,07	114,18	180,34	108,5
Podkarpackie	110,3	100,3	113,33	150,62	99,62	102,27	111,00	95,79	103,14	76,33	120,15	113,90	104,6
Podlaskie	103,0	98,8	102,86	101,89	95,11	109,16	103,03	108,78	106,73	91,34	111,99	143,10	114,7
Pomorskie	99,6	99,8	117,09	82,74	108,03	100,20	88,94	104,87	106,61	84,20	88,39	269,60	118,7
Śląskie	104,0	100,5	118,90	94,50	104,83	102,38	105,08	101,41	104,36	90,61	113,79	66,68	152,0
Świętokrzyskie	95,5	98,8	118,99	93,44	100,28	99,80	100,60	102,72	99,78	192,99	76,12	114,21	109,7
Warmińsko-mazurskie	100,3	99,5	105,00	84,25	100,55	103,14	103,34	106,39	104,10	93,14	101,75	150,16	101,7
Wielkopolskie	103,6	100,0	125,03	94,54	101,83	102,57	114,57	100,83	105,00	110,70	91,98	100,00	115,6
Zachodniopomorskie	97,9	100,0	112,01	76,13	97,29	107,96	109,11	110,95	103,00	89,96	128,83	90,57	78,4

Większość inwestycji (75%) przypadła na przedsiębiorstwa ciepłownictwa zawodowego. Inwestowały głównie spółki akcyjne i z ograniczoną odpowiedzialnością (w sumie 98% inwestycji w kraju).

99) Przedsiębiorstwa te opracowują i realizują programy modernizacji systemów ciepłowniczych oraz eksploatują je w okresie ustalonym w umowie z właścicielami tych systemów.



Rysunek 44. Nakłady inwestycyjne w 2005 r.

Ponad połowa nakładów inwestycyjnych w 2005 r. przypadła na sektor publiczny (55%), w sektorze prywatnym 80% to inwestycje przedsiębiorstw zagranicznych.

Na lokalnych rynkach ciepła obserwuje się wzrost zainteresowania inwestowaniem w budowę nowoczesnych i przyjaznych dla środowiska źródeł ciepła¹⁰⁰. Są to zarówno źródła odnawialne jak i wysoko wydajne źródła wytwarzające w skojarzeniu energię elektryczną i ciepło w blokach gazowo-parowych opalanych gazem ziemnym¹⁰¹. Obserwuje się też wzrost

100) Zainteresowanie inwestowaniem w źródła odnawialne spowodowane jest nie tylko aspektami związanymi z ochroną środowiska, ale również możliwością dostępu do zewnętrznego finansowania inwestycji na korzystnych warunkach. Przedsiębiorstwa na rynkach lokalnych decydują się opierać wytwarzanie ciepła na źródłach odnawialnych, zwłaszcza w przypadku dokonywania kompleksowych modernizacji systemów ciepłowniczych (Pisz, Frombork, Górowo Iławeckie).

101) Nowo wybudowane źródła w Nowej Sarzynie, Rzeszowie i Lublinie.

zainteresowania współspalaniem biomasy wraz z paliwem węglowym¹⁰²). Produkcja ciepła w źródłach odnawialnych miała zapewnić zarówno spełnienie wymogów ochrony środowiska, jak i relatywnie niskie ceny. Jednak okazało się, że ceny ciepła ze źródeł odnawialnych są wysokie¹⁰³).

2. Strukturalna charakterystyka rynku

2.1. Lokalny charakter rynku

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 dostarczanym za pośrednictwem sieci ciepłowniczych do wielu odbiorców, jak też ciepłem wytworzonym w lokalnych źródłach, indywidualnych dla poszczególnych odbiorców.

Z uwagi na wymagane parametry termiczne dostawa ciepła jest realizowana sieciami o zasięgu lokalnym, a nie ogólnokrajowym, jak to się odbywa w przypadku energii elektrycznej i gazu. W związku z tym w przypadku rynku ciepła można mówić jedynie o rynku lokalnym. Problemy związane z urynkowaniem w zakresie zaopatrzenia w ciepło są bardziej złożone niż w innych „sieciovych” sektorach gospodarki energetycznej, bo 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. W systemach ciepłowniczych sieć ciepłowniczą może zasilać jedno lub więcej źródeł ciepła. W związku z tym, że sieci ciepłownicze służą do przesyłania tylko jednego rodzaju nośnika ciepła (gorącej wody lub pary) o określonych parametrach, 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 warunków technicznych (zasięg i parametry istniejących sieci) oraz ekonomicznych (budowa i rozwój sieci). Ponadto strony oprócz umowy związane są ze sobą trwałym przyłączeniem. W takim przypadku konkurencja jest uzasadniona na etapie podejmowania decyzji o budowie lub rozbudowie istniejących systemów cie-

płowniczych. 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 przy zakupie ciepła dostarczanego do sieci. 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 niewątpliwie rozwijać się pomiędzy przedsiębiorstwami ciepłowniczymi przy wyborze technologii wytwarzania ciepła, która z kolei powinna być czynnikiem wpływającym na obniżkę kosztów i cen oferowanych przez te przedsiębiorstwa.

W zależności od tego, czy koszty eksploatacji węzłów cieplnych i zewnętrznych instalacji odbiorczych (poza obiektami) ponosi dostawca czy odbiorca ciepła, może występować duże zróżnicowanie kosztów świadczenia usług przesyłowych. Ponadto, specyficzne cechy ciepła (przenikanie przez przegrody budowlane) uniemożliwiają dokładny pomiar ilości ciepła wykorzystanego w poszczególnych pomieszczeniach i lokalach, a indywidualne rozliczenia z użytkownikami lokalni mogą być prowadzone jedynie na podstawie umownego podziału kosztów zakupu ciepła dostarczonego do obiektów.

Te wszystkie elementy implikują duże zróżnicowanie rozwiązań organizacyjnych w systemach ciepłowniczych i ich silną zależność od warunków lokalnych oraz zaszczości historycznych.

2.2. Bilans podaży i zużycia ciepła

Zapotrzebowanie odbiorców na dostawę ciepła warunkuje podaż usług ciepłowniczych na jego rynku. Transformacja rynkowa wymusiła na przedsiębiorstwach prowadzących działalność związaną z zaopatrzeniem w ciepło zmianę sposobu zarządzania i postrzegania konsumentów. Zaczęły one dostosowywać swój potencjał produkcyjny do zweryfikowanych potrzeb odbiorców, co doprowadziło do zmian redukcyjnych w obszarze sprzedaży ciepła. Kadra kierownicza przedsiębiorstw ciepłowniczych zaczęła zwracać uwagę na bieżącą analizę ekonomiczną swojej działalności, na kreowanie polityki marketingowej, na jakość i niezawodność dostaw, na poprawę efektywności wykorzystania energii, na zmniejszenie zanieczyszczenia środowiska.

Stan lokalnego bezpieczeństwa energetycznego w zakresie zaopatrzenia w ciepło, tzn. zdolność do zaspokojenia potrzeb cieplnych odbiorców na danym (lokalnym) rynku ciepła zależy też od sytuacji ekonomiczno-finansowej przedsiębiorstw energetycznych (przede wszystkim zajmujących się wytwarzaniem ciepła – z uwagi na konieczność zakupu paliw zużywanych

102) Procesy współspalania biomasy (na razie przy udziale kilku procent) występują m.in. w elektrociepłowniach w Krakowie, Skawinie, Andrychowie i Stalowej Woli.

103) Wynika to ze zwiększonego popytu na paliwa stosowane w źródłach odnawialnych (zwłaszcza biomasę) przy względnie stałym poziomie ich podaży, co w konsekwencji powoduje nieprzewidywany wzrost cen ciepła. Również nowe inwestycje generują dodatkowe koszty finansowe i koszty amortyzacji.

w źródłach ciepła), a także od kondycji finansowej odbiorców i regularności wpłat z tytułu zaopatrzenia w ciepło. Zaległości płatnicze mogą bowiem doprowadzić w przedsiębiorstwach wytwarzających ciepło do braku środków na zakup paliwa (lub stworzenie odpowiedniego jego zapasu), co może zagrażać utrzymaniu ciągłości zaopatrzenia w ciepło.

Decydujące znaczenie dla bezpieczeństwa energetycznego w zakresie zaopatrzenia w ciepło mają:

- stan techniczny i sprawność urządzeń i instalacji w źródłach ciepła, w których następuje przemiana energetyczna (energii chemicznej paliwa na ciepło zawarte w spalinach podgrzewających wodę krążącą w obiegu kotłowym, a w przypadku kotłów parowych wody – w parę wodną),
- stan techniczny i sprawność funkcjonowania sieci ciepłowniczych, którymi transportowany jest nośnik ciepła (zazwyczaj gorąca woda, a niekiedy para wodna),
- stan zapasów paliw w ilości zapewniającej utrzymanie ciągłości zaopatrzenia w ciepło.

Zgodnie z obowiązującymi przepisami za zaopatrzenie w ciepło odpowiedzialne są gminy, natomiast odpowiedzialność za bezpieczeństwo energetyczne na lokalnych rynkach ciepła obciąża głównie przedsiębiorstwa energetyczne.

Obserwowana w ostatnich latach malejąca tendencja zapotrzebowania na ciepło, wynikająca między innymi z postępującej racjonalizacji jego konsumpcji, spowodowała zmniejszenie wolumenu sprzedawanego ciepła prawie we wszystkich grupach przedsiębiorstw ciepłowniczych¹⁰⁵.

2.3. Podażowa strona rynku

Koncentracja i konsolidacja

Przedsiębiorstwa działające w obszarze zaopatrywania odbiorców w ciepło można podzielić na trzy zasadnicze grupy. Pierwsza z nich to tzw. grupa przedsiębiorstw ciepłownictwa zawodowego, 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 również ciepła kupowanego od innych producentów, jak również przedsiębiorstwa z dominującym jednym rodzajem działalności ciepłowniczej – wytwórcy bądź dystrybutorzy ciepła. Druga grupa obejmuje przedsiębiorstwa elektroenergetyki zawodowej czyli takie, które zajmują się przede wszystkim wytwarzaniem i dystrybucją energii elektrycznej, a produkcja ciepła

Tabela 29. Produkcja i rozdysponowanie wytworzonego ciepła w latach 2002-2005

Lata	Liczba przedsiębiorstw	Wytwarzanie ciepła			Odzysk	Zużycie ciepła na potrzeby własne	Ciepło oddane do sieci	Straty ciepła	Ciepło dostarczone do odbiorców przyłączonych do sieci
		ogółem	w tym						
			w pełnym skojarzeniu	w niepełnym skojarzeniu					
[TJ]									
2002	849	467 527,8	-	-	24 939,7	156 424,6	336 043,0	37 104,9	298 938,1
2003	813	460 722,7	-	-	29 558,6	140 845,4	349 435,8	36 862,8	312 573,1
2004	782	442 549,5	220 834,8	54 267,5	27 619,8	139 474,0	330 695,2	37 126,3	293 568,9
2005	665	430 217,9	212 592,2	61 906,9	28 435,9	128 897,8	329 756,1	36 971,3	292 784,8

Z wyprodukowanego ciepła około 30% wytwórcy zużywają na zaspokojenie własnych potrzeb ciepłych. Pozostała jego część wprowadzana jest do sieci: 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.

Wykazana w tabeli ilość ciepła dostarczonego do odbiorców przyłączonych do sieci nie oznacza, że ta sama jego ilość jest przedmiotem sprzedaży¹⁰⁴.

104) Przedsiębiorstwa sprzedają zarówno ciepło pochodzące z produkcji własnej, jak i z zakupu od innych przedsiębiorstw ciepłowniczych. Prawie 48% ciepła oddanego do sieci w 2005 r. było przedmiotem dalszego obrotu (około 51% w 2002 r.). Całkowity zakup ciepła przeznaczonego do obrotu w 2005 r. wyniósł 158 032,2 TJ ciepła. Wśród przedsiębiorstw ciepłowniczych najmniej popularną działalność stanowi wyłącznie handel ciepłem, bowiem w ostatnich latach tylko 0,1% ciepła sprzedawanego było w ramach „czystego obrotu”.

jest dla nich działalnością dodatkową. Trzecia, ostatnia grupa przedsiębiorstw, obejmuje elektrociepłownie oraz ciepłownie należące do małych, średnich i dużych jednostek przemysłowych oraz usługowych, a więc

105) Największy spadek sprzedaży ciepła odnotowano w przedsiębiorstwach województw: zachodniopomorskiego – o 11,8%, warmińsko-mazurskiego – o 10,8% i podlaskiego – o 10,4%. Najwięcej ciepła w 2005 r. sprzedawały przedsiębiorstwa w województwie mazowieckim – 1 756,0 TJ (ponad 2,5 razy więcej niż średnia krajowa), natomiast najmniej (około 300 TJ) sprzedawały przedsiębiorstwa z województw: warmińsko-mazurskiego, lubuskiego, opolskiego i podkarpackiego. W latach 2002-2005 prawie 90% podmiotów koncesjonowanego ciepłownictwa sprzedawało 1 mln i mniej GJ ciepła, a 7% miało sprzedaż wyższą niż 2 mln GJ. Te ostatnie przedsiębiorstwa były głównymi dostawcami ciepła w kraju – ich sprzedaż stanowiła 66% całej sprzedaży ciepła w koncesjonowanym sektorze ciepłowniczym. Z kolei najliczniejsza grupa miała stosunkowo mały udział w krajowej sprzedaży: zaledwie 22%.

podmioty, dla których działalność ciepłownicza to zaledwie ułamek, czasem bardzo niewielki, całej wykonywanej przez nie działalności gospodarczej.

Okolo 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 ciepłem. Przedsiębiorstwa ciepłownicze są, w większości przypadków, zintegrowane pionowo i zajmują się zarówno wytwarzaniem ciepła, jak i jego dystrybucją, a nawet obrotem. Najwięcej, bo 2/3 przedsiębiorstw łączy produkcję z przesyłaniem i dystrybucją ciepła. Gdy do tego dołożyć obrót, to aż 80% podmiotów prowadzi wszystkie rodzaje koncesjonowanej działalności ciepłowniczej. Po 10% podmiotów prowadzi działalność albo tylko wytwórczą, albo zajmuje się przesyłaniem i dystrybucją połączonymi z obrotem. Te ostatnie przedsiębiorstwa posiadają zazwyczaj również źródła wytwórcze, ale takie, które nie podlegają koncesjonowaniu.

Istnieją przedsiębiorstwa eksploatujące źródła i sieci ciepłownicze w różnych miejscowościach na terenie kraju. Należą do nich m.in. Południowy Koncern Energetyczny SA, Wojskowa Agencja Mieszkaniowa, Krajowa Spółka Cukrowa SA, Polskie Koleje Państwowe, Agencja Nieruchomości Rolnych oraz coraz częściej spółki zagraniczne, np. Dalkia Termika SA, Harpen Polska Sp. z o.o., Polish Energy Partners SA itp.

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 cieplnych. Głównymi odbiorcami ciepła są sektor bytowo-komunalny i przemysł. Potrzeby cieplne odbiorców to przede wszystkim ogrzewanie i wentylacja pomieszczeń, podgrzewanie wody wodociągowej oraz potrzeby technologiczne u odbiorców przemysłowych.

W ostatnich kilku latach obserwuje się sukcesywnie 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.

Najbardziej spadło zużycie ciepła w przemyśle. Jeszcze w latach 80. XX wieku przemysł był drugim co do wielkości po sektorze bytowo-komunalnym odbiorcą ciepła z systemów ciepłowniczych. Spadek zużycia ciepła w przemyśle wynika zarówno ze zmniejszenia produkcji w energochłonnych gałęziach, zmian techno-

logii produkcji, jak również z powodów racjonalizacji zużycia energii w ogóle, a ciepła w szczególności (oszczędność ciepła do ogrzewania pomieszczeń).

Natomiast stosunkowo niewielkie zmniejszenie zużycia ciepła w gospodarstwach domowych wynika przede wszystkim z nowoczesnych, energooszczędnych systemów budownictwa, przedsięwzięć termomodernizacyjnych i racjonalizatorskich. 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.

Również inwestycje modernizacyjne w przedsiębiorstwach ciepłowniczych zmniejszające zużycie energii i obniżające koszty eksploatacji urządzeń ciepłowniczych 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-rozliczeniowych zainstalowanych na przyłączach do węzłów cieplnych 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.

Określenie ilości ciepła dostarczonego z sieci ciepłowniczej do węzła cieplnego na pokrycie kilku rodzajów potrzeb cieplnych wymaga dokonania podziału łącznej ilości dostarczonego ciepła na poszczególne instalacje odbiorcze (np. instalację centralnego ogrzewania i instalację ciepłej wody użytkowej). Ponadto w przypadku grupowego węzła cieplnego bardzo często dodatkowo potrzebne jest także dokonanie podziału ilości dostarczonego ciepła na poszczególne budynki, a w dalszej kolejności na lokale mieszkalne i niemieszkalne. Podziałów tych dokonują zazwyczaj zarządcy zasobów mieszkaniowych i to oni ustalają poziom opłat za ciepło dla swoich odbiorców, realizowanych zazwyczaj w systemie zaliczkowym.

Dlatego istnieją rozbieżności pomiędzy cenami i stawkami opłat stosowanymi przez przedsiębiorstwa

Tabela 30. Średnioroczne wskaźniki cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem (inflacja), wskaźniki wzrostu cen ciepła u odbiorców bytowo-komunalnych i w przedsiębiorstwach ciepłowniczych w latach 2000-2005

Wyszczególnienie	2000	2001	2002	2003	2004	2005
	rok poprzedni = 100					
Ogółem	110,1	105,5	101,9	100,8	103,5	102,1
Wzrost cen ciepła u odbiorców	104,3	106,9	106,4	103,4	101,9	101,8
Wzrost cen ciepła w przedsiębiorstwach ciepłowniczych	–	103,1	107,5	100,6	101,8	100,6

Źródło: „Biuletyn Statystyczny GUS”; URE

ciepłownicze a cenami płaconymi przez różne grupy odbiorców końcowych. W tabeli powyżej zaprezentowane zostały wzrosty cen w przedsiębiorstwach ciepłowniczych na podstawie badań przeprowadzonych przez URE oraz wzrosty cen za ciepło w gospodarstwach domowych i wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem (inflacja) publikowane w wydawnictwach Głównego Urzędu Statystycznego.

Wzrost cen ciepła w przedsiębiorstwach ciepłowniczych odbiegał od odnotowanego w tym okresie przez Główny Urząd Statystyczny wzrostu cen u odbiorców

bytowo-komunalnych i od początku okresu regulacji był raczej umiarkowany. Był on również nieco niższy niż wskaźnik inflacji. Można zatem stwierdzić, że nie sprawdziły się zapowiedzi, że odejście od cen urzędowych spowoduje drastyczne wzrosty cen ciepła i usług związanych z jego dostarczeniem do odbiorców. Nasuwa się również wniosek, że dotychczasowa polityka taryfowa prowadzona przez Regulatora, związana z kształtowaniem cen ciepła i jej wpływem na kształtowanie się cen w innych sektorach gospodarki, nie była inflacyjna.

D. PALIWA CIEKŁE

1. Charakterystyka zasobowa

Wytwarzanie oraz import paliw ciekłych

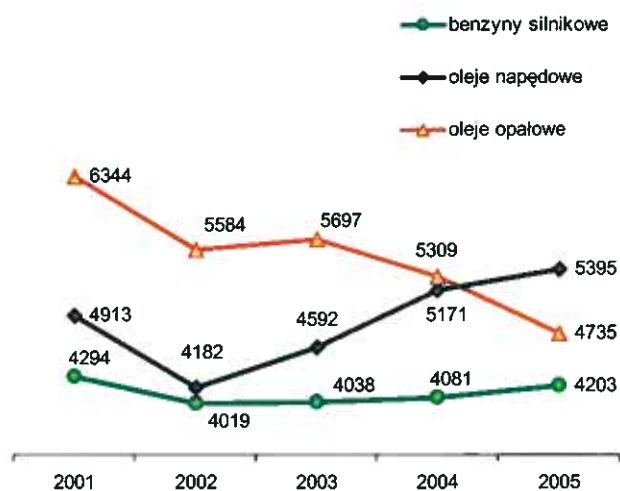
Wytwarzanie paliw zdominowane jest przez Polski Koncern Naftowy Orlen SA i Grupę Lotos SA, które posiadają łącznie siedem rafinerii: w Płocku, w Jedliczach i w Trzebinii (PKN ORLEN) oraz w Gdańsku, Czechowicach, Gorlicach i Jaśle (Grupa LOTOS). Łączna roczna zdolność przerobowa tych rafinerii wynosi ok. 24 000 tys. ton. Istnieją również mniejsi wytwórcy paliw, którzy wytwarzają paliwa poprzez komponowanie paliw z gotowych frakcji ropopochodnych.

Z uwagi na położenie geograficzne oraz istniejącą infrastrukturę przesyłową głównym źródłem dostaw ropy naftowej do Polski jest Rosja. Dostawy z tego kierunku zapewnia rurociąg „Przyjaźń” należący do jednoosobowej spółki Skarbu Państwa – Przedsiębiorstwo Eksploatacji Rurociągów Naftowych „Przyjaźń” SA. Moce przesyłowe tego rurociągu wynoszą ok. 43 mln ton ropy naftowej rocznie, a przy zastosowaniu środków chemicznych poprawiających przepływ ropy można je zwiększyć nawet do ok. 50 mln ton. Alternatywną infrastrukturą dla dostaw ropy naftowej są – Naftoport i Port Północny¹⁰⁶). W 2005 r. import ropy naftowej z Rosji wyniósł ok. 17,5 mln ton. Import z pozostałych krajów takich jak: Kazachstan, Ukraina, Norwegia, Wielka Brytania, wyniósł w sumie ok. 446 tys.

106) Możliwości przeładunkowe Naftoportu i Portu Północnego wynoszą łącznie ok. 33 mln ton ropy naftowej rocznie, co w pełni zabezpiecza zapotrzebowanie krajowe na ten surowiec. Zdolności przewozowe kolei szacuje się na ok. 10 mln ton ropy naftowej lub produktów gotowych rocznie.

ton. Wstępne dane za 2006 r. wskazują na wzrost importu ropy naftowej w stosunku do roku poprzedniego o ok. 7,2%. Mimo, że formalnie nie istnieją bariery importowe, to od wielu lat sytuacja zmienia się powoli i podstawowymi importerami są PKN Orlen SA i Grupa Lotos SA. Obserwuje się w imporcie rosnące zakupy w Rosji i na Białorusi oleju napędowego i lekkiego oleju opałowego.

W odniesieniu do produktów gotowych infrastrukturę logistyczną paliw płynnych tworzą: bazy i terminale paliwowe, rurociągi produktowe, transport kolejowy, transport auto-cysternowy oraz terminale morskie.

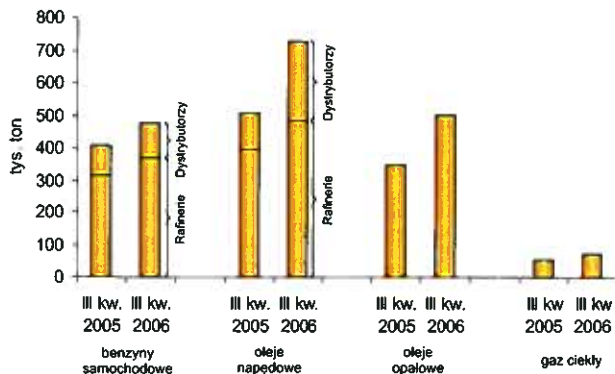


Rysunek 45. Produkcja paliw ciekłych w Polsce [tys. ton]* (Źródło: URE na podstawie danych GUS)

* Bez gazu ciekłego, którego całkowita produkcja w Polsce w latach 2001-2005 nie przekroczyła 300 tys. ton

Magazynowanie paliw ciekłych

Magazynowanie paliw polega na gromadzeniu przez jednego przedsiębiorcę paliw, które nie są przez niego wprowadzane na rynek, lecz przez przedsiębiorców zlecających usługę magazynowania. Większość pojemności magazynowych jest w posiadaniu przedsiębiorstwa – Operator Logistyczny Paliw Płynnych Sp. z o.o.¹⁰⁷⁾ Całkowita pojemność magazynowa baz Operatora wzrosła w 2006 r. do 1,6 mln m³. Istnieją również mniejsze pojemności magazynowe, lecz mają one niewielkie znaczenie.



Rysunek 46. Zapasy paliw ciekłych w Polsce (Źródło: URE na podstawie danych ARE)

Zużycie

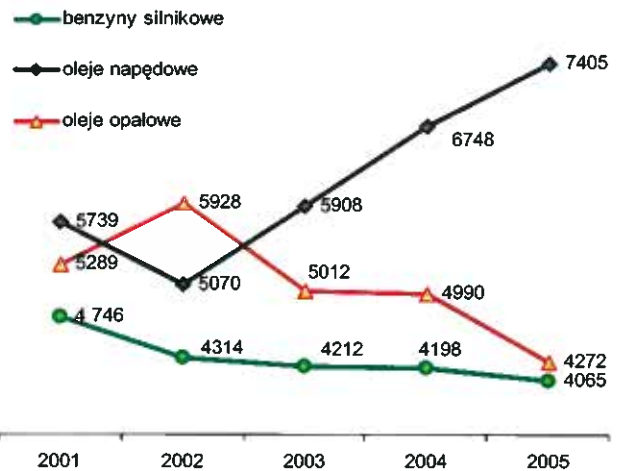
Struktura zużycia paliw odbiega od ich struktury produkcji. I tak wyraźnie rośnie zapotrzebowanie na olej napędowy (w 2002 r. zużycie krajowe wyniosło 5 070 tys. ton, a w 2005 r. 7 405 tys. ton – rysunek 47). Związane to jest bezpośrednio ze wzrostem gospodarczym oraz wzrostem liczby pojazdów samochodowych z silnikami wysokoprężnym (z zapłonem samoczynnym). Rafinerie krajowe nie posiadają wystarczających mocy przerobowych, aby zaspokoić popyt, dlatego też ok. 24% zużycia krajowego w pierwszych trzech kwartałach 2006 r. pochodziło z importu¹⁰⁸⁾. Jednocześnie maleje popyt na benzyny silnikowe (w 2001 r. zużycie wyniosło 4 746 tys. ton, a w 2005 r. 4 065 tys. ton – rysunek 47) oraz na oleje opalowe (w 2001 r. zużycie wyniosło 5 289 tys. ton, a w 2005 r. 4 272 tys. ton – rysunek 47).

Obserwuje się też wzrost zużycia auto-gazu (LPG), z 550 tys. ton w 2000 r., do 1 800 tys. ton w 2005 r.¹⁰⁹⁾ Prawdopodobnie trend ten będzie się utrzymywał, gdyż LPG jest nadal najtańszym paliwem ciekłym na polskim rynku, a dotychczasowe zużycie niewielkie.

107) Do 21 września 2006 r. spółka działała pod nazwą „Naftobaz”.

108) Obliczenia URE na podstawie danych ARE.

109) LPG jest najtańszym paliwem ciekłym, które może być stosowane przy względnie niedużych nakładach finansowych w każdym samochodzie z silnikiem o zapłonie iskrowym. Źródło: Polska Organizacja Gazu Płynnego.



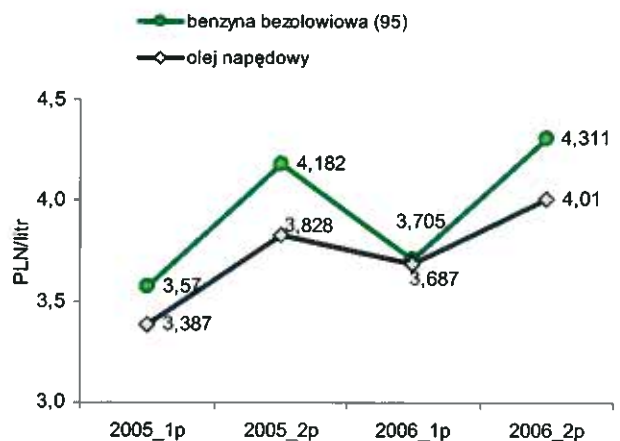
Rysunek 47. Zużycie paliw ciekłych w Polsce [tys. ton] (Źródło: URE na podstawie danych GUS)

2. Charakterystyka rynku

Sprzedaż

Hurtowa sprzedaż paliw jest prowadzona w ponad 80% przez PKN Orlen SA i Grupę Lotos SA.

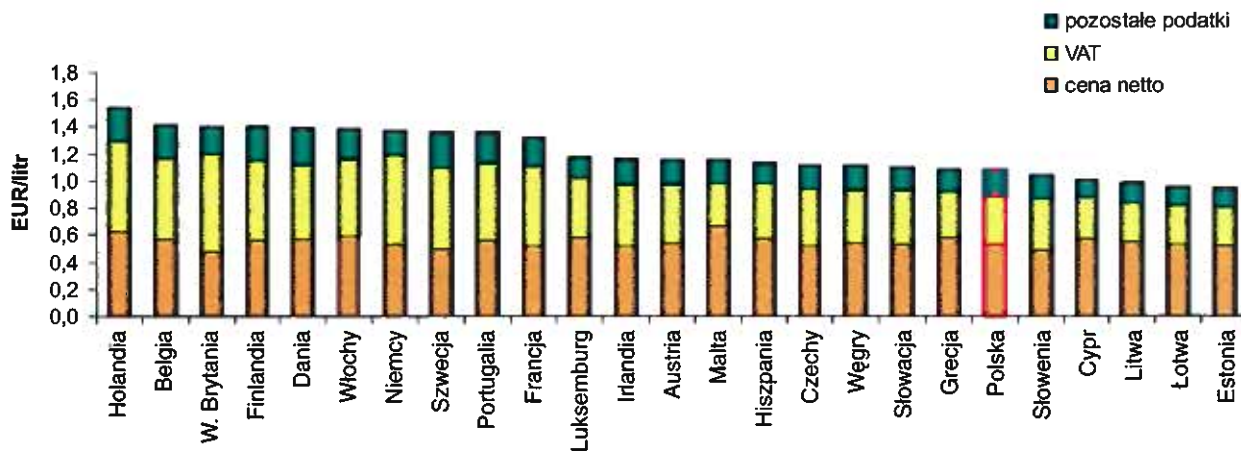
Obrot detaliczny benzynami silnikowymi, olejem napędowym oraz auto-gazem prowadzony jest w zasadzie na stacjach paliw. Na terenie kraju funkcjonuje około 7 000 stacji paliw oraz około 5 900 stacji auto-gazu¹¹⁰⁾. Około 50% stacji paliw należy do przedsiębiorców indywidualnych, natomiast pozostałe są własnością lub też działają pod szyldem sieci detalicznych należących do spółek takich jak: PKN Orlen SA, Grupa Lotos SA, Shell, Statoil, BP itp.¹¹¹⁾ Na dwie największe polskie firmy paliwowe przypada tylko niewiele ponad 30%.



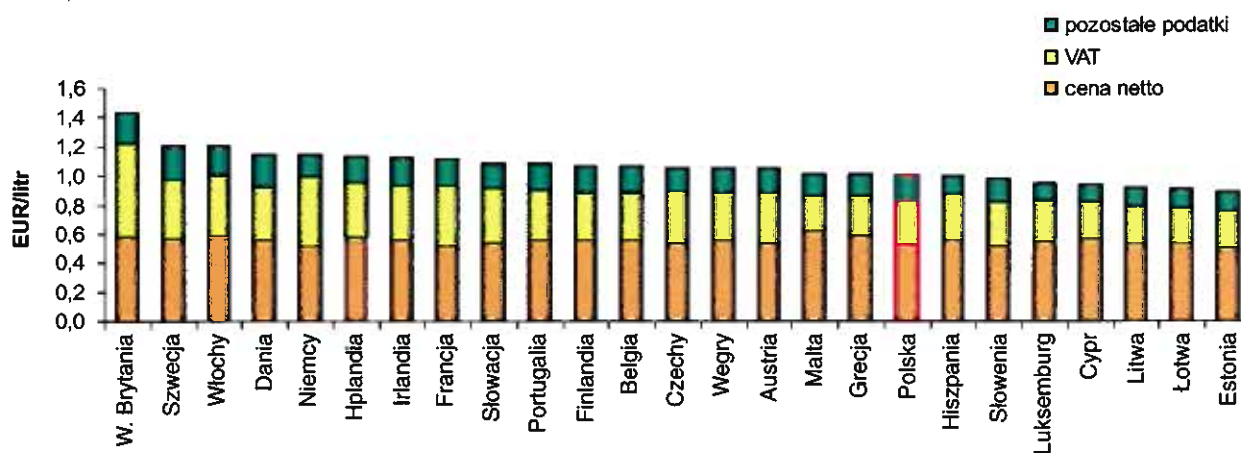
Rysunek 48. Średnie ceny brutto benzyny bezołowiowej 95 oraz oleju napędowego na stacjach benzynowych (Źródło: URE na podstawie danych Eurostatu)

110) Źródło: Polska Izba Paliw Płynnych – Polski Rynek Paliw Płynnych – Raport 2005.

111) Źródło: Polska Izba Paliw Płynnych – Polski Rynek Paliw Płynnych – Raport 2005.



Rysunek 49. Średnie ceny benzyny bezołowiowej 95 w UE, druga poł. 2006 r. [EUR/litr] (Źródło: URE na podstawie danych Eurostatu)



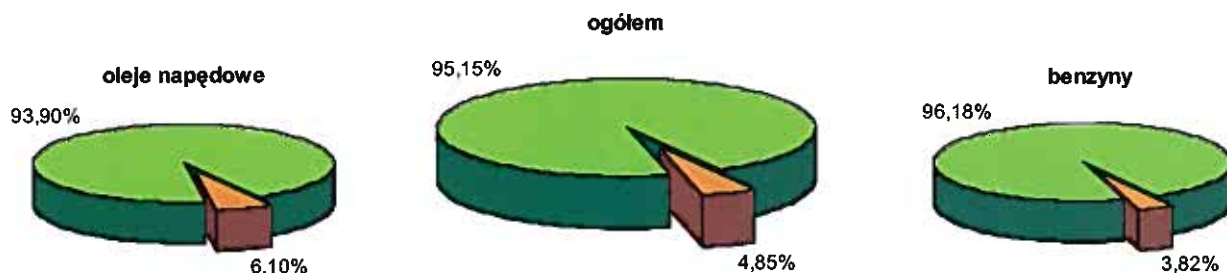
Rysunek 50. Średnie ceny oleju napędowego w UE, druga połowa 2006 r. [EUR/litr] (Źródło: URE na podstawie danych Eurostatu)

Ceny

Ceny paliw ciekłych zasadniczo uzależnione są od cen ropy naftowej na rynkach światowych oraz od wysokości stawek podatku akcyzowego. Ze względu na wysokie ceny ropy naftowej, 1 stycznia 2006 r. stawki podatku akcyzowego na benzyny silnikowe oraz na ole-

je napędowe zostały obniżone i na obniżonym poziomie obowiązywały przez cały rok. Działanie to miało na celu ograniczenie nadmiernego wzrostu cen tych paliw.

W okresie 2005-2006 średnie półroczne ceny benzyny bezołowiowej 95 utrzymywały się powyżej cen oleju napędowego (rys. 48). W drugim półroczu 2006 r. śred-



Rysunek 51. Udział procentowy próbek* niespełniających wymagań jakościowych w 2006 r. (Źródło: Roczny Raport podsumowujący wyniki kontroli jakości paliw ciekłych za okres styczeń – grudzień 2005 r., Główny Inspektorat Inspekcji Handlowej, Warszawa, luty 2007 r.)

* Pobranych na stacjach benzynowych w tzw. systemie europejskim (polegającym na kontroli wylosowanych wcześniej stacji z posiadanej bazy danych) lub krajowym (realizowanym w oparciu o informacje dotyczące podejrzenia oferowania paliwa niewłaściwej jakości wpływające od konsumentów, organów Policji, środków masowego przekazu i innych).

nia cena benzyny bezołowiowej 95 (rys. 49) oraz średnia cena oleju napędowego (rys. 50) kształtowały się w Polsce, w przeliczeniu na euro, na średnim poziomie w UE. Struktura opodatkowania tych paliw była przybliżona do struktury występującej w innych państwach unijnych.

Jakość paliw

Jakość paliw ciekłych ulega ciągłej poprawie. W 2003 r. Główny Inspektor Inspekcji Handlowej rozpoczął kontrolowanie jakości paliw ciekłych, wówczas 24,23% monitorowanych paliw było niewłaściwej jakości. W latach następnych wskaźnik ten malał, w 2004 r. wyniósł 18,8%, w 2005 r. 12,24%, a w 2006 r. 4,85%¹¹²⁾ (rys. 51). Na poprawę tego stanu rzeczy wpływ mają niewątpliwie kontrole Inspekcji Handlowej, jak i system kar przewidziany za tego typu naruszenia, które wymierza Prezes URE w toku postępowania administracyjnego.

112) Źródło: Raporty Głównego Inspektora Inspekcji Handlowej.

Wnioski

Od kilku lat obserwowane są coraz wyraźniejsze trendy na rynku paliw ciekłych, polegające na:

- 1) dominacji w handlu hurtowym dwóch firm: Polski Koncern Naftowy Orlen SA i Grupę Lotos SA,
- 2) względnie zadawalającej konkurencji na rynku detalicznym,
- 3) wzroście roli substytutów a nawet zmniejszenia zakupów w sytuacji rosnących cen na benzynę,
- 4) wzroście sprzedaży oleju napędowego przy spadku benzyn silnikowych i oleju opałowego,
- 5) dynamicznym wzroście sprzedaży auto-gazu,
- 6) rosnącej jakości sprzedawanych paliw.

**Zapraszamy na stronę internetową URE:
www.ure.gov.pl**

The screenshot shows the official website of the Energy Regulatory Office (URE) in Poland. The page features a blue header with the URE logo and name. A yellow navigation bar contains links for 'Urząd Regulacji Energetyki', 'ENGLISH VERSION', and 'MAPA SERWISU'. The date '07.10. Wtorek 17 kwietnia 2007' is displayed in the top right corner. On the left side, there is a vertical navigation menu with categories such as 'Urząd', 'Stanowiska i Komunikaty', 'Prawo', 'Rynek energii elektrycznej', 'Rynek paliw gazowych', 'Rynek ciepła', 'Paliwa ciekłe', 'Blok komponenty i biopaliwa', 'Liberalizacja rynku i zasada TPA', 'Odnawialne źródła energii', 'Wytwarzanie energii w skojarzeniu', 'Rozstrzygnięcie sporów', 'Oddziały Terenowe URE', 'Publikacje', 'Poradnik odbiorcy', 'Energetyka w Europie', 'Współpraca międzynarodowa', 'Komunikacja społeczna', and 'Ciekawe linki'. The main content area, titled 'Aktualności', lists several news items with dates and brief descriptions, including: '05.04.2007 Pismo Prezesa URE do przedsiębiorstw energetycznych...', '30.03.2007 Komunikat w sprawie zmiany instrukcji Ruchu i (Etapowej) Sieci Przewodowej...', '28.03.2007 Komunikat w sprawie jednostkowych opłat zastępczych dla kogeneracji...', '23.03.2007 Informacja w sprawie średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej...', '23.03.2007 Informacja w sprawie Interpretacji art. 4 Ustawy z dnia 12 stycznia 2007 roku...', '22.03.2007 Pismo Prezesa URE do przedsiębiorstw energetycznych...', '18.03.2007 komunikat Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki...', '07.03.2007 Informacja w sprawie zwalżywanej jednostkowej opłaty zastępczej...', and '05.03.2007 Polecamy artykuł pt. „Zagadnienia efektywności energetycznej w krajach Unii Europejskiej”...'

CZĘŚĆ II. REALIZACJA USTAWOWYCH OBOWIĄZKÓW PREZESA URE

1. Wykaz ustawowych obowiązków Prezesa URE

Obowiązki i kompetencje Prezesa URE są ściśle związane z polityką, jaką państwo prowadzi wobec sektora (tzn. warunkami ekonomiczno-politycznymi funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych), koncepcją funkcjonowania rynku oraz wymaganiami zewnętrznymi (obowiązek dostosowania prawa polskiego do prawa Unii Europejskiej).

Koncepcja jednolitego konkurencyjnego rynku europejskiego obejmującego wszystkie sektory gospodarki została przedstawiona przez Komisję Europejską już w 1981 r. (opinia ta została wyrażona w tzw. Single Act). W konsekwencji działania Komisji doprowadziły do wydania pierwszej Dyrektywy elektroenergetycznej 96/92/WE, której wdrożenie przez państwa członkowskie miało doprowadzić do stopniowego wprowadzenia konkurencji na rynku energii elektrycznej. Dyrektywa nie mówiła wprost o obowiązku powołania regulatora rynku energii, ale wskazywała obszary istotne dla ograniczenia pozycji monopolistycznych przedsiębiorstw energetycznych, w których konieczne było funkcjonowanie niezależnego organu regulacyjnego¹⁾.

W pracach przy tworzeniu prawa energetycznego uwzględniono wymagania dyrektywy. 10 kwietnia 1997 r. została uchwalona ustawa – Prawo energetyczne²⁾, która przyznawała Regulatorowi w osobie Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE) zdecydowanie szersze kompetencje niż te określone we wspomnianej dyrektywie. Sposób organizacji rynku oraz usytuowania na nim Regulatora rynku energii został wysoko oceniony przez ekspertów zewnętrznych³⁾.

Do zadań Prezesa URE, wg przepisów ustawy w jej pierwotnym brzmieniu, należała regulacja działalności przedsiębiorstw energetycznych zgodnie z ustawą i założeniami polityki energetycznej państwa, zmierzająca do równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych oraz odbiorców paliw i energii.

Prezes URE regulował w tym okresie działanie przedsiębiorstw przez:

- udzielanie, zmianę, odmowę udzielenia koncesji na wytwarzanie, przesyłanie i dystrybucję oraz obrót

energią elektryczną, paliwami gazowymi i ciepłem oraz obrót paliwami płynnymi,

- zatwierdzanie i kontrolowanie taryf paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła pod względem zgodności z zasadami określonymi w ustawie – Prawo energetyczne (art. 44 i 46) oraz zatwierdzanie i kontrolowanie cen węgla brunatnego,
- uzgadnianie projektów planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych,
- kontrolowanie parametrów jakościowych dostaw i obsługi odbiorców w zakresie obrotu paliwami gazowymi i energią elektryczną,
- rozstrzyganie sporów dotyczących odmowy przyłączenia do sieci, odmowy zawarcia umowy sprzedaży, świadczenia usług przesyłowych oraz nieuzasadnionego wstrzymania dostaw,
- nakładanie kar pieniężnych na zasadach określonych w ustawie,
- współdziałanie z właściwymi organami w przeciwdziałaniu praktykom monopolistycznym przedsiębiorstw energetycznych,
- publikowanie informacji służących zwiększeniu efektywności użytkowania paliw i energii,
- zbieranie i przetwarzanie informacji dotyczących gospodarki energetycznej,
- kontrola kwalifikacji osób, o których mowa w art. 54.

Ustawa przyznawała również Prezesowi URE prawo zwolnienia z obowiązku przedkładania taryfy do zatwierdzenia przedsiębiorstwa, o ile działa ono na rynku konkurencyjnym.

Prezes URE miał również kompetencje żądać od przedsiębiorstw energetycznych informacji dotyczących ich działalności w zakresie objętym koncesją, z zachowaniem przepisów o ochronie tajemnicy państwowej i handlowej.

Ustawa – Prawo energetyczne w latach 1997-2006 była wielokrotnie nowelizowana⁴⁾. Część zmian związana była z rozwojem poszczególnych sektorów i koniecznością dostosowania kompetencji i obowiązków Prezesa URE do ewoluującego rynku. Nowelizacje powodowane były również zmianami w obrębie funkcjonowania administracji. Wpływ na kształt ustawy – Prawo energetyczne miała również zmiana polityki rządu w stosunku do sektora energetycznego.

Nowelizacje spowodowane były również koniecznością przeniesienia do polskiego porządku praw-

1) Zgodnie z art. 13 oraz art. 20 ust. 3 Dyrektywy 96/92/WE państwa członkowskie miały zapewnić powołanie niezależnego organu lub powierzenie dotychczas funkcjonującemu rozstrzyganie sporów z zakresu świadczenia usług TPA oraz prawo wglądu w księgowość przedsiębiorstw.

2) Dz. U. z 1997 r. Nr 54, poz. 348.

3) Zob. np. „Harmonizacja polskiego prawa energetycznego i metrologicznego – sprawozdanie końcowe”, zrealizowane ze środków PHARE przez Ian Pope Associates, wrzesień 2000 r.; dokument niepublikowany znajduje się m.in. w zasobach URE.

4) Tekst pierwotny był nowelizowany przez 28 ustaw, dodatkowo należy zauważyć, że dwukrotnie publikowany był tekst jednolity ustawy.

nego kolejnych dyrektyw odnoszących się do energetyki⁵⁾. Nie wszystkie wprowadzone zmiany były korzystne, ponieważ powodowały osłabienie roli Regulatora jako instytucji działającej tylko w tych obszarach rynku, w których nie jest możliwe funkcjonowanie konkurencji lub jej działanie jest ograniczone. W przypadku kilku nowelizacji obowiązki, które zostały nałożone na Prezesa URE, nie były bowiem związane z regulacją czy też monitorowaniem funkcjonowania liberalizowanego rynku, ale wręcz powodowały, że zmieniał się profil jego działania. Ze ściśle wyspecjalizowanego organu, którego sposoby działania i zakres kompetencji miały źródło w teorii regulacji monopoli naturalnych i którego celem było doprowadzenie polskiej energetyki do funkcjonowania w warunkach rynku konkurencyjnego, powoli ewoluował w kierunku onnipotencji administracyjnej, nadmiernego nadzoru wobec dziedzin energetyki, które takimi cechami się nie charakteryzują. Dochodziły też nowe problemy w rozwoju energetyki, jak np. konieczność uwzględniania środowiska i racjonalnego użytkowania energii.

Poniżej w porządku chronologicznym zostaną przedstawione główne zmiany w zakresie obowiązków i kompetencji Prezesa URE w latach 1998-2006.

14 czerwca 2000 r. zaczęły obowiązywać przepisy⁶⁾, które po raz pierwszy wprowadziły zmiany w charakterze (sposobie) działania Regulatora. Znowelizowane zostały m.in. zapisy art. 23 i 46 prawa energetycznego, które precyzyjniej określiły kompetencje Prezesa URE w procesie zatwierdzania taryf. Dzięki temu Regulator miał prawo:

- żądania od koncesjonowanych przedsiębiorstw energetycznych przedłożenia taryfy do zatwierdzenia,
- ustalania współczynników korekcyjnych (oraz okresu ich obowiązywania) określających projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego oraz zmianę warunków prowadzenia przez to przedsiębiorstwo działalności.

Zwiększone zostały również uprawnienia Prezesa URE w zakresie weryfikacji kosztów przyjmowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne do kalkulacji cen i stawek opłat w taryfie.

5) Dyrektywa 2001/77/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 27 września 2001 r. w sprawie wspierania produkcji na rynku wewnętrznym energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł odnawialnych, Dz. U. UE L 283 z 27 października 2001 r., Dyrektywa 2003/54/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 26 czerwca 2003 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca Dyrektywę 96/92/WE, Dz. U. UE L 176 z 15 lipca 2003 r., Dyrektywa 2003/55/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 26 czerwca 2003 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca Dyrektywę 98/30/WE, Dz. U. UE L 176 z 15 lipca 2003 r.

6) Ustawa z 26 maja 2000 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 48, poz. 555).

Wprowadzenie do ustawy tych zapisów miało kierunkowe, metodyczne i praktyczne znaczenie dla kreowania formuły regulacyjnej, w ramach której Regulator pełni rolę substytutu rynku. Na rynku regulowanym bowiem odbiorcy nie mają możliwości bezpośredniego porównania ofert poszczególnych dostawców i wyboru najkorzystniejszej spośród nich, ich rolę w tym zakresie przejmuje Regulator, dokonując oceny poziomu kosztów uzasadnionych na podstawie analiz porównawczych. Umożliwia to określenie pozycji przedsiębiorstwa regulowanego, w tym poziomu jego efektywności, na tle pozostałych. Zatem zarówno ocena poziomu uzasadnionych kosztów, jak i określenie współczynnika poprawy efektywności muszą być dokonywane poza przedsiębiorstwem.

Postępująca liberalizacja z jednej strony a istniejące na rynku umowy z drugiej strony spowodowały kolejną zmianę w uprawnieniach Prezesa URE⁷⁾. Od 1 stycznia 2003 r. Regulator miał możliwość, na wniosek przedsiębiorstwa energetycznego, czasowo wyłączyć lub ograniczyć nałożony na przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją paliw gazowych obowiązek świadczenia usługi TPA, jeżeli świadczenie usług przesyłowych mogło spowodować dla przedsiębiorstwa poważne trudności finansowe związane z realizacją zobowiązań wynikających z uprzednio zawartych umów, na podstawie których zostało ono obowiązane do zapłaty za określoną w tych umowach ilość paliw gazowych, niezależnie od ilości pobranych paliw gazowych.

Kolejnym rozszerzeniem dotychczasowych kompetencji Prezesa URE był obowiązek wyznaczania na czas określony operatorów systemu przesyłowego elektroenergetycznego i gazowego.

Realizacja celów konwergencyjnych⁸⁾ – określonych w Dyrektywie 2001/77/WE – spowodowała nałożenie przez polskiego ustawodawcę na przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się obrotem energią elektryczną obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, a na przedsiębiorstwa zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej – obowiązku zakupu energii wytwarzanej w skojarzeniu z ciepłem. Natomiast Prezesa URE zobowiązano do nakładania kar pieniężnych na przedsiębiorstwa, które nie przestrzegają obowiązku zakupu, co spowodowało konieczność monitorowania zachowania podmiotów działających na rynku w tym zakresie.

Ta sama ustawa nałożyła na Prezesa URE obowiązek gromadzenia informacji o projektach inwestycyjnych będących w obszarze zainteresowania Unii Europejskiej i przekazywanie ich do Komisji Europejskiej za pośrednictwem ministra właściwego do spraw gospodarki⁹⁾. Jednocześnie na mocy znowelizowanej

7) Ustawa z 24 lipca 2002 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2002 r. Nr 135, poz. 1144).

8) Cele konwergencyjne określiły wielkość udziału energii produkowanej w źródłach odnawialnych w ogólnej ilości sprzedaży energii do odbiorców końcowych w poszczególnych państwach członkowskich.

9) Należy jednak zauważyć, że przepisy te zaczęły obowiązywać od dnia uzyskania przez Polskę członkostwa w UE.

ustawy z 1 stycznia 2003 r. Prezes URE zaprzestał ustalania cen węgla brunatnego stosowanych przez kopalnie wobec elektrowni. Ustawa ta również nałożyła na Prezesa URE obowiązek kontrolowania stosowania ograniczeń wprowadzonych w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa energetycznego, bezpieczeństwa osób, wystąpienia znacznych strat materialnych w dostarczaniu i poborze paliw gazowych oraz energii elektrycznej.

Kolejna zmiana w ustawie – Prawo energetyczne była też spowodowana koniecznością dostosowania prawa polskiego do prawa unijnego. Poprzednia nowelizacja nie uwzględniła wszystkich obowiązków, jakie na państwa członkowskie zostały nałożone Dyrektywą 2001/77/WE¹⁰. Państwa członkowskie zostały zobowiązane do ustalenia obiektywnych, przejrzystych i niedyskryminujących kryteriów, na podstawie których będą wydawane gwarancje pochodzenia energii z odnawialnych źródeł energii. Dyrektywa dopuszczała powołanie jednego lub więcej właściwych organów, niezwiązanych z działalnością wytwórczą i dystrybucyjną, do nadzorowania wystawiania gwarancji pochodzenia.

Polski ustawodawca zdecydował o powierzeniu obowiązku w zakresie wydawania i umarzania świadectw pochodzenia Prezesowi URE¹¹.

Dodatkowo ta sama ustawa nałożyła na Prezesa URE obowiązek zbierania i przetwarzania informacji dotyczących gospodarki energetycznej, w tym obliczanie i ogłaszanie w terminie do 31 marca każdego roku za poprzedni rok kalendarzowy średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w przyłączonych do sieci odnawialnych źródłach energii znajdujących się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej.

Nowe obowiązki Prezes URE zaczął realizować od 1 maja 2004 r.

W 2004 r. na Prezesa URE zostały również nałożone obowiązki niezwiązane bezpośrednio z regulacją rynku energii elektrycznej i gazu. Rynek paliw ciekłych jest rynkiem konkurencyjnym. Ustawodawca jednak zdecydował o powierzeniu Regulatorowi obowiązku monitoringu rynku paliw ciekłych, biopaliw ciekłych oraz biokomponentów¹².

10) W art. 5 dyrektywa zobowiązywała państwa członkowskie do wprowadzenia takich mechanizmów, które poprzez gwarancję pochodzenia zapewnią potwierdzenie wytworzenia energii elektrycznej w źródłach odnawialnych.

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

12) Ustawa z 23 stycznia 2004 r. o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw ciekłych i biopaliw ciekłych (Dz. U. Nr 34, poz. 293 z późn. zm). Ustawa ta obecnie nie obowiązuje. 1 stycznia 2007 r. została zastąpiona przez ustawę z 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych (Dz. U. Nr 169, poz. 1199). W nowej ustawie obowiązki Prezesa URE w zakresie monitorowania rynku paliw i biopaliw oraz biokomponentów zostały utrzymane.

Postępująca liberalizacja rynku i jego stopniowe otwieranie, jak również konieczność wdrożenia na grunt prawa polskiego nowych dyrektyw energetycznych¹³ doprowadziły do kolejnej dużej nowelizacji Prawa energetycznego¹⁴. Wdrożenie wspomnianych dyrektyw w zamierzeniach Komisji Europejskiej ma przyspieszyć proces liberalizacji rynku, a tym samym zmniejszyć różnice występujące w państwach członkowskich w tempie otwierania rynku, wzmocnić pozycję poszczególnych regulatorów, doprowadzić do rzeczywistego wyodrębnienia operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych, stworzyć warunki do funkcjonowania konkurencji przy jednoczesnym zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw dla odbiorców końcowych.

Kompetencje Prezesa URE zostały znacznie rozszerzone m.in. o:

- zatwierdzanie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci w zakresie bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi,
- organizowanie i przeprowadzanie przetargów dotyczących:
 - wyłaniania sprzedawców z urzędu;
 - budowy nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej i realizacji przedsięwzięć zmniejszających zapotrzebowanie na energię elektryczną,
- kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz kontrolowanie na wniosek odbiorcy dotrzymania parametrów jakościowych paliw gazowych i energii elektrycznej,
- kontrolowanie realizacji obowiązków wynikających z przepisów rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady nr 1228/2003/WE z 26 czerwca 2003 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej (Dz. U. UE L 176 z 15.07.2003),
- ustalanie metod kontroli i podejmowanie działań dla poprawy efektywności przedsięwzięć energetycznych,
- określanie i publikowanie wskaźników i cen wskaźnikowych istotnych dla procesu kształtowania taryf,
- zbieranie i przetwarzanie informacji dotyczących przedsięwzięć energetycznych, w tym obliczanie i ogłaszanie w terminie do 31 marca każdego roku:
 - średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła;
 - średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym
- w poprzednim roku kalendarzowym,
- monitorowanie funkcjonowania systemu gazowego i elektroenergetycznego w zakresie:

13) Dyrektywy: 2003/54/WE oraz 2003/55/WE.

14) Ustawa z 4 marca 2005 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 65 poz. 552) dokonała zmian nie tylko w zakresie obowiązków i kompetencji Prezesa URE, ale jednocześnie w istotny sposób wpłynęła na kształt rynku oraz zachowania działających na nim podmiotów.

- 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;
- mechanizmów bilansowania systemu gazowego lub systemu elektroenergetycznego i zarządzania ograniczeniami w krajowym systemie gazowym i elektroenergetycznym;
- warunków przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywania napraw tej sieci;
- wypełniania obowiązku publikowania przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych informacji dotyczących połączeń międzysystemowych, korzystania z sieci i rozdziału zdolności przesyłowych stronom umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii, z uwzględnieniem konieczności traktowania tych informacji jako poufnych ze względów handlowych;
- warunków świadczenia usług magazynowania paliw gazowych, usług skraplania gazu ziemnego oraz innych usług świadczonych przez przedsiębiorstwa energetyczne;
- bezpieczeństwa dostarczania paliw gazowych i energii elektrycznej;
- wypełniania przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych ich zadań;
- wypełniania przez przedsiębiorstwo energetyczne obowiązków wymienionych w art. 44.

Rozszerzony został również zakres spraw rozstrzyganych przez Prezesa URE (art. 8 Prawa energetycznego). Od 3 maja 2005 r. na wniosek strony Prezes URE dodatkowo rozstrzyga spór w przypadku odmowy zawarcia umowy o świadczenie usługi transportu gazu ziemnego, umowy o świadczenie usługi magazynowania paliw gazowych, umowy o świadczenie usługi skraplania gazu ziemnego oraz umowy kompleksowej.

Zmianie uległ również zapis art. 28 Prawa energetycznego. Przepis ten w nowym brzmieniu przyznawał Prezesowi URE prawo wglądu do ksiąg rachunkowych przedsiębiorstwa energetycznego oraz możliwość żądania przedstawienia informacji dotyczących wykonywanej przez to przedsiębiorstwo działalności gospodarczej, w tym informacji o jego projektach inwestycyjnych (z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych i innych informacji prawnie chronionych).

Nowelizacja Prawa energetycznego z 2006 r.¹⁵⁾ – związana przede wszystkim ze zmianami, jakie zachodziły w organizacji i funkcjonowaniu sektora gazo-

wego i wejściem w życie Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady 1775/2005¹⁶⁾ – nałożyła na Prezesa URE obowiązek kontrolowania realizacji obowiązków wynikających z przepisów tego rozporządzenia oraz:

- zatwierdzanie informacji podawanych do wiadomości publicznej przez operatorów systemów przesyłowych gazowych, o których mowa w art. 6 rozporządzenia, oraz wyrażanie zgody na ograniczenie zakresu publikacji tych informacji,
- opiniowanie wniosków operatorów systemów przesyłowych gazowych o wykorzystanie przez użytkowników sieci przesyłowych niewykorzystanych zdolności przesyłowych tych sieci w przypadkach, o których mowa w art. 5 ust. 4 omawianego rozporządzenia,
- zatwierdzanie sposobu wykorzystania przez operatorów systemów przesyłowych gazowych przychodów uzyskiwanych z tytułu udostępniania przez nich niewykorzystanej, a zarezerwowanej zdolności sieci przesyłowych.

Przedstawione powyżej zmiany w zakresie obowiązków i kompetencji Prezesa URE zostały przedstawione ogólnie, wiele szczegółowych kwestii zostało pominiętych. Nie zostały np. przytoczone modyfikacje przepisów, które zmieniały zakres już przyznanych uprawnień¹⁷⁾, chociaż wielokrotnie miały bardzo poważny wpływ na pracę Regulatora¹⁸⁾.

Zakres obowiązków i kompetencji Prezesa URE wydaje się wystarczający, jednak jego doświadczenia wskazują, że nie zawsze przyznane mu instrumenty są wystarczające do skutecznej regulacji.

Należy zauważyć, że zapisy ustawy – Prawo energetyczne nakładają na Prezesa URE obowiązek promowania konkurencji, jednakże ustawodawca nie przewidział dla niego skutecznych narzędzi w zakresie uzyskania informacji i wpływu na zmiany struktury właścicielskiej przedsiębiorstw energetycznych działających na rynku energii oraz katalogu możliwości do podjęcia działań mających zapewnić wystarczającą różnorodność uczestników rynku i zwiększyć konkurencję. W podejmowaniu decyzji, np. o modelu *unbundling* lub o konsolidacji na rynku energii, uczestniczy tylko w przypadku zaproszenia i wyłącznie na prawach innych podmiotów zaproszonych do konsultacji.

16) Rozporządzenie 1775/2005 Parlamentu Europejskiego i Rady z 28 września 2005 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego, Dz. U. UE L 289 z 3 listopada 2005 r.

17) Np. koncesje na obrót paliwami czy wytwarzanie ciepła i energii – obowiązek ich uzyskania związany jest z wielkością obrotu w przypadku paliw ciekłych lub np. wielkością mocy zainstalowanej, które to wielkości ulegały zmianie w czasie obowiązywania ustawy – Prawo energetyczne.

18) W 2004 r. do Prezesa URE w wyniku zmiany przepisów wpłynęło blisko 6 tys. wniosków o uzyskanie koncesji na obrót paliwami.

15) Ustawa z 21 lipca 2006 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 158, poz. 1123).

Prezes URE ma również ograniczone kompetencje ustawowe w zakresie stanowienia standardów dotyczących działalności przedsiębiorstw energetycznych – dużym przełomem było przyznanie mu od maja 2005 r. kompetencji do zatwierdzania instrukcji ruchu operatorów sieci przesyłowych i dystrybucyjnych. Uprawnienie to jest szczególnie skuteczne przy promowaniu konkurencji, ponieważ w procesie zatwierdzania instrukcji Regulator może żądać wprowadzenia w niej zapisów umożliwiających rozwój konkurencji. Na razie trudno jednak ocenić skuteczność działań Regulatora w tym zakresie ze względu na zbyt krótki okres obowiązywania (od 1 czerwca 2006 r.) zatwierdzonej instrukcji przesyłowej operatora elektroenergetycznego, zaś instrukcja operatora gazowego weszła w życie 1 sierpnia 2006 r. Niemniej pierwsze wrażenia i opinie są wysoce pozytywne. Już sama odrębność operatorów od innych rodzajów działalności energetycznej spowodowała zmianę podejścia do podstawowych obowiązków, a tryb opracowania i zatwierdzania instrukcji sprzyjał większej internalizacji ze strony uczestników rynku.

Poniżej przedstawione zostało zestawienie pełnych kompetencji Prezesa URE na koniec 2006 r. Realizacja obowiązków wynikających z ustawy została przedstawiona w dalszej części sprawozdania.

Do zakresu kompetencji władczych wobec przedsiębiorstw energetycznych w 2006 r. należały:

- udzielanie i cofanie zwołnienia z obowiązku świadczenia usług, o których mowa w art. 4 ust. 2, art. 4c, art. 4d ust. 1 i art. 4e ust. 1,
 - rozstrzyganie sporów w zakresie określonym w art. 8 ust. 1,
 - nakładanie kar pieniężnych na zasadach określonych w ustawie,
 - kontrolowanie wykonania obowiązków, o których mowa w art. 9a,
 - kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz kontrolowanie na wnioski odbiorcy dotrzymania parametrów jakościowych paliw gazowych i energii elektrycznej,
 - kontrolowanie realizacji obowiązków wynikających z przepisów rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady nr 1775/2005/WE z 28 września 2005 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego (Dz. U. UE L 289 z 3 listopada 2005 r.) oraz:
 - zatwierdzanie informacji podawanych do wiadomości publicznej przez operatorów systemów przesyłowych gazowych, o których mowa w art. 6 tego rozporządzenia, oraz wyrażanie zgody na ograniczenie zakresu publikacji tych informacji;
 - opiniowanie wniosków operatorów systemów przesyłowych gazowych o wykorzystanie przez użytkowników sieci przesyłowych niewykorzystanych zdolności przesyłowych tych sieci w przypadkach, o których mowa w art. 5 ust. 4 tego rozporządzenia;
 - zatwierdzanie sposobu wykorzystania przez operatorów systemów przesyłowych gazowych przychodów uzyskiwanych z tytułu udostępniania przez nich niewykorzystanej, a zarezerwowanej zdolności sieci przesyłowych,
 - uzgadnianie projektów planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych (o których mowa w art. 16),
 - ustalanie metod kontroli i podejmowanie działań dla poprawy efektywności przedsiębiorstw energetycznych,
 - prawo wglądu do ksiąg rachunkowych przedsiębiorstwa energetycznego oraz możliwość żądania przedstawienia informacji dotyczących wykonywanej przez to przedsiębiorstwo działalności gospodarczej, w tym informacji o jego projektach inwestycyjnych.
- Do kompetencji Prezesa URE wspierających proste funkcjonowanie konkurencji na rynku w 2006 r. należały:
- organizowanie i przeprowadzanie przetargów dotyczących:
 - wyłaniania sprzedawców z urzędu;
 - budowy nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej i realizacji przedsięwzięć zmniejszających zapotrzebowanie na energię elektryczną,
 - współdziałanie z właściwymi organami w przeciwdziałaniu praktykom przedsiębiorstw energetycznych ograniczającym konkurencję,

- zbieranie i przetwarzanie informacji dotyczących przedsiębiorstw energetycznych, w tym obliczanie i ogłaszanie w terminie do 31 marca każdego roku:
 - średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła;
 - średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym
- w poprzednim roku kalendarzowym,
- publikowanie informacji służących zwiększeniu efektywności użytkowania paliw i energii,
- monitorowanie funkcjonowania systemu gazowego i elektroenergetycznego w zakresie:
 - 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;
 - mechanizmów bilansowania systemu gazowego lub systemu elektroenergetycznego i zarządzania ograniczeniami w krajowym systemie gazowym i elektroenergetycznym;
 - warunków przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywania napraw tej sieci;
 - wypełniania obowiązku publikowania przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych informacji dotyczących połączeń międzysystemowych, korzystania z sieci i rozdziału zdolności przesyłowych stronom umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii, z uwzględnieniem konieczności traktowania tych informacji jako poufnych ze względów handlowych;
 - warunków świadczenia usług magazynowania paliw gazowych, usług skraplania gazu ziemnego oraz innych usług świadczonych przez przedsiębiorstwa energetyczne;
 - bezpieczeństwa dostarczania paliw gazowych i energii elektrycznej;
 - wypełniania przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych ich zadań;
 - wypełniania przez przedsiębiorstwo energetyczne obowiązków wymienionych w art. 44,
- kontrolowanie realizacji obowiązków wynikających z przepisów rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady nr 1228/2003/WE z 26 czerwca 2003 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej (Dz. U. UE L 176 z 15 lipca 2003 r.).

W zakresie działalności informacyjnej wspierającej regulację na Prezesie URE ciąży obowiązek określania i publikowania wskaźników i cen wskaźnikowych istotnych dla procesu kształtowania taryf.

W odniesieniu do rynku energii odnawialnej Prezes URE realizuje obowiązek wydawania oraz umarzania

świadectw pochodzenia potwierdzających pochodzenie energii ze źródeł odnawialnych.

Na rynku paliw ciekłych, biopaliw ciekłych oraz biokomponentów Prezes URE na podstawie przekazywanych zbiorczych sprawozdań prowadzi monitoring tego rynku. Zbiorcze informacje wraz z wnioskami Prezes URE przekazuje niezwłocznie ministrom właściwym do spraw finansów publicznych, gospodarki, rynków rolnych oraz środowiska.

Na Prezesie URE ciąży również obowiązek sprawozdawczy wobec Komisji Europejskiej. I tak stosownie do postanowień ustawy – Prawo energetyczne do 31 lipca każdego roku Prezes URE we współpracy z ministrem właściwym do spraw Skarbu Państwa oraz Prezesem Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów opracowuje sprawozdanie dotyczące nadużywania pozycji dominującej przez przedsiębiorstwa energetyczne i ich zachowań sprzecznych z zasadami konkurencji na rynku energii elektrycznej oraz przekazuje je Komisji Europejskiej.

Regulator jest również zobowiązany do przekazywania informacji o ilości energii elektrycznej importowej w danym kwartale z państw niebędących członkami Unii Europejskiej.

Kolejnym obowiązkiem jest gromadzenie i przekazywanie informacji o projektach inwestycyjnych będących w obszarze zainteresowania Unii Europejskiej i przekazywanie ich do Komisji Europejskiej do 15 kwietnia każdego roku.

Kompetencje Prezesa URE obejmują wiele aspektów funkcjonowania rynku, jednak nie zawsze są wystarczające do skutecznej regulacji. Należy zauważyć, że również brak aktów wykonawczych do ustawy – Prawo energetyczne bardzo często utrudnia skuteczną realizację obowiązków. Nie bez znaczenia jest fakt ograniczania niezależności Regulatora przy jednoczesnym zwiększaniu zakresu jego obowiązków niezwiązanych bezpośrednio z jego głównym zadaniem czyli regulowaniem działalności przedsiębiorstw energetycznych zgodnie z ustawą i polityką energetyczną państwa, **co zmierza do równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii**¹⁹⁾.

Działania władcze wobec przedsiębiorstw energetycznych

Działania prorynkowe

Nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne, która weszła w życie 3 maja 2005 r. nałożyła na Prezesa URE obowiązek zatwierdzania instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowych i dystrybucyjnych w za-

19) Szczegółowe stanowisko Prezesa URE dotyczące oceny ustawy – Prawo energetyczne znajduje w artykule Prezesa URE L. Juchniewicza: „Prawo energetyczne – ocena i propozycje zmian”, zamieszczonym na stronie internetowej URE, <http://www.ure.gov.pl/index.php?dzial=15&id=2051>.

kresie bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami. Szczegółowe warunki funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, w tym dotyczące zasad bilansowania i zarządzania ograniczeniami systemowymi powinny zostać opisane w rozporządzeniu wykonawczym do ustawy. Zgodnie z jej przepisami operator systemu elektroenergetycznego przesyłowego został zobligowany do opracowania wydzielonej części instrukcji i jej przedstawienia Prezesowi URE do zatwierdzenia w okresie nie dłuższym niż sześć miesięcy od wejścia w życie znowelizowanej ustawy. W zakresie zasad bilansowania systemu dystrybucyjnego operatorzy tych systemów zostali zobligowani do opracowania zasad bilansowania i ich przedstawienia Prezesowi URE do zatwierdzenia w okresie 60 dni od zatwierdzenia zasad bilansowania systemu przesyłowego. Ponadto zasady bilansowania systemu dystrybucyjnego powinny uwzględniać warunki opracowane przez operatora systemu przesyłowego zatwierdzone przez Prezesa URE. Nowe przepisy prawa w zakresie zatwierdzania zasad bilansowania były wynikiem implementacji do przepisów krajowych Dyrektywy 2003/54/WE dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej. Nowe uregulowania prawne wyszły również naprzeciw oczekiwaniom uczestników rynku w zakresie nadzoru organów państwa w obszarze bilansowania systemu, ponieważ do tego czasu zasady te były ustanawiane niezależnie przez operatora systemu przesyłowego, co wielokrotnie budziło sprzeciw uczestników rynku dotyczący dyskryminacji określonych grup podmiotów na rynku.

Do najważniejszych zmian w zakresie zasad funkcjonowania rynku bilansującego, wprowadzonych w nowej instrukcji, należy zaliczyć odejście od bilansowania obszarowego na rzecz bilansowania ponadobszarowego. Warto podkreślić, że zmiana ta spowodowała dostosowanie zasad funkcjonowania rynku krajowego do zasad funkcjonujących w krajach UE należących do regionu Europy Środkowo-Wschodniej, co umożliwia dalszą integrację rynków europejskich. W zakresie korzyści dla uczestników rynku polskiego należy wymienić istotne zmniejszenie kosztów uczestnictwa w rynku bilansującym, co przyczynia się do zniesienia podstawowej bariery dostępu do rynku, podnoszonej przez uczestników rynku, jak również stwarza ulepszone warunki dla rozwoju zasady dostępu stron trzecich do sieci (TPA). W nowej instrukcji został również zamieszczony katalog informacji, które operator systemu przesyłowego udostępnia do publicznej wiadomości na swoich stronach internetowych. Do ważnych zmian należy zaliczyć również odejście od strefy nieczułości na rynku bilansującym, w obszarze której niezbilansowanie było rozliczane po cenie CRO. Wprowadzony w nowej instrukcji model opiera się tylko na cenach rozchylonych, wynika on ze zmiany formuły wyznaczania tych cen na średnie ważone z wykorzystanych ofert przyrostowych i redukcyj-

nych składanych przez wytwórców. Taka formuła pozwoliła na obniżenie cen rozliczeniowych na rynku bilansującym. Biorąc pod uwagę możliwość uczestnictwa odbiorców detalicznych w zmienionym modelu rozliczeń za niezbilansowanie oraz uwagi wielokrotnie zgłaszane przez uczestników rynku, operator systemu przesyłowego zmienił jednostkę rozliczeń za niezbilansowanie z 1 MWh na 1 kWh, co znosi kolejną barierę uczestnictwa w rynku bilansującym podnoszoną przez uczestników rynku.

Istotne zmiany dotyczyły również zasad rozliczeń za energię elektryczną wytwarzaną i kupowaną przez operatora systemu przesyłowego ze względu na bezpieczeństwo pracy systemu (tzw. generacja wymuszona). W związku z nasilającym się zjawiskiem tzw. gry ograniczeniami²⁰⁾ i związanym z tym dynamicznym wzrostem kosztów funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, Prezes URE zatwierdził zaproponowane przez operatora systemu przesyłowego zmienione zasady rozliczeń za energię wytworzoną w ramach generacji wymuszonej. Zmiana ta dotyczyła w szczególności wspólnego rozliczania jednostek wytwórczych w ramach jednego wytwórcy oraz nowej formuły wyznaczania ceny energii dotyczącej generacji wymuszonej, opartej na odwołaniu do średniej ceny sprzedaży energii na rynku konkurencyjnym jako ceny referencyjnej, publikowanej przez Prezesa URE w trybie art. 23 ust. 2 pkt 18b ustawy – Prawo energetyczne. Biorąc pod uwagę zgłaszane w 2006 r. przez wytwórców uwagi dotyczące braku odzwierciedlenia w zmienionej formule rozliczeń za generację wymuszoną rzeczywistych warunków rynkowych, w tym zachodzących dynamicznie na rynku zmian charakteryzujących się wzrostem średniej ceny energii na rynku konkurencyjnym, z inicjatywy Prezesa URE oraz Prezesów Zarządów elektrowni systemowych zostały podjęte prace Zespołu Trójstronnego złożonego z przedstawicieli Prezesa URE, Operatora Systemu Przesyłowego oraz Towarzystwa Gospodarczego Polskie Elektrownie. Miało on na celu wypracowanie nowej formuły

20) Ze względu na istniejące ograniczenia sieciowe dotyczące wymaganych poziomów napięć w poszczególnych węzłach systemu elektroenergetycznego operator systemu przesyłowego koryguje programy pracy jednostek wytwórczych w krajowym systemie elektroenergetycznym umożliwiając realizację zawartych przez uczestników rynku umów sprzedaży energii przy zachowaniu warunków bezpieczeństwa pracy systemu. Biorąc pod uwagę istotne różnice pomiędzy ceną energii na rynku konkurencyjnym oraz dotyczącą rozliczeń w ramach generacji wymuszonej, jak również ograniczenia sieciowe, część wytwórców dokonywała takiej kontraktacji jednostek wytwórczych, które powodowały konieczność działań dostosowawczych przez operatora systemu przesyłowego w obszarze jednej elektrowni i pozwalały na sprzedaż energii przez wytwórców na rynek bilansujący po cenach znacznie większych niż rynkowe. Takie działanie prowadziło do przenoszenia przez niektórych wytwórców znacznej części wytworzonej energii na rynek bilansujący, co powodowało nierówne warunki funkcjonowania wytwórców na rynku konkurencyjnym.

rozliczeń za energię elektryczną wytworzoną w ramach generacji wymuszonej oraz rozliczeń za uruchomienia jednostek wytwórczych dokonanych na polecenie OSP. W grudniu 2006 r. Zespół Trójstronny uzgodnił, że formuła wyznaczania ceny energii za generację wymuszoną powinna odwoływać się do prognozowanej ceny energii na rynku konkurencyjnym i publikowanej przez Prezesa URE w trybie art. 23 ust. 2 pkt 16 ustawy – Prawo energetyczne (cena wskaźnikowa istotna dla procesu kształtowania taryf).

W zakresie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnych należy stwierdzić, że zawarte w nich regulacje wychodzą naprzeciw oczekiwaniom uczestników rynku. Obowiązujące do chwili zatwierdzenia przez Prezesa URE instrukcje ruchu i eksploatacji sieci rozdzielczych były niemalże wierną kopią instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej; wprowadzały one zasady funkcjonowania rynków detalicznych analogiczne do obowiązujących na rynku hurtowym. Ponadto skupiały się na obowiązkach uczestników rynku, nie określając przy tym ich praw, jak również obowiązków operatorów systemów dystrybucyjnych. Zatwierdzone przez Prezesa URE instrukcje, kwestionowane przez spółki dystrybucyjne na etapie postępowań administracyjnych, ostatecznie wprowadziły jednolite procedury zmiany sprzedawcy, wymagania w zakresie układów pomiarowo-rozliczeniowych, a także standardy obsługi odbiorców. Istotnym uwarunkowaniem dotyczącym odbiorców o niewielkim rocznym zużyciu energii jest możliwość ich bilansowania na podstawie standardowych profili zużycia energii, opracowanych przez OSD i zamieszczonych w zatwierdzanych przez Prezesa URE instrukcjach. Instrukcje uszczegóławiają role operatorów systemów dystrybucyjnych, opisując zadania operatorów pomiarów w zakresie udostępniania i przekazywania informacji niezbędnych w procesie bilansowania. W celu prawidłowego funkcjonowania rynków detalicznych zostały określone niezbędne zależności umowne pomiędzy podmiotami rynku i operatorami systemów elektroenergetycznych, jak również zakres relacji umownych.

Należy podkreślić, że instrukcje ruchu i eksploatacji sieci elektroenergetycznych w sposób skrupulatny opisują funkcjonowanie rynku hurtowego oraz detalicznych, warunkując w dużej mierze niezależność działania operatorów systemów elektroenergetycznych, w szczególności dystrybucyjnych; przyczyniają się tym samym do stworzenia właściwych ram organizacyjnych realizacji prawa dostępu stron trzecich do sieci. Należy podkreślić, że zatwierdzenie instrukcji operatorów systemów dystrybucyjnych miało miejsce w okresie, gdy formalnie żaden z nich nie został jeszcze wyodrębniony (ani nawet wyznaczony), a ich funkcje pełniły spółki dystrybucyjne. W takich warunkach uzyskanie niezależności operatorów systemów dystrybucyjnych jest niezwykle trudnym zadaniem, gdyż w sposób naturalny w spółkach dystrybucyjnych istnieje konflikt interesów pomiędzy niezależną działalnością operatorską i ugruntowaną pozycją dotychczasowe-

go sprzedawcy, dbającego o niedopuszczenie niezależnych sprzedawców do „swoich” odbiorców. Zrozumiałe jest zatem tworzenie przez spółki dystrybucyjne barier dostępu do swoich rynków lokalnych, na których cenę referencyjną wyznacza taryfa. Wart podkreślenia jest fakt, że żadna ze spółek dystrybucyjnych nie wystąpiła do Prezesa URE z wnioskiem o zwolnienie z obowiązku zatwierdzania taryf, ponieważ w rzeczywistości najbardziej atrakcyjnym odbiorcom (o największym zużyciu energii) mogą one zaoferować najkorzystniejszą cenę energii kosztem innych odbiorców, mniej świadomych lub nieuprawnionych do wyboru sprzedawcy.

Należy zaznaczyć, że działania Prezesa URE w zakresie zatwierdzenia instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej i dystrybucyjnej toczyły się w warunkach braku szczegółowych regulacji prawnych dotyczących zasad funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, do wydania których delegację ustawową ma minister właściwy do spraw gospodarki. Ustawodawca nakładając na Prezesa URE dodatkowe zadania, nie dał mu istotnych narzędzi wpływu na kształtowanie modelu rynku. Prezes URE ma jedynie uprawnienie do dokonania transpozycji określonych już zasad do instrukcji ruchu i eksploatacji sieci poprzez jej zatwierdzenie, nie ma możliwości ich zmiany. Jednocześnie ustawodawca uczynił Prezesa URE odpowiedzialnym za system elektroenergetyczny w zakresie działania mechanizmów bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi, nakładając na niego obowiązek zatwierdzania i monitorowania funkcjonowania tych mechanizmów.

Rozstrzyganie sporów

W 2006 r. wszczęto 20 postępowań administracyjnych o rozstrzygnięcie sporu na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne oraz zakończono trzy postępowania wszczęte w 2005 r. Jedno postępowanie wszczęte w 2006 r. zostało zakończone, pozostałe są nadal w toku. Osiemnaście spośród nich dotyczy energii elektrycznej, cztery paliw gazowych. W ramach tych postępowań wydano, w trybie art. 8 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, 14 postanowień określających warunki podjęcia bądź kontynuowania dostaw do czasu ostatecznego rozstrzygnięcia sporu.

Dwa postępowania dotyczą nieuzasadnionego wstrzymania dostaw energii elektrycznej przez operatora systemu przesyłowego PSE – Operator SA w ramach świadczenia usług wymiany międzysystemowej. Postępowania te zostały wszczęte na wnioski: ELNORD SA i Petro Carbo Chem GmbH.

Jedno postępowanie w sprawie odmowy zawarcia umowy o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej dotyczy rozstrzygnięcia sporu pomiędzy PSE – Operator SA a EnergoPartner Sp. z o.o., przedsiębiorstwem obrotu energią elektryczną pełniącym funkcję podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe. Głównym punktem spornym w tej sprawie jest

możliwość powierzenia przez przedsiębiorstwo obrotu jego własnym jednostkom grafików funkcji operatorskich związanych z przekazywaniem danych handlowych lub handlowo-technicznych innemu podmiotowi. W postępowaniu tym zostało wydane postanowienie nakazujące kontynuowanie dostaw energii elektrycznej po rozwiązaniu dotychczasowej umowy łączącej strony sporu na warunkach określonych w tej umowie.

W innym postępowaniu stronami sporu były Nowoczesne Produkty Aluminiowe Skawina Sp. z o.o. i ENION SA. Sprawa dotyczyła ustalenia treści umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, a 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 koszty przyłączenia rozłożył po równo między strony. Określił zatem, że 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 ponownie jest przedmiotem postępowania administracyjnego przed Prezesem URE.

W kolejnym postępowaniu dotyczącym energii elektrycznej spór toczył się pomiędzy PSE SA a STOEN SA i dotyczył ustalenia warunków umowy sprzedaży minimalnej ilości energii elektrycznej pochodzącej z kontraktów długoterminowych. Podstawową kwestię sporną stanowiły terminy płatności za energię elektryczną oraz okres obowiązywania umowy.

Prezes URE swoją decyzją z 22 listopada 2006 r. ustalił treść umowy, w której ustalił szczegółowe zasady (terminy) płatności należności PSE za energię elektryczną dostarczoną w każdym okresie rozliczeniowym, a także okres obowiązywania umowy do 31 grudnia 2006 r. Od decyzji Prezesa URE żadna ze stron nie wniosła odwołania.

Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. w listopadzie 2005 r. wystąpiła o rozstrzygnięcie sporu z Operatorem Gazociągów Przesyłowych Gaz-System Sp. z o.o. dotyczącego ustalenia warunków umów o przyłączenie dystrybucyjnych sieci gazowych miast Radziejów Kujawski i Żukowo. W trakcie toczącego się postępowania strony poinformowały, że podpisały umowę o przyłączenie dystrybucyjnych sieci gazowych Radziejowa Kujawskiego, więc w tym zakresie postępowanie stało się bezprzedmiotowe. Natomiast odnośnie do przyłączenia sieci miasta Żukowo postępowanie administracyjne trwało, jednakże w jego trakcie wnioskodawca zwrócił się do Prezesa URE o odstąpienie od rozstrzygnięcia sporu w tej części. Wydał on zatem decyzję umarzającą postępowanie administracyjne, o co wnioskowała strona występująca ze sporem, a druga strona nie wniosła sprzeciwu.

Z innym sporem w zakresie paliw gazowych wystąpił Zakład Projektowania i Usług Teletechnicznych –

A. Brzozowski Sp. z o.o. w związku z odmową zawarcia umowy sprzedaży paliwa gazowego, którą zgłosiło Polski Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA. W trakcie toczącego się postępowania wnioskodawca odstąpił od żądania rozstrzygnięcia sporu w związku z podpisaniem aneksu do umowy sprzedaży paliw gazowych zawartej z PGNiG SA. Prezes URE stosownie do żądania wnioskodawcy wydał – zgodnie z art. 105 § 2 Kpa – decyzję o umorzeniu postępowania.

W grudniu 2006 r. wszczęto 11 postępowania administracyjnych o rozstrzygnięcie sporu pomiędzy PSE – Operator SA i Polskimi Sieciami Elektroenergetycznymi SA a poszczególnymi spółkami dystrybucyjnymi w sprawie odmowy zawarcia umowy o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej. W siedmiu sprawach wnioski o wszczęcie postępowania wpłynęły od obydwu stron. W jednym przypadku wnioski złożyły PSE – Operator SA i Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA, a w trzech – spółki dystrybucyjne.

Najważniejsze zagadnienia sporne to:

- charakter prawny i podmiotowy zakres obowiązywania IRiESP (czy IRiESP stanowi ogólne warunki umów w myśl art. 384 Kodeksu cywilnego oraz czy i w jakim zakresie spółki dystrybucyjne mogą negocjować poszczególne postanowienia, o których mowa w art. 5 ust. 2 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne),
- zawartość umowy o świadczenie usług przesyłania (zakres odwołań do warunków standardowych określonych w IRiESP),
- tryb zmiany umowy w przypadku zmiany postanowień IRiESP,
- zakres odpowiedzialności operatora systemu przesyłowego z tytułu niewykonania zobowiązań wynikających z umowy.

Z uwagi na fakt, że okres obowiązywania umów o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej dotychczas łączących strony upływał 31 grudnia 2006 r., w każdym postępowaniu strony złożyły wnioski o wydanie postanowienia określającego warunki kontynuowania dostaw energii elektrycznej po tym dniu, w przypadku gdyby do tego czasu nie została wydana decyzja administracyjna rozstrzygająca spór. Po rozpatrzeniu wniosków Prezes URE w każdym postępowaniu wydał postanowienie w trybie art. 8 ust. 2 ustawy, w którym nakazał kontynuowanie dostaw energii na warunkach określonych w umowie łączącej strony do 31 grudnia 2006 r.

Dwa postępowania dotyczą odmowy zawarcia umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej. Jedno w sprawie sporu pomiędzy ENION SA a Polskim Koncernem Energetycznym SA. Punktem spornym jest rozliczanie w ramach jednej jednostki grafikowej dwóch jednostek wytwórczych (elektrociepłowni) tworzących zespół zakładów. W postępowaniu tym zostało wydane postanowienie nakazujące kontynuowanie dostaw energii elektrycznej na dotychczasowych zasadach. Natomiast drugie postępowanie dotyczy sporu zaistniałego pomiędzy ENEA SA a Dalkia Poznań ZEC SA.

W okresie sprawozdawczym wszczęto również dwa postępowania o rozstrzygnięcie sporu na wnioski przedsiębiorstw energetycznych z sektora gazowego. Jedno w sprawie odmowy zawarcia umowy o świadczenie usług magazynowania paliw gazowych. Natomiast drugie postępowanie dotyczy odmowy zawarcia umowy o świadczenie usług przesyłania paliw gazowych przez OGP Gaz-System Sp. z o.o. na rzecz Emfesz NG Polska Sp. z o.o.

Zakończony w 2006 r. postępowanie zostało wszczęte na wniosek EEZ Sp. z o.o. o rozstrzygnięcie sporu w sprawie odmowy przez ENERGA SA zawarcia umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej wytwarzanej w elektrowniach wiatrowych. W związku z tym, że EEZ Sp. z o.o. jako wytwórca energii elektrycznej, eksploatujący źródła wykorzystujące siłę wiatru, przyłączony do sieci ENERGA SA planował sprzedaż całej wyprodukowanej energii spółce dystrybucyjnej i nie zamierzał zawierać umów sprzedaży z innymi odbiorcami, w toku postępowania ustalono, że strony powinna łączyć umowa sprzedaży energii elektrycznej. W takiej sytuacji EEZ Sp. z o.o. wniósł o zmianę przedmiotu sporu na rozstrzygnięcie w sprawie odmowy zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej. W toku postępowania ujawniono, że EEZ Sp. z o.o. nie uzyskał koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach odnawialnych. W związku z tym do czasu uzyskania wymaganej koncesji strony osiągnęły porozumienie i zawarły umowę sprzedaży energii elektrycznej. Z uwagi na fakt, że postępowanie stało się bezprzedmiotowe, zgodnie z art. 105 Kodeksu postępowania administracyjnego, została wydana decyzja, która je umorzyła.

Publikowanie programów zgodności

Na podstawie art. 9d ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne operatorzy systemów, będący w strukturze przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, zobowiązani są do dokonania *unbundlingu* (rozdzielenia działalności dystrybucyjnej od pozostałej działalności), opracowania i realizacji programów, w których określają przedsięwzięcia, jakie należy podjąć w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu, w tym szczegółowe obowiązki pracowników wynikające z tych programów. Sprawozdania zawierające opisy działań podjętych w roku poprzednim w celu realizacji tych programów operatorzy przedstawiają Prezesowi URE do 31 marca każdego roku, stosownie do art. 9d ust. 5 powyższej ustawy. Sprawozdania zgodnie z art. 9d ust. 6 ustawy są publikowane w „Biuletynie URE”.

Do 31 marca 2006 r. zarówno wyznaczeni przez Prezesa URE operatorzy systemów przesyłowych, czyli PSE – Operator SA i Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz-System SA, jak i spółki dystrybucyjne będące na mocy przepisów ustawy z 4 marca 2005 r. zmieniającej ustawę – Prawo energetyczne operatorami systemów dystrybucyjnych w takim zakresie, w jakim pełniły funkcje tych operatorów przed 3 maja 2005 r. –

wykonały obowiązek wynikający z art. 9d ust. 5 ustawy, czyli przedstawiły Prezesowi URE sprawozdania z realizacji programów zgodności w 2005 r. Zaledwie jedna spółka nie dopełniła tego obowiązku w terminie, ponieważ przysłała sprawozdanie po jego upływie.

Sprawozdania zostały opublikowane w „Biuletynie branżowym URE” dla energii elektrycznej w Nr 14, 16, 17 i 18 oraz w „Biuletynie branżowym URE” dla paliw gazowych w Nr 15, 16, 19 i 21.

Przekazane przez operatorów sprawozdania zostały poddane analizie. Wynika z niej, że programy zgodności operatorów systemów przesyłowych zostały przyjęte uchwałami władz spółek już w pierwszym kwartale 2005 r. Operatorzy ci są najbardziej zaawansowani we wdrażaniu programów zgodności, ponieważ w odróżnieniu od operatorów systemów dystrybucyjnych są już prawnie wydzieleni.

Natomiast analiza sprawozdań operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych wykazała, że w 2005 r. tylko w jednej spółce dystrybucyjnej program zgodności został opracowany i przybrał formę oficjalnego dokumentu zatwierdzonego przez władze spółki. W kilku spółkach programy zatwierdzono w pierwszym kwartale 2006 r., natomiast w większości spółek funkcjonowały w tym okresie jedynie projekty takich dokumentów. Znacznie lepiej przedstawiała się sytuacja w spółkach gazowniczych. Zarządy pięciu spośród sześciu spółek gazowniczych przyjęły programy zgodności w formie dokumentów zatwierdzonych uchwałą władz spółki.

Uwzględniając fakt, że stopień zaawansowania wdrażania działań, które mają zapewnić niedyskryminacyjne traktowanie użytkowników systemu w różnych spółkach, jest różny oraz że nie wszystkie spółki podjęły takie same działania, do najważniejszych należy zaliczyć:

- tam gdzie przyjęto program zgodności, rozpoczęto szkolenie pracowników w zakresie ich obowiązków wynikających z programów,
- w nielicznych przypadkach powołano odrębną jednostkę w ramach oddziału pełniącego funkcje operatorskie, koordynującą wdrożenie i realizację postanowień programu,
- wyodrębniono funkcjonujące w ramach struktur zintegrowanych oddziały, które pełnią zadania operatorskie, a w przyszłości zostaną wyodrębnione prawnie jako operatorzy systemów dystrybucyjnych,
- wydzielono ewidencję księgowości dotyczącej działalności dystrybucyjnej,
- opracowano ujednolicone wzory dokumentów dotyczących procesu przyłączenia do sieci i udostępniono je użytkownikom na stronach internetowych,
- rozpoczęto opracowywanie jednakowych dla wszystkich użytkowników systemu procedur obsługi klienta,
- podjęto działania zmierzające do ochrony informacji sensytywnych.

Powyższe dane zostały zebrane na podstawie informacji zawartych w sprawozdaniach operatorów systemów za 2005 r.

2. Sposób wywiązywania się z obowiązków i strategia działania Prezesa URE

Ustawa – Prawo energetyczne powołując do życia organ administracji rządowej – Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (Prezesa URE), powierzyła mu „zadania z zakresu spraw regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji”. Szczegółowy wykaz kompetencji Prezesa URE opisany jest w części II.1. niniejszego sprawozdania, a dla dalszych rozważań w tym miejscu podkreślić należy ogromną zmienność zadań przypisanych Prezesowi URE w czasie, nie tylko ze względu na zmienność otoczenia regulacyjnego, ale i ze względu na związaną z akcesją do Unii Europejskiej konieczność dostosowania prawa krajowego do regulacji unijnych.

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.

Jeśli chodzi o ostatni element, maksymalizacja efektów osiągnięta została poprzez zastosowaną politykę zatrudnienia – 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 miało 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 było w Polsce rzadkością. Z perspektywy czasu należy ocenić, że takie podejście w polityce kadrowej URE przyniosło oczekiwane rezultaty.

Konieczność optymalizacji wykorzystania dostępnych zasobów, także tych materialnych, stała się przesłanką ukształtowania struktury URE.

2.1. Struktura organizacyjna Urzędu Regulacji Energetyki

2.1.1. Schemat – struktura organizacyjna URE

Trzy fundamentalne zasady przyświecały autorom koncepcji organizacji pracy Urzędu – zarówno we wstępnej fazie tworzenia urzędu, jak i w trakcie jego działania.

Po pierwsze, struktura organizacyjna miała umożliwić szybkie uczenie się i przyswajanie warsztatu Regulatora oraz przenoszenie doświadczeń z regulacji jednych sektorów energetyki na pozostałe – stąd koncepcja podziału przedmiotowego, jakby „w poprzek” sektorów.

Po drugie, miała być ona zdolna do szybkich zmian przystosowawczych i absorpcji nowych zadań – w URE przyjęta się nawet praktyka czasowego angażowania poszczególnych pracowników w prace jednostek organizacyjnych szczególnie obciążonych oraz przenoszenia pracowników pomiędzy jednostkami organizacyjnymi w przypadku długotrwałego wzrostu obciążeń.

Po trzecie, choć wymienione na końcu, jednak z pewnością nie najmniej ważne, sprawy miały być załatwiane najbliżej miejsca, w którym powstają problemy, a administracja URE pozostać miała w bliskim kontakcie z jej klientami – odbiorcami paliw i energii oraz przedsiębiorstwami energetycznymi w miejscu ich działania. Najlepszym przykładem jest wykonywanie przez oddziały terenowe URE zadań w zakresie regulacji rynków ciepła, będących zasadniczo rynkami o znaczeniu lokalnym, przy jednoczesnym realizowaniu przez centralę URE części zadań w zakresie koordynacji i standaryzacji (w przypadku częstych zmian regulacji prawnych przejawiało się to w przygotowywaniu wraz z oddziałami terenowymi wyjaśnień dotyczących wpływu nowych przepisów na sposób prowadzenia postępowań administracyjnych), a także części funkcji analityczno-statystycznych w odniesieniu do ciepłownictwa.

Aktualna struktura organizacyjna URE została określona w statucie²¹⁾ i przedstawiona jest na schemacie na str. 65.

Zgodnie ze statutem URE, organizację wewnętrzną, zakres zadań i tryb pracy komórek organizacyjnych, wyodrębnionych stanowisk i oddziałów, o których mowa w ust. 1 i 2, określa regulamin organizacyjny nadany przez Prezesa na wniosek dyrektora generalnego Urzędu²²⁾.

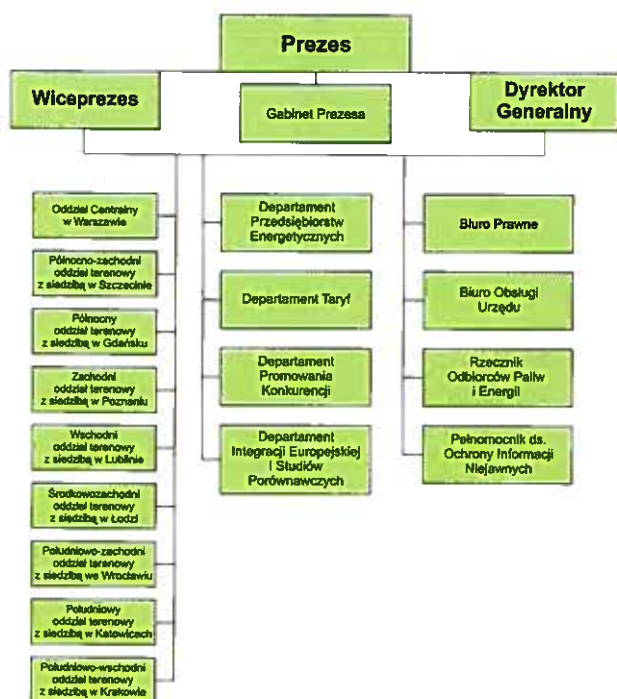
2.1.2. Podstawowy układ hierarchiczny

Prezes URE, będąc organem administracji, jest depozytariuszem wszelkich kompetencji przypisanych w ustawie – Prawo energetyczne, które realizuje z wykorzystaniem Urzędu Regulacji Energetyki. Prezes URE kieruje Urzędem przy pomocy Wiceprezesa, Dyrektora Generalnego oraz dyrektorów komórek organizacyjnych. 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, przygotowywanie odpowiedzi na interpelacje i zapytania posłów i senatorów, dezyderaty komisji sejmowych i senackich, przygotowywanie sprawozdań i materiałów do publikacji i realizacja polityki informacyjno-promocyjnej Prezesa URE.

21) Statut Urzędu Regulacji Energetyki stanowi załącznik do Zarządzenia Ministra Gospodarki z 25 czerwca 2002 r. w sprawie nadania statutu Urzędowi Regulacji Energetyki.

22) Aktualnie obowiązujący regulamin organizacyjny URE jest załącznikiem do Zarządzenia Nr 3/2005 Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z 12 maja 2005 r. w sprawie ustalenia regulaminu organizacyjnego Urzędu Regulacji Energetyki, zmienionego Zarządzeniem Nr 2/2006 Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z 5 października 2006 r.

Struktura organizacyjna URE



Z kolei struktura organizacyjna poszczególnych komórek organizacyjnych została ustalona w wewnętrznych regulaminach organizacyjnych zatwierdzonych przez Prezesa URE na wniosek Dyrektora Generalnego. W komórkach organizacyjnych mogą być tworzone wydziały i jedno- lub wieloosobowe stanowiska pracy.

Delegacja wybranych kompetencji Prezesa URE na rzecz wskazanych pracowników URE odbywa się na podstawie zapisów regulaminu organizacyjnego oraz na podstawie odrębnych pełnomocnictw o charakterze stałym, okresowym lub zadaniowym.

Departamenty przedmiotowe

W strukturze organizacyjnej URE funkcjonują obecnie cztery departamenty:

1. *Departament Przedsiębiorstw Energetycznych*, realizujący zadania w zakresie:

- udzielania, zmian, cofania lub stwierdzenia wygaśnięcia koncesji (promesy koncesji), przygotowywania decyzji nakazujących dalsze prowadzenie działalności po wygaśnięciu koncesji oraz kontrolowania przestrzegania warunków prowadzenia działalności objętej obowiązkiem uzyskania koncesji,
- wyznaczania operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych,
- udzielania zgody na budowę gazociągu bezpośredniego lub linii bezpośredniej,
- uzgadniania projektów planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych i energii elektrycznej,
- uzgadniania planów wprowadzania ograniczeń w poborze paliw gazowych oraz energii elektrycznej,

- wydawania i umarzania świadectw pochodzenia energii,
- kontroli realizacji obowiązku zakupu energii elektrycznej lub ciepła ze źródeł odnawialnych oraz produkowanych w skojarzeniu (w tym uiszczenia opłaty zastępczej),
- prowadzenia kontroli zapasów paliw,
- przygotowywania aktów powołania i odwołania komisji kwalifikacyjnych,
- monitorowania rynku biopaliw i paliw ciekłych.

2. *Departament Taryf*, realizujący zadania w zakresie:

- zatwierdzenia taryf dla paliw gazowych i energii elektrycznej, kontrolowania ich stosowania oraz rozpatrywania spraw spornych pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi, mających związek z realizacją zatwierdzonych taryf,
- 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,
- monitorowania wypełniania przez przedsiębiorstwo energetyczne obowiązków w zakresie sposobu prowadzenia ewidencji księgowej,
- określania kryteriów ekonomicznych i technicznych warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznych i gazowych.

3. *Departament Promowania Konkurencji*, realizujący zadania w zakresie:

- wypracowywania i wdrażania mechanizmów konkurencyjnych na rynkach paliw gazowych i energii elektrycznej,
- kontrolowania realizacji obowiązków operatorów systemów przesyłowych w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego,
- monitorowania funkcjonowania systemu gazowego i elektroenergetycznego w zakresie wypełniania przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych ich zadań,
- zatwierdzania instrukcji ruchu i eksploatacji sieci w zakresie bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi,
- organizacji i prowadzenia przetargów na budowę nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej i przedsięwzięć racjonalizujących zużycie energii elektrycznej,

- monitorowania rynków paliw gazowych i energii elektrycznej oraz przedsiębiorstw energetycznych pod kątem nadużywania pozycji dominującej i zachowań sprzecznych z zasadami konkurencji,
 - działania na rzecz rozwoju konkurencji oraz 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,
 - zwalniania z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia,
 - wyznaczania sprzedawców z urzędu, w tym przeprowadzanie przetargów,
 - realizacji zadań Prezesa związanych z likwidacją kontraktów długoterminowych w elektroenergetyce.
4. *Departament Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych*, realizujący zadania w zakresie:
- inicjowania i koordynowania działań Urzędu wynikających z ustawowych zadań Prezesa w związku z członkostwem Polski w Unii Europejskiej i udziałem Polski we wspólnej polityce energetycznej,
 - przygotowywania do przekazania Komisji Europejskiej wniosków, informacji, sprawozdań i stanowisk Prezesa,
 - organizowania współpracy z zagranicą, opracowywania i realizacji umów w tej sprawie, utrzymywania kontaktów z zagranicznymi instytucjami regulacyjnymi oraz z innymi podmiotami zagranicznymi w dziedzinach objętych zakresem działania Prezesa URE,
 - przygotowywania informacji i opracowań porównawczych dotyczących energetyki w ramach gospodarki światowej, ze szczególnym uwzględnieniem europejskiego rynku paliw gazowych i energii elektrycznej,
 - gromadzenia i przetwarzania danych o gospodarce energetycznej,
 - ustalania metod kontroli i przygotowywania projektów działań dla poprawy efektywności przedsiębiorstw energetycznych,
 - monitorowania i oceny bezpieczeństwa dostarczania paliw gazowych i energii elektrycznej.

Obsługa prawna Urzędu realizowana jest przez *Biurowo 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 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.

Z kolei obsługą administracyjną i finansową zajmuje się *Biurowo 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 eksploatacją,
- obsługa wyjazdów krajowych i zagranicznych pracowników Urzędu.

W obecnej strukturze URE funkcjonują także trzy wyodrębnione stanowiska:

1. *Stanowisko do Spraw Ochrony Informacji Niejawnych*, realizujące zadania w 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 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.
3. *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).

Jednostki terytorialne

W związku ze wspomnianą potrzebą maksymalizacji efektów regulacji przy ograniczonych zasobach Prezes URE już 1 kwietnia 1998 r. wydał Zarządzenie Nr 3 w sprawie utworzenia oddziałów terenowych (OT) URE oraz określenia ich siedziby, właściwości terytorialnej i rzeczowej²³. Ostatecznie status oddziałów terenowych potwierdzony został w ustawie – Prawo energetyczne (art. 22 ust. 1), a ich zasięg terytorialny i właściwość rzeczową uregulowano w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z 4 lipca 2002 r. w sprawie szczegółowego zasięgu terytorialnego i właściwości rzeczowej oddziałów Urzędu



Rysunek 1. Zasięg terytorialny oddziałów terenowych URE (Źródło: URE)

Regulacji Energetyki (Dz. U. Nr 107, poz. 942). Obecnie w strukturze URE funkcjonuje dziewięć oddziałów terenowych, działających na obszarach uwidoczniionych na rysunku 1.

Określenie zadań oddziałów terenowych miało miejsce po raz pierwszy we wspomnianym Zarządzeniu Nr 3 z 1998 r. Początkowo zakres zadań realizowanych samodzielnie przez oddziały terenowe był węższy niż obecnie i poza prowadzeniem postępowań w sprawach: zatwierdzenia taryf dla ciepła, udzielenia koncesji na działalność w zakresie zaopatrzenia odbiorców w ciepło oraz sporów w trybie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, 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. Ze względu na lokalny charakter gospodarki ciepłej, dużą liczbę, a także różnorodność koncesjonowanych przedsiębiorstw dostarczających odbiorcom ciepło oraz celem ułatwienia odbiorcom i przedsiębiorcom dostępu do organu regulacyjnego, zadania regulacyjne w odniesieniu właśnie do tego sektora powierzone zostały oddziałom. Jednocześnie wraz z rosnącą liczbą zadań stawianych przed Prezesem URE, systematycznemu rozszerzeniu podlegał zakres spraw załatwianych przez oddziały terenowe. Jednocześnie, pomimo zasadniczego wzrostu ilości zadań stawianych przed oddziałami terenowymi, liczba pracowników w nich zatrudnionych nie zwiększała się, a w przypadku niektórych oddziałów nawet się zmniejszała. W tabeli 1 (str. 68) przedstawiony został rozwój kompetencji delegowanych do oddziałów terenowych URE.

Z analizy informacji przedstawionych w tabeli wynika, że z roku na rok poszerzał się katalog zadań powierzanych oddziałom terenowym. Ciekawym przypadkiem jest koncesjonowanie działalności w zakresie zaopatrzenia w ciepło. Początkowo (w 1998 r.) zadanie to realizowane było równocześnie w centrali URE i w oddziałach terenowych jako proces udzielania kilku tysięcy koncesji z urzędu. Następnie jednak, gdy większość decyzji o udzieleniu z urzędu koncesji została wydana i w związku z tym obciążenie centrali Urzędu zmalało, proces koncesjonowania ciepłownictwa był czasowo realizowany poza oddziałami.

Na stronach 69-70 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.

Obowiązujący w 2006 r. wykaz zadań oddziałów terenowych zawarty jest w regulaminie organizacyjnym URE²⁴. 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:

- udzielenie zmiany, cofnięcia lub stwierdzenie wygaśnięcia koncesji (promesy koncesji) oraz przygotowywanie decyzji nakazujących dalsze prowadzenie działalności po wygaśnięciu koncesji dla podmiotów prowadzących działalność w obszarach:

– udzielenie zmiany, cofnięcia lub stwierdzenie wygaśnięcia koncesji (promesy koncesji) oraz przygotowywanie decyzji nakazujących dalsze prowadzenie działalności po wygaśnięciu koncesji dla podmiotów prowadzących działalność w obszarach:

23) Zarządzeniem tym utworzono sześć oddziałów, których siedziby mieściły się w: Gdańsku, Katowicach, Krakowie, Łodzi, Poznaniu i Wrocławiu. Następnie na mocy Zarządzenia Nr 4 z 30 kwietnia 1998 r. listę oddziałów terenowych uzupełnił oddział w Warszawie i kolejno decyzjami Prezesa URE z 2 września 1998 r. – oddział w Szczecinie i z 9 listopada 1998 r. – oddział w Lublinie.

24) Załącznik do Zarządzenia Nr 3/2005 Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z 12 maja 2005 r. w sprawie ustalenia regulaminu organizacyjnego Urzędu Regulacji Energetyki, zmienionego Zarządzeniem Nr 2/2006 Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z 5 października 2006 r.

Tabela 1. Ewolucja zadań oddziałów terenowych URE

Rok kalendarzowy	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Prowadzenie spraw związanych ze zgłaszaniem zastrzeżeń z art. 7 ust. 9 ustawy –Prawo energetyczne								<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Prowadzenie postępowań administracyjnych w sprawach udzielenia koncesji na obrót paliwami ciekłymi							<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Gromadzenie, analiza i przetwarzanie sprawozdań przedsiębiorstw energetycznych z prowadzonej działalności URE-C1					<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Prowadzenie postępowań administracyjnych w sprawach udzielenia koncesji na działalność w zakresie zaopatrzenia w paliwa gazowe					<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Prowadzenie postępowań administracyjnych w sprawach udzielenia koncesji na działalność w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną					<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Prowadzenie postępowań administracyjnych w sprawach zatwierdzenia taryf dla paliw gazowych					<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Prowadzenie postępowań administracyjnych w sprawach zatwierdzenia taryf dla energii elektrycznej				<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Prowadzenie postępowań administracyjnych w sprawach zatwierdzenia taryf dla ciepła		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Działalność kontrolna		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Prowadzenie postępowań administracyjnych w sprawach wymierzenia kar pieniężnych		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Załatwianie skarg dotyczących działalności przedsiębiorstw energetycznych		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Prowadzenie postępowań administracyjnych w sprawach spornych z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Prowadzenie postępowań administracyjnych w sprawach udzielenia koncesji na działalność w zakresie zaopatrzenia w ciepło	<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

Źródło: URE

Nazwa oddziału terenowego	Oddział Centralny
Siedziba	Warszawa
Liczba zatrudnionych w oddziale	19
Teren działania	woj. mazowieckie
Liczba koncesjonariuszy ogółem	1 800
w tym: elektroenergetyka	128
gazownictwo	24
ciepłownictwo	53
paliwa ciekłe	1 595

Nazwa oddziału terenowego	Północno-Zachodni OT
Siedziba	Szczecin
Liczba zatrudnionych w oddziale	14
Teren działania	woj. zachodniopomorskie woj. lubuskie
Liczba koncesjonariuszy ogółem	705
w tym: elektroenergetyka	94
gazownictwo	6
ciepłownictwo	58
paliwa ciekłe	547

Nazwa oddziału terenowego	Północny OT
Siedziba	Gdańsk
Liczba zatrudnionych w oddziale	15
Teren działania	woj. pomorskie woj. warmińsko-mazurskie
Liczba koncesjonariuszy ogółem	955
w tym: elektroenergetyka	162
gazownictwo	5
ciepłownictwo	68
paliwa ciekłe	720

Nazwa oddziału terenowego	Zachodni OT
Siedziba	Poznań
Liczba zatrudnionych w oddziale	16
Teren działania	woj. wielkopolskie woj. kujawsko-pomorskie
Liczba koncesjonariuszy ogółem	1 452
w tym: elektroenergetyka	153
gazownictwo	7
ciepłownictwo	77
paliwa ciekłe	1 215

Nazwa oddziału terenowego	Wschodni OT
Siedziba	Lublin
Liczba zatrudnionych w oddziale	13
Teren działania	woj. lubelskie woj. podlaskie
Liczba koncesjonariuszy ogółem	1 003
w tym: elektroenergetyka	51
gazownictwo	3
ciepłownictwo	49
paliwa ciekłe	900

Nazwa oddziału terenowego	Środkowozachodni OT
Siedziba	Łódź
Liczba zatrudnionych w oddziale	16
Teren działania	woj. łódzkie woj. świętokrzyskie
Liczba koncesjonariuszy ogółem	1 250
w tym: elektroenergetyka	102
gazownictwo	3
ciepłownictwo	57
paliwa ciekłe	1 088

Nazwa oddziału terenowego	Południowo-Zachodni OT
Siedziba	Wrocław
Liczba zatrudnionych w oddziale	15
Teren działania	woj. dolnośląskie woj. opolskie
Liczba koncesjonariuszy ogółem	852
w tym: elektroenergetyka	108
gazownictwo	8
ciepłownictwo	53
paliwa ciekłe	683

Nazwa oddziału terenowego	Południowy OT
Siedziba	Katowice
Liczba zatrudnionych w oddziale	19
Teren działania	woj. śląskie
Liczba koncesjonariuszy ogółem	1 152
w tym: elektroenergetyka	107
gazownictwo	18
ciepłownictwo	75
paliwa ciekłe	952

Nazwa oddziału terenowego	Południowo-Wschodni OT
Siedziba	Kraków
Liczba zatrudnionych w oddziale	17
Teren działania	woj. małopolskie woj. podkarpackie
Liczba koncesjonariuszy ogółem	1 339
w tym: elektroenergetyka	98
gazownictwo	14
ciepłownictwo	77
paliwa ciekłe	1 150

- wytwarzanie, przesyłanie, dystrybucja i obrót ciepłem, a także wytwarzanie energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła;
- dystrybucja i obrót paliwami gazowymi dla przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w rozmiarze określonym w art. 16 ust. 6 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne;
- dystrybucja oraz obrót energią elektryczną dla przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w rozmiarze określonym w art. 16 ust. 6 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne oraz przedsiębiorstw energetycznych wykonujących równocześnie działalność w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła;
- 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 korekcyjnych, (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 i energii elektrycznej, 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,
- rozstrzyganie sporów w zakresie określonym w art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, z wyłączeniem sporów zastrzeżonych do kompetencji Departamentu Taryf i Departamentu Promowania Konkurencji,
- 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 przepisach, o których mowa w art. 54 ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne,
- współpraca z właściwymi samorządami województw i wojewodami w zakresie planowania zapotrzebowania 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.

Ten bogaty wachlarz wszechstronnych kompetencji łączy jeden wspólny aspekt – lokalny charakter rynku, na którym działalność prowadzą przedsiębiorstwa podlegające regulacji w wykonaniu oddziałów terenowych. Lokalnym rynkiem, na którym regulacja stosowana jest w najpełniejszej formie (koncesjonowanie, taryfowanie, kontrola, rozstrzyganie sporów, nakładanie kar), 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 obuduje się zasadami proceduralnymi. Powinny być one na tyle elastyczne, aby zmieściły się w nich różne przypadki regulacji, i na tyle jednolite, aby proces przygotowywania decyzji administracyjnych dotyczących regulacji nie różnił się w zależności od dyskrejonalnego uznania dyrektora oddziału. Decyzje regulacyjne muszą być przejrzyste uzasadniane, co jest możliwe, jeśli legislacja jest wystarczająco precyzyjna i elastyczna, oraz o ile stosują się do niej wszyscy uczestnicy procesu regulacji. W odniesieniu do ciepłownictwa oddziały terenowe realizują całość kompetencji Prezesa URE, a w zakresie spójności i zgodności podejścia regulacyjnego oddziałów na terenie całego kraju wspomaga je powołany przez Prezesa URE w centrali urzędu Zespół do spraw Standaryzacji i Taryfikacji w Ciepłownictwie.

Umiejscowienie regulatora w terenie, przejawiające się aktywnością oddziałów terenowych, przynosi 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. Znajomość lokalnych warunków działania przyczynia się do bardziej efektywnego i właściwszego działania regulacji w odniesieniu do rynków lokalnych – głównie ciepła, co każdorazowo przynosić ma korzyść odbiorcom energii znajdującym się na tym obszarze.

2.1.3. Struktury poziome

Uformowana mocą statutu struktura organizacyjna URE nie zawsze jest w stanie elastycznie i wystarczająco wydajnie zrealizować nowe zadania stawiane przed Prezesem URE zarówno przez prawodawców, jak i przez pozostałe elementy zewnętrznego środowiska działania, tak różne jak np. fakt akcesji Polski do Unii Europejskiej czy też zaobserwowane zjawiska nadużywania pozycji dominującej przez niektóre podmioty sektora energetycznego. Nierzadko także pojawia się potrzeba zjednoczenia wysiłków ekspertów zajmujących się na co dzień różnymi aspektami regulacji czy też w pewnym okresie życia urzędu – konieczność realizacji niestandardowego działania. Dlatego też Prezes URE w okresie swojej działalności wielokrotnie korzystał z zapisu § 4 statutu URE: „Prezes może powoływać zespoły jako organy pomocnicze o charakterze doraźnym, określając cel ich powołania, nazwę, skład osobowy, szczegółowy zakres zadań i tryb działania”, powołując zespoły czy komisje, stanowiące rodzaj poziomej (przekrojowej) struktury w URE. Dwa z takich zespołów mają szczególną rangę ze względu na to, że powołane zostały jako trwałe, a ich istnienie potwierdza regulamin organizacyjny URE.

Zespoły trwałe

Dwa stałe zespoły w strukturze URE to wspomniane wcześniej Zespół do spraw Standaryzacji i Taryfikacji w Ciepłownictwie oraz Zespół do Spraw Interdyscyplinarnej Współpracy Międzynarodowej, którego powstanie wiąże się z akcesją Polski do UE i związanym z tym zdecydowanym ilościowym i jakościowym powiększeniem roli Prezesa URE na arenie międzynarodowej. W skład tego zespołu wchodzi zarówno pracownicy URE jak i osoby rekomendowane przez organizacje stowarzyszające przedsiębiorców energetyki, będące członkami Zespołu Społecznych Doradców Prezesa URE.

Zadania obu tych zespołów regulamin organizacyjny URE określa następująco:

1. *Zespół do Spraw Standaryzacji i Taryfikacji w Ciepłownictwie* realizuje zadania obejmujące:

- bieżącą analizę zagadnień, dotyczących taryf dla ciepła i regulacji koncesjonowanych przedsiębiorstw energetycznych, prowadzących działalność gospodarczą w zakresie zaopatrzenia w ciepło oraz przygotowywanie propozycji standaryzacji działania Urzędu w tym zakresie,
 - dokonywanie audytu prowadzonych przez oddziały Urzędu postępowań w sprawach dotyczących taryf dla ciepła,
 - opiniowanie projektów aktów prawnych z zakresu działalności Zespołu,
 - inicjowanie i przeprowadzanie szkoleń z zakresu działalności Zespołu,
 - przygotowywanie projektów odpowiedzi na interpelacje i zapytania kierowane do Prezesa, dotyczące spraw z zakresu działalności Zespołu oraz projektów odpowiedzi w innych sprawach zleconych przez Prezesa,
 - upowszechnianie w Urzędzie opinii Zespołu w sprawach o cechach powtarzalnych lub powszechnie występujących.
2. *Zespół do Spraw Interdyscyplinarnej Współpracy Międzynarodowej* realizuje zadania obejmujące:
- kolegialne wypracowywanie stanowisk i opinii wyrażanych w ramach współpracy z organami instytucji międzynarodowych, w szczególności Komisji Europejskiej, oraz z międzynarodowymi stowarzyszeniami regulatorów energii,
 - koordynację współpracy przedstawicieli Prezesa z organami instytucji oraz stowarzyszeń międzynarodowych, wypracowywanie standardów tej współpracy i ich wdrażanie,
 - gromadzenie międzynarodowych doświadczeń i wiedzy regulacyjnej oraz jej upowszechnianie wśród pracowników Urzędu.

Zespoły ad hoc

Od początku działalności Prezes URE powołał blisko 20 zespołów i komisji innych niż dwa wcześniej wspomniane. W okresie funkcjonowania Urzędu Regulacji Energetyki miało miejsce (chronologicznie):

rok 1998

- 3 sierpnia – utworzenie komisji ds. koncesji

rok 1999

- 5 stycznia – utworzenie zespołu ds. analiz porównawczych przedsiębiorstw ciepłowniczych i elektroenergetycznych oraz ich taryf oraz utworzenie komisji ds. taryf
- 8 kwietnia – utworzenie zespołu ds. zatwierdzenia taryfy Elektrowni Opole SA
- 23 kwietnia – utworzenie zespołu ds. przeglądu corocznych opłat wnoszonych przez przedsiębiorstwa energetyczne, którym została udzielona koncesja
- 16 lipca – utworzenie zespołu ds. opracowania założeń modelu rynku energii

- 25 sierpnia – powołanie Koordynatora Problemu Roku 2000 oraz zespołu ds. rozwiązania Problemu Roku 2000 w URE
- 7 września – utworzenie zespołu ds. taryfikacji i standaryzacji
- 21 września – powołanie zespołu ds. opracowania założeń zintegrowanego systemu informatycznego dla URE
- 29 grudnia – utworzenie zespołu ds. wprowadzenia mechanizmów rynkowych w sektorze wytwarzania energii elektrycznej

rok 2000

- 16 marca – utworzenie komisji ds. taryf dla energii elektrycznej
- 5 czerwca – utworzenie komisji ds. taryf dla ciepła

rok 2001

- 23 lutego – utworzenie zespołu ds. taryfikacji i standaryzacji w ciepłownictwie

rok 2002

- 26 lipca – utworzenie zespołu ds. energetyki odnawialnej

rok 2004

- 6 lipca – utworzenie Zespołu do Spraw Interdyscyplinarnej Współpracy Międzynarodowej
- 13 lipca – utworzenie zespołu ds. przygotowania wniosku o dofinansowanie wdrożenia informatycznego systemu obsługi przedsiębiorców sektora energetycznego
- 28 września – utworzenie Zespołu Ekspertów do Spraw Współpracy Europejskiej

rok 2005

- 15 listopada – powołanie Zespołu do spraw Promowania Rynku Odbiorcy
- 23 grudnia – powołanie Zespołu do Spraw Realizacji Programu „Wzmocnienie nadzoru regulatora nad sektorem energii”

rok 2006

- 20 kwietnia – utworzenie Zespołu Społecznych Doradców Prezesa URE
- 19 grudnia – powołanie Zespołu do Spraw Realizacji Programu „Wdrażanie konkurencyjnego rynku energii”

Wiele z wyżej wymienionych zespołów i komisji powołanych zostało do wykonania określonego zadania, a wraz z jego realizacją utraciły rację bytu. Działania niektórych zespołów miały charakter jednorazowy, innych okresowy, niektóre z wymienionych zespołów z różną intensywnością kontynuują prace do chwili obecnej.

Prezes URE inicjował także prace zespołów wielostronnych, do udziału w których zapraszani byli przedstawiciele sektora energetycznego, administracji i świata nauki. Jeden z takich zespołów – Zespół

do Spraw Rozwiązań Systemowych Rynku Energii Elektrycznej – odegrał w 2005 r. istotną rolę w procesie konsultacji rozwiązań rynkowych, które ostatecznie zostały ugruntowane w zapisach „Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej”. Z kolei w 2006 r. mając na względzie zgłaszane przez wytwórców uwagi dotyczące braku odzwierciedlenia w zmienionej formule rozliczeń za generację wymuszoną rzeczywistych warunków rynkowych, Prezes URE zainicjował prace Zespołu Trójstronnego złożonego z przedstawicieli Prezesa URE, operatora systemu przesyłowego oraz Towarzystwa Gospodarczego Polskie Elektrownie, mające na celu wypracowanie nowej formuły rozliczeń za energię elektryczną wytworzoną w ramach generacji wymuszonej oraz rozliczeń za uruchomienia jednostek wytwórczych dokonanych na polecenie OSP. W grudniu 2006 r. Zespół Trójstronny uzgodnił, że formuła wyznaczania ceny energii za generację wymuszoną powinna odwoływać się do prognozowanej ceny energii na rynku konkurencyjnym i publikowanej przez Prezesa URE w trybie art. 23 ust. 2 pkt 16 ustawy – Prawo energetyczne (cena wskaźnikowa istotna dla procesu kształtowania taryf). Prezes URE przyjmował także propozycje udziału w pracach niektórych zespołów roboczych powoływanych na zewnątrz urzędu, do udziału w których był zapraszany. Ze względu na charakter udziału Prezesa URE w tych pracach szerszy opis zawarto w kolejnej części.

2.1.4. Pełnomocnicy, przedstawiciele i rzecznicy

Prezes URE deleguje swoich przedstawicieli do prac w różnych grupach i zespołach, których celem jest diagnoza problemów związanych z energetyką i podjęcie wysiłków na rzecz ich rozwiązania.

Także w 2006 r. przedstawiciele Prezesa URE brali udział w pracach wielu gremiów i grup roboczych, działających w szeroko rozumianym obszarze energii elektrycznej i gazownictwa. Prezes URE reprezentowany był m.in. na forum Zespołu Sterującego do Spraw Realizacji „Programu dla elektroenergetyki”. Jego przedstawiciele brali też aktywny udział w pracach nad nowelizacją ustawy – Prawo energetyczne, prowadzonych pod egidą Ministerstwa Gospodarki w następujących grupach roboczych:

- rynek usług systemowych,
- zasady kształtowania taryf,
- sprzedawca z urzędu.

Na zaproszenie Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej Prezes URE wydelegował swoich przedstawicieli do prac Zespołu ds. Standaryzacji Komunikatów Związanych ze Zmianą Sprzedawcy.

Prezes URE był także reprezentowany w pracach Komitetu ds. Finansowych TEN – energia oraz Komitecie ds. Wytycznych TEN – energia.

2.2. Współpraca z innymi organami administracji

Rok 2006 był kolejnym, w którym współpraca z innymi organami rozwijała się na dużą skalę. Tylko w zakresie rynku paliw ciekłych do centrali URE wpłynęło 231 zapytań i informacji od instytucji państwowych. Ponadto Główny Inspektor Inspekcji Handlowej nadsyłał informację o 134 przedsiębiorcach wprowadzających do obrotu paliwa o niewłaściwej jakości. Sposób wykorzystania tych informacji został przedstawiony w dziale „Kary pieniężne”.

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.

Nadsyłane przez instytucje państwowe (np. urzędy skarbowe, urzędy celne, prokuratury) informacje były również 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 wnioski o ukaranie do Sądu Grodzkiego.

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 umarzone, 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. Przedstawiciele Urzędu na seminarium szkoleniowym zorganizowanym przez Wyższą Szkołę Policji w Szczecinie pod tytułem „Współdziałanie organów ścigania i instytucji państwowych w zakresie ochrony interesów ekonomicznych i finansowych RP i UE w związku z obrotem paliwami ciekłymi”, 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 podjął również 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. Działania ogólnopolskie zostały podjęte po udanym starcie programu pilotażowego na terenie województwa zachodniopomorskiego. Dzięki zgromadzonym na tej platformie informacjom możliwe było ujawnienie 104 przedsiębiorców wykonujących działalność bez wymaganej prawnie koncesji. Powstanie tej platformy było możliwe w wyniku współpracy wojewody, organów administracji zespolonej Agencji Bezpieczeństwa Wewnętrznego, Wojewódzkiego Inspektora Inspekcji Handlowej i Dyrektora Północno-Zachodniego Oddziału Terenowego URE.

W poszczególnych województwach platformy albo są tworzone, albo też prowadzone są działania przygotowujące ich utworzenie. 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 powstania będą kontynuowane w 2007 r.

2.3. Współpraca ze stowarzyszeniami branżowymi

Prezes URE kontynuował w 2006 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. Przedstawiciele Prezesa URE wzięli również udział w:

- Jubileuszu 10-lecia Polskiej Organizacji Przemysłu i Handlu Naftowego,
- Spotkaniu zorganizowanym przez Stowarzyszenie Niezależnych Operatorów Stacji Paliw „DELFIN”.

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.

2.4. Współpraca z zagranicą

Współpraca międzynarodowa

Regulator działa nie tylko w uwarunkowaniach krajowych, ale również pod wpływem otoczenia zewnętrznego. Tworzenie wspólnego rynku energii elektrycznej i rynku gazu zgodnie z aktami prawa unijnego wymaga intensywnej współpracy międzynarodowej, w której świadomy korzyści z niej płynących Prezes URE od wielu lat bierze

udział. Dzięki wymianie praktycznych doświadczeń oraz wiedzy tworzy się wartość dodana, która pozwala skutecznie realizować zadania wspierania konkurencji w energetyce, doskonalić warsztat regulacyjny, umożliwić wykonywanie analiz porównawczych i prognoz. Jednocześnie obecność w miejscach wypracowywania conceptualnych ustaleń (dotyczących infrastruktury prawno-proceduralno-narzędziowej), przekazywanych następnie w wiążące ustalenia, pozwala Prezesowi URE wpływać na ich kształt zgodnie z uwarunkowaniami i potrzebami polskiej energetyki. W tym celu przy Prezesie URE działa Zespół do Spraw Interdyscyplinarnej Współpracy Międzynarodowej²⁵. W procesie przygotowywania opinii Prezes URE korzysta również z pomocy zewnętrznych ekspertów²⁶.

Współpraca międzynarodowa, w którą angażuje się Prezes URE, zwiększa zakres jego działań; one wymagają tym samym dodatkowego wysiłku ze strony pracowników Urzędu, w szczególności delegowanych do prac w strukturach roboczych międzynarodowych stowarzyszeń regulacyjnych. W 2006 r. nastąpił w tym zakresie spory przełom: z uczestników biernych tego procesu – uczących się zarówno pewnego sposobu poruszania się w multilateralnych strukturach, jak i przede wszystkim *meritum* – stajemy się partnerscy, wnosząc do warsztatu i procedur regulacyjnych wiele wartościowej pracy.

W 2006 r. aktywność zagraniczna Prezesa URE była wielokierunkowa i miała różne formy, a jej niezmiennym celem były potrzeby wynikające z obowiązków, które nakłada na niego ustawa – Prawo energetyczne.

Współpraca w ramach struktur instytucji unijnych

W ramach współpracy z Komisją Europejską, w szczególności z Dyrekcją Generalną ds. Transportu i Energii (*Directorate General for Energy and Transport, DG TREN*) przedstawiciele Prezesa URE wzięli udział w pracach 13. Europejskiego Forum Regulatorów Energii Elektrycznej, tzw. Florenckiego, i 11. Europejskiego Forum Regulatorów Gazu, tzw. Madryckiego.

Szczególną formą współpracy z KE było przygotowanie przez Prezesa URE kolejnego Raportu Krajowego²⁷, który zawiera przegląd zmieniających się struktur własnościowych i wszelkich praktycznych środków podejmowanych w kraju dla zapewnienia rozwoju rynków energii elektrycznej i gazu oraz dla poprawy wzajemnych połączeń międzysystemowych i rzeczywistej konkurencji. Raporty są podstawą, na której Komisja Europejska

25) Decyzja Nr 11/2004 z 6 lipca 2004 r. w sprawie utworzenia w URE Zespołu do Spraw Interdyscyplinarnej Współpracy Międzynarodowej, z późniejszymi zmianami. Celem działania Zespołu jest kolegalne wypracowanie stanowisk i opinii wyrażanych przez Prezesa URE lub jego przedstawicieli w ramach współpracy z organami instytucji międzynarodowych.

26) Zespół Społecznych Doradców Prezesa URE (Decyzja z 20 kwietnia Nr 6/2006).

27) 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).

sporządza swoje sprawozdanie dla Parlamentu Europejskiego i Rady na temat postępów liberalizacji rynku energii elektrycznej i gazu²⁸⁾. Dlatego w okresie poprzedzającym przygotowywanie raportów krajowych DG TREN w imieniu KE – współdziałała z Regulatorami w ramach Monitoring and Reporting Task Force CEER²⁹⁾. Dzięki temu także **Raport Krajowy Prezesa URE** został przygotowany zgodnie z zaproponowaną strukturą, w oparciu o wypracowane standardy. Dane ilościowe w ujęciu tabelarycznym, obejmujące zarówno lata ubiegłe, jak również prognozy (dotyczyło to w szczególności zagadnień związanych bezpieczeństwem dostaw), były bezpośrednio wprowadzane do bazy danych CEER³⁰⁾, Raport został przesłany do KE 31 lipca 2006 r.

Poza przedstawieniem poszczególnych raportów krajowych regulatorzy na forum ERGEG-u dokonali wspólnej oceny poziomu liberalizacji, stanu konkurencji oraz zjawisk zachodzących w sektorze elektroenergetycznym oraz sektorze gazowym w UE. Jej wyniki, w formie Raportu Regulatorów („ERGEG's Assessment of the development of the European Energy Market 2006”)³¹⁾ przedstawili KE. Zarówno raporty krajowe, jak i ERGEG-owski stały się częścią Komunikatu Komisji do Rady i Parlamentu Europejskiego „Perspektywy rynku wewnętrznego energii elektrycznej i gazu” i jego Dokumentu Towarzyszącego Komunikatowi Komisji do Rady i Parlamentu Europejskiego „Perspektywy rynku wewnętrznego energii elektrycznej i gazu” („Accompanying document to the Communication from the Commission the Council and the European Parliament, Prospects for the internal gas and electricity market”), który został opublikowany 10 stycznia 2007 r.³²⁾

Sektor energetyczny jest przedmiotem zainteresowania nie tylko DG TREN-u. Funkcjonowanie poszczegól-

nych jego części zgodnie z zasadami konkurencji było przedmiotem badania wszczętego przez Dyрекcję Generalną ds. Konkurencji (DG COM) w 2005 r.³³⁾ W 2006 r. wstępną wersję raportu o wynikach badania poddano szerokim konsultacjom, po zakończeniu których kontynuowano prace analityczne, by 10 stycznia 2007 r. opublikować jego ostateczną, oficjalną wersję³⁴⁾. W badaniu tym uczestniczył również polski Regulator, który udzielił podstawowych wyjaśnień w 2005 r., a później odpowiadał na dodatkowe pytania Komisji.

Współpraca z KE nie była zdominowana raportowaniem. Prezes URE współpracę ze strukturami unijnymi, prowadzoną przez Ministra Gospodarki, wspierał także merytorycznie dostarczając wielu opinii w zakresie projektowanych dokumentów. Bardzo aktywna współpraca odbywała się w zakresie opracowywania stanowiska Polski w trakcie prac w Parlamencie Europejskim i Radzie nad projektem Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie efektywnego wykorzystania energii przez odbiorców końcowych oraz usług energetycznych³⁵⁾ oraz projektem Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady odnośnie do działań w celu zabezpieczenia niezawodności dostaw energii elektrycznej i inwestycji infrastrukturalnych³⁶⁾. Prezes URE był również stroną w merytorycznych konsultacjach KE z Ministrem Gospodarki w projektowanym rozwiązaniu kontraktów długoterminowych.

Kolejną bardzo ważną płaszczyzną współpracy ze strukturami unijnymi jest wykorzystywanie pomocy finansowej na realizację projektów doskonalących warsztat Regulatora. Prezes URE w ramach programu „Transition Facility 2005” finansowanego z funduszy unijnych otrzymał środki³⁷⁾ na projekt: „Wzmocnienie nadzoru regulacyjnego sektora energetycznego” („Enforcement of the Regulatory supervision of the power sector”). Ze względu na wymóg dotrzymania czaso-

28) **Przywołane dyrektywy w przepisie 3** nakładają na KE obowiązek przedstawienia Parlamentowi Europejskiemu i Radzie sprawozdania opisującego postępy w tworzeniu wewnętrznego rynku.

29) Jest to jeden z zespołów funkcjonujący w ramach Information Exchange and Benchmarking Working Group CEER, który zastąpił powołany w 2005 r. pierwszy zespół Ad hoc Reporting Task Force, którego celem było ujednoczenie sposobu sporządzania raportów krajowych oraz wspólny Raport Regulatorów.

30) Sposób budowy bazy pozwala na import zawartych w niej danych bezpośrednio do DG TREN, jednocześnie dane te mogą być w dowolny sposób zestawiane przez regulatorów na ich własne wewnętrzne potrzeby.

31) Dostępny na stronie ERGEG-u: <http://www.ergeg.org>.

32) Przedstawiany Raport jest już szóstym opracowaniem o realnych efektach otwierania krajowych rynków energii na Wspólnotę, przygotowanym przez Komisję. W latach 2001-2007 Komisja przedstawiła następujące raporty:

03.12.2001 – I Raport Porównawczy,

02.10.2002 – II Raport Porównawczy,

07.04.2003 – II Raport Porównawczy, wersja obejmująca kraje kandydujące,

01.03.2004 – III Raport Porównawczy,

05.01.2005 – IV Raport Porównawczy,

15.11.2005 – V Raport Porównawczy,

10.01.2007 – VI Raport Porównawczy – dostępny na stronach internetowych Komisji Europejskiej również w języku polskim, http://europa.eu.int/smartapi/cgi/sga_doc?smartapi!celexplus!prod!DocNumber&lg=en&type_doc=COMfinal&an_doc=2006&nu_doc=841.

33) 13 czerwca 2005 r. Komisja Europejska (Dyrekcja Generalna ds. Konkurencji) wszczęła dochodzenie w sprawie podejrzenia o naruszenie zasad konkurencji na rynku energii elektrycznej. Dochodzenie zostało wszczęte stosownie do art. 17 w związku z art. 18 Rozporządzenia Rady (WE) nr 1/2003 z 16 grudnia 2002 r. w sprawie wprowadzenia w życie reguł konkurencji ustanowionych w art. 81 i 82 Traktatu ustanawiającego Wspólnotę Europejską (Official Journal L 001, 04/01/2003, str. 0001 – 0025).

34) Komunikat Komisji – Dochodzenie w ramach art. 17 rozporządzenia (WE) nr 1/2003 w odniesieniu do europejskich sektorów gazu i energii elektrycznej (raport końcowy) opublikowany 10 stycznia 2007 r.

Raport dostępny jest również w języku polskim na stronach internetowych Komisji Europejskiej: http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/site/pl/com/2006/com2006_0851pl01.doc.

35) „Draft Directive of the European Parliament and of the Council on Energy End-Use Efficiency and Energy Services” (COM (2003) 739).

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

37) Decyzją Komisji z 2 sierpnia 2005 r. w sprawie wkładu finansowego w ramach środków przejściowych na wzmocnienie możliwości instytucjonalnych w Polsce zostały przyznane środki finansowe na realizację tego projektu. Będzie on realizowany w drodze pomocy technicznej.

chlonych procedur narzuconych przez instytucję finansującą oraz w związku ze zmianą środowiska pracy Regulatora (np. zmiany strukturalne na rynku, zatwierdzenie IRIESP i IRIESD z profilami obciążeń i akceptowaną procedurą zmiany sprzedawcy) w trakcie 2006 r. okazało się, że w celu racjonalizacji wykorzystania przyznanych środków konieczna jest w pewnym stopniu modyfikacja przedmiotu zamówienia. Prace nad tym dostosowaniem nie zostały zakończone do końca 2006 r., niemniej jednak należy się spodziewać, że realizacja tego projektu ułatwi Regulatorowi nadzór nad rynkiem po pełnym otwarciu na konkurencję od 1 lipca 2007 r. Stworzy także możliwości zapoczątkowania monitoringu jakości dostaw energii elektrycznej.

Prezes URE wystąpił również w 2005 r. o przyznanie kolejnych środków w ramach Transition Facility 2006 na projekt: „Wdrożenie konkurencyjnego rynku energii” („Implementation of competitive energy market”). Celem projektu jest podniesienie poziomu wiedzy odbiorców w zakresie ich prawa do zmiany sprzedawcy energii elektrycznej i gazu oraz możliwości przeciwdziałania w przypadku niezgodnych z prawem zachowań podmiotów działających na rynku energii. W ciągu 2006 r. trwały prace nad specyfikacją istotnych warunków zamówienia do przetargu na realizację projektu.

Z wykorzystaniem środków unijnych Prezes URE realizuje także projekt służący ułatwieniu przedsiębiorcom działającym na rynku energii dostępu do Urzędu, z wykorzystaniem standardowych formularzy, ankiet, wzorów pism i w oparciu o regulacje w zakresie elektronicznego obiegu dokumentów (podpis elektroniczny). W 2006 r. rozstrzygnięto przetarg na realizację tego projektu i rozpoczęto intensywne prace.

Działalność w ramach instytucji zrzeszających regulatorów³⁸⁾

Prezes URE jest członkiem trzech organizacji zrzeszających regulatorów. Są to:

38) Od 2004 r. Prezes URE jest członkiem dwóch instytucji europejskich zrzeszających regulatorów: Rady Europejskich Regulatorów Energii (CEER) oraz do Grupy Europejskich Regulatorów dla Energii Elektrycznej i Gazu (ERGEG). CEER został powołany 7 marca 2000 r. przez regulatorów z 10 państw członkowskich UE oraz Norwegii. Ma on status organizacji o charakterze publicznym, powstał z inicjatywy regulatorów, a jego głównym celem jest stwarzanie dobrego klimatu na poziomie UE wokół inicjatyw nakierowanych na rozwój jednolitego, konkurencyjnego rynku energii oraz na kreowanie jego sprawnej regulacji. Obecnie odgrywa rolę centrum reprezentującego regulatorów w kontaktach z Komisją Europejską. Do CEER Prezes URE został przyjęty podczas V Zgromadzenia Ogólnego, które odbyło się 4 maja 2004 r. w siedzibie organizacji w Brukseli. Druga spośród europejskich instytucji o charakterze regulacyjnym – ERGEG, do której Prezes URE przystąpił w 2004 r., została powołana do życia Decyzją Komisji – 2003/796/WE – z 11 listopada 2003 r. Jej głównym zadaniem jest wypełnianie funkcji doradczych i konsultacyjnych wobec Komisji Europejskiej w procesie tworzenia wewnętrznego rynku energii. Prezes URE otrzymał status obserwatora jeszcze pod koniec 2003 r., natomiast pełnoprawnym członkiem ERGEG stał się z chwilą przystąpienia Polski do Unii Europejskiej.

- Grupa Europejskich Regulatorów dla Energii Elektrycznej i Gazu (*European Regulators Group for Electricity and Gas – ERGEG*),
- Rada Europejskich Regulatorów Energii (*Council of European Energy Regulators – CEER*),
- Regionalne Stowarzyszenie Regulatorów Energii (*Energy Regulators Regional Association – ERRA*).

Ujmując zagadnienie chronologicznie – w 2000 r. Prezes URE zdecydował o wstąpieniu do ERRA, organizacji zrzeszającej regulatorów z krajów Europy Środkowej i Wschodniej oraz państw byłych republik radzieckich. Warto podkreślić, że polski Regulator był jednym z piętnastu członków założycieli tego stowarzyszenia³⁹⁾. Od początku istnienia prace ERRA wspierało i nadal wspiera stowarzyszenie regulatorów amerykańskich o nazwie U.S. National Association of Regulatory Utility Commissioners (NARUC), we współpracy z amerykańską agencją US Agency for International Development (USAID), oferując przedstawicielom regulatorów z regionu pomoc techniczną, organizacyjną i wizyty studyjne. ERRA do dnia dzisiejszego stanowi platformę wymiany doświadczeń i opinii oraz przyczynia się do poprawy jakości regulacji energetyki w regionie.

Wraz z akcesją Polski do Unii Europejskiej priorytetem we współpracy międzynarodowej Regulatora stało się jednak większe zaangażowanie w sprawy, których rozstrzygnięcia wiążą Polskę – krajową energetykę i samego Regulatora. W 2004 r. Prezes URE przystąpił do Rady Europejskich Regulatorów Energii (CEER⁴⁰⁾), która zrzesza krajowych regulatorów energetyki z krajów członkowskich Unii Europejskiej. Celem CEER było pierwotnie prowadzenie współpracy pomiędzy regulatorami oraz reprezentacja ich punktu widzenia w kontakcie z instytucjami Unii Europejskiej.

Zarówno intensywność kontaktów z instytucjami unijnymi (zwłaszcza z Dyrekcją ds. Transportu i Energii), jak i przede wszystkim wypowiedziana przez Komisję Europejską potrzeba eksperckiego wsparcia prac komisji przez regulatorów decyzją Komisji doprowadziły do powołania Grupy Europejskich Regulatorów dla Energii Elektrycznej i Gazu (ERGEG). Jest ona grupą doradczą złożoną z niezależnych regulatorów krajowych, wspierającą Komisję Europejską w dziele budowania wspólnego rynku energii elektrycznej i gazu. Z chwilą akcesji Polski do Unii Europejskiej krajowy Regulator stał się automatycznie członkiem ERGEG.

Efektywna praca polskiego Regulatora we wszystkich tych grupach nakłada się na konieczność realizacji szerokiej kompetencji regulacyjnych na krajowych rynkach energii. Jednocześnie struktura organizacyjna URE, odpowiednia i efektywna dla funkcjonowania Re-

39) Obecnie ERRA liczy sobie 22 pełnoprawnych członków, czterech członków stowarzyszonych i jednego członka afiliowanego.

40) CEER powstał w marcu 2000 r., z chwilą podpisania przez krajowych regulatorów z obszaru UE „Memorandum of Understanding for the establishment of the Council of European Energy Regulators”.

gulatora w kraju, nie odpowiada strukturze grup roboczych CEER i ERGEG (podział na poszczególne rynki – grupy gazowe i grupy elektroenergetyczne), co utrudnia organizację współpracy międzynarodowej i powoduje konieczność angażowania w pojedyncze przedsięwzięcie ekspertów z różnych komórek organizacyjnych Urzędu. Dlatego w połowie 2004 r. w URE powstał Zespół do Spraw Interdyscyplinarnej Współpracy Międzynarodowej, którego zadaniem jest wymiana doświadczeń i konsultowanie stanowisk w sprawach będących przedmiotem prac CEER i ERGEG oraz dyskusja na temat aktualnych problemów energetyki europejskiej.

ERGEG

Prezes URE lub upoważnieni do reprezentowania go przedstawiciele brali udział w spotkaniach plenarnych ERGEG oraz w pracach trzech grup zadaniowych i wybranych zespołach na rzecz wypracowania szerokiego instrumentarium skuteczniejszej integracji wspólnotowego rynku energii.

W 2006 r. funkcjonowały trzy podstawowe grupy:

1. ds. energii elektrycznej (*Electricity Focus Group*),
2. ds. gazu ziemnego (*Gas Focus Group*),
3. ds. ochrony odbiorcy (*Customer Protection Focus Group*).

W ramach grup powoływano zespoły zadaniowe do poszukiwania rozwiązań szczegółowych problemów. Do istotnych spraw będących przedmiotem analiz i ustaleń należy zaliczyć ukończenie i poddanie publicznym konsultacjom **projekt wytycznych dobrych praktyk ds. zarządzania i udostępniania informacji** (*Good Practice Guidelines on Information Management & Transparency*). Wytyczne te tworzą szczegółowe zestawienie informacji, które powinny być udostępniane do publicznej wiadomości⁴¹⁾.

Kolejnym przykładem są **wytyczne ds. integracji rynków bilansujących** (*Guidelines of Good Practice for Electricity Balancing Markets Integration*). Stanowią one istotny element integracji rynków krajowych, przy czym w trakcie konsultacji zostały zgłoszone rekomendacje w zakresie rozszerzenia zawartości wytycznych o elementy dotyczące integracji rynków czasu bieżącego oraz automatycznie aktywowanej rezerwy⁴²⁾.

Ważną sprawą jest też opracowanie **projektu wytycznych do rozliczeń międzyoperatorskich** do Rozporządzenia 1228/2003.

41) Należy zaznaczyć, że obowiązek udostępniania znacznej części tych informacji wynika m.in. z wytycznych ds. zarządzania ograniczeniami, przy czym ich zakres podany w tych wytycznych jest bardzo ogólny. Istotne jest, że obowiązek ten został nałożony na operatorów systemów przesyłowych. Natomiast wytyczne dobrych praktyk zawierają rozszerzony zakres informacji rynkowych, a znaczna ich część jest w posiadaniu uczestników rynku innych niż operator systemu.

42) Obowiązek integracji rynków czasu rzeczywistego do 1 stycznia 2008 r. na poziomie rynków regionalnych został zapisany w wytycznych ds. zarządzania ograniczeniami, które weszły w życie 1 grudnia 2006 r. i stanowią załącznik do Rozporządzenia 1228/2003.

dzenia 1228/2003/WE (*Guidelines on Inter TSO Compensation*). Jednak cel nie został na razie zrealizowany ze względu na poważne rozbieżności w ocenie skutków różnych modeli rozliczeń mechanizmu rekompensat międzyoperatorskich⁴³⁾, dyskutowana od pewnego czasu jako jedyna metoda IMICA również została oddalona. W tej sprawie polski Regulator odegrał istotną rolę w zapobieżeniu podjęcia pochopnej decyzji. Ze względu na rozbieżność zdań ERGEG odstąpił od rekomendacji metody KE.

Kierunkiem prac koncepcyjnych ważnym, ale też bez wielkich sukcesów, jest harmonizacja taryf operatorskich, która dotyczyć powinna wszystkich rodzajów sieci.

Ponadto w ramach współpracy ERGEG zinstytucjonalizowano w 2006 r. **inicjatywy regionalne** Komisji Europejskiej ds. energii elektrycznej i gazu działające poprzednio jako mini fora⁴⁴⁾. W pracach tych gremiów nie uczestniczyli uprzednio przedstawiciele rządów państw członkowskich, co wpływało ograniczająco na możliwości wdrażania wypracowanych rozwiązań. Istotną bowiem barierą w tym zakresie są rozbieżności w krajowych regulacjach prawnych i kompetencjach krajowych organów regulacji (tzw. regulatory gap). Na obszarze Unii Europejskiej wyróżniono siedem Inicjatyw Regionalnych⁴⁵⁾. Polska uczestniczyła w 2006 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 należy opracowanie i wdrożenie nowego modelu zarządzania ograniczeniami, który przy wyznaczaniu zdolności przesyłowych uwzględnienia rzeczywiste przepływy energii w sieci (tzw. *flow based method*). Do zagadnień priorytetowych należy także wdrożenie wytycznych ds. zarządzania i udostępniania informacji. Wśród innych zagadnień szczególnie istotnym dla regulatora jest harmonizacja kompetencji organów regulacyjnych.

43) Dwie metody obliczeń: AP, WWT oraz materiał przygotowany przez ETSO dotyczący wrażliwości wyników kalkulacji na założenia co do danych wejściowych. Ze względu na przedstawione przez ETSO zalety metody IMICA dalsze prace były kontynuowane w oparciu właśnie o nią. Wraz z postępowaniem prac stało się jasne, że wyniki wstępnych kalkulacji wykazują istotne różnice pomiędzy fizycznymi przepływami energii a przepływami generowanymi przez model oraz zaobserwowano duży wzrost funduszu. Prezes URE wyraził kilkakrotnie swoje stanowisko w tej sprawie, odnosząc się krytycznie do zaproponowanych rozwiązań.

44) Istotnym wkładem w organizację działających regionalnych był dokument wypracowany w Zespole Zadaniowym ds. Regionalnych Rynków Energii w ERGEG, który przedstawił propozycję utworzenia Inicjatyw Regionalnych (*Regional Electricity Initiatives*).

45) Europa Północna (Dania, Szwecja, Finlandia, Niemcy, Polska), Europa Północno-Zachodnia (Beneluks, Niemcy, Francja), Włochy (Włochy, Francja, Niemcy, Austria, Słowenia, Grecja), Europa Środkowo-Wschodnia (Niemcy, Polska, Republika Czeska, Słowacja, Węgry, Austria, Słowenia), Europa Południowo-Zachodnia (Hiszpania, Portugalia, Francja), Wielka Brytania, Irlandia, Francja, Państwa Bałtyckie (Estonia, Łotwa, Litwa).

W odniesieniu do Regionu Północnego (Nordyckiego) podstawowe zadania to rozbudowa połączeń międzysystemowych pomiędzy krajami nordyckimi i Europą kontynentalną, jak również dalsza integracja rynków energii elektrycznej poprzez wdrożenie modelu zarządzania tzw. *market coupling* („łączenie rynków”, w którym to modelu istotne znaczenie odgrywają giełdy energii). Ważnym zagadnieniem jest również realizacja wytycznych ds. zarządzania i udostępniania informacji rynkowych. Z punktu widzenia Polski istotnym zagadnieniem zdefiniowanym jako jeden z priorytetów jest opracowanie tzw. mapy drogowej dotyczącej uwolnienia dla rynku połączenia stałoprądowego SwePol Link (komercyjnego) oraz w dalszej kolejności integracja rynków krajowych.

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 zaangażowanie do tego 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.

W 2006 r. zainicjowano także prace gazowych rynków regionalnych. Polski organ regulacyjny od początku wspierał pomysł stworzenia regionalnych inicjatyw gazowych, widząc w tym projekcie źródło presji na intensyfikację prac związanych z budową wspólnotowego rynku gazu oraz prokonkurencyjnych przemian na rynku krajowym, co przynieść miało korzyść krajowemu odbiorcy gazu. W połowie 2006 r. Polska rozpoczęła prace w rynku Południowo-Południowo-Wschodnim. Pierwsze posiedzenie komitetu koordynacyjnego miało miejsce 1 czerwca 2006 r. w Rzymie. Zainteresowanie Polski integracją w ramach tego właśnie rynku podyktowane było podobnym charakterem problemów uczestniczących w tej inicjatywie krajów – wszystkie one zainteresowane są dywersyfikacją źródeł dostaw gazu, realizacją projektu Nabucco, rozbudową połączeń wewnątrz regionu w układzie północ-południe, istotną także z punktu widzenia oceny efektywności inwestycji w terminal LNG na polskim wybrzeżu. Do końca 2006 r. w ramach inicjatywy regionalnej Południowo-Południowo-Wschodniej dokonano przeglądu dróg tranzytowych gazu ziemnego, analizy problemów z dostępem do usług o charakterze infrastrukturalnym, zasad funkcjonowania krajowych rynków gazu i zakresu wypełniania regulacji unijnych. Można więc powiedzieć, że zinventaryzowano aktualny stan spraw, najbliższe miesiące i lata powinny natomiast przynieść efekt w postaci postępów integracji.

Jednocześnie w związku z zainteresowaniem krajowych podmiotów funkcjonujących w obszarze gazownictwa udziałem w rynku Północno-Północno-Zachodnim oraz deklaracją polityczną ze strony Ministra Gospodarki Prezes URE zwrócił się do przewodniczącego ERGEG o zweryfikowanie układu rynków regionalnych i dopuszczenie Polski do prac także w tym rynku. Wynikiem prowadzonych pod koniec 2006 r. negocjacji w tej sprawie

jest przyznanie Polsce statusu *aspirant member* (członek oczekujący) do daty podjęcia decyzji o pełnoprawnym jej udziale w rynku Północno-Północno-Zachodnim.

CEER

W 2006 r. istniało w Stowarzyszeniu pięć grup roboczych. Były to grupy ds.: energii elektrycznej, gazu, wspólnego rynku energii, regulacji energii elektrycznej w południowo-wschodniej Europie, nowych państw członkowskich. Podobnie jak w latach poprzednich współdziałał Prezes URE w pracach CEER dotyczyć:

- zgrupowań ogólnych CEER,
- prac merytorycznych; podobnie jak w przypadku ERGEG były one prowadzone na dwóch poziomach: w Grupach Roboczych (*Working Groups*) oraz w Zespołach Zadaniowych (*Task Forces*).

Z uwagi na szczególnie ważne dla polskiego Regulatora kwestie, Prezes URE delegował swoich przedstawicieli do następujących grup roboczych:

- ds. Energii Elektrycznej (*Electricity Working Group*),
- ds. Gazu Ziemnego (*Gas Working Group*),
- ds. Jednolitego Rynku Energii (*Single Energy Market Working Group*),
- ds. Informacyjno-Szkoleniowych (*International Training and Benchmarking Working Group*).

Przedstawiciele Prezesa URE brali również czynny udział w zespołach zadaniowych, ważnych dla praktyki regulacyjnej w Polsce.

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. W 2006 r. Prezes URE sformułował wobec 37 oficjalnych stanowisk dokumentów końcowych.

ERRA

W 2006 r., podobnie jak w latach ubiegłych, przedstawiciele Prezesa URE uczestniczyli w pracach ERRA. Regularnie brali udział w spotkaniach Komitetu Taryf i Cen oraz Komitetu Koncesyjno-Konkurencyjnego, a także uczestniczyli w pracach grup roboczych oraz szkoleniach organizowanych przez Stowarzyszenie 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 2006 r. kontynuowano współpracę w ramach Karty Energetycznej (*Energy Charter*). Przedstawiciele Prezesa

URE wzięli udział w Konferencji dotyczącej roli rządów i instytucji międzynarodowych w promowaniu bezpieczeństwa dostaw, zorganizowanej 25 października 2006 r.

Międzynarodowa współpraca w dziedzinie Energetyki odbywała się także na forum Komitetu Ekonomicznego dla Europy Organizacji Narodów Zjednoczonych (*United Nations Economic Commission for Europe – UNECE*). W 2006 r. odbyło się spotkanie grupy roboczej ds. gazu Komitetu Wspierania Energetyki, na którym omawiano reformy sektora gazowego w Europie Centralnej i Wschodniej oraz implikacje tych reform dla państw zachodnich.

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 2006 r. były to głównie:

- ERRA Training Course on Price Regulation and Tariffs, 13-16 marca 2006, Budapeszt,
- ERRA Course on Monitoring Energy Markets, 23-25 stycznia 2006, Ałta Ata,
- 5th ERR Energy Regulation and Investment Conference, 15-18 maja 2006, Budapeszt,
- Women's Energy Club – Dialogue on Energy Policy and Competitiveness, 8 marca 2006, Bruksela,
- Energy Day, 30 listopada 2006, Bruksela,
- Debata Publiczna nt. Zielonej Księgi: „Europejska strategia na rzecz zrównoważonej, konkurencyjnej i bezpiecznej energii”, 22 września 2006, Bruksela,
- International Entrepreneurship Forum 2006, 31 sierpnia-2 września 2006, Ryga.

3. Działania Prezesa URE

A. ELEKTROENERGETYKA

1. Regulacja

Podstawowym zadaniem Prezesa URE jest prowadzenie działań regulacyjnych realizowanych poprzez: koncesjonowanie, uzgadnianie projektów planów rozwoju, zatwierdzanie taryf dla energii elektrycznej, zatwierdzanie planów ograniczeń w poborze energii elektrycznej, zatwierdzanie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci, wyznaczanie operatorów sieci dystrybucyjnej i przesyłowej. Regulacja działalności podmiotów gospodarczych funkcjonujących na rynku 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.

1.1. Koncesje

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

Koncesja to władczy akt administracyjny wydawany przez organ koncesyjny – upoważnia koncesjonariusza do prowadzenia ściśle określonej działalności gospodarczej. Koncesjonowanie wprowadza się w przypadku działalności, które mają szczególne znaczenie ze względu na bezpieczeństwo państwa, obywateli lub inny ważny interes publiczny. Rodzaje działalności koncesjonowanej wymienione są enumeratywnie w ustawie o swobodzie dzia-

łalności gospodarczej, wśród których zapisano działalność koncesjonowaną m.in. jako wytwarzanie, przesyłanie, dystrybucję oraz obrót energią elektryczną.

Podmiot gospodarczy uzyskuje prawo prowadzenia działalności gospodarczej równocześnie z ograniczeniem swojej autonomii (warunki koncesji).

Koncesjonowanie w określonych dziedzinach jest również wynikiem postępujących unormowań szczegółowych kolejnych dziedzin życia gospodarczego. Przykładem tego jest właśnie ustawa – Prawo energetyczne.

Podstawowe cele regulacji w energetyce można sprowadzić do następujących kwestii – konieczność zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju, znaczący wzrost efektywności energetycznej, równowagę interesów producentów i konsumentów energii.

Koncesja jako jedno z głównych narzędzi regulacji musi zatem w odpowiedni sposób te cele realizować.

Adresatem koncesji jest przedsiębiorstwo energetyczne bez względu na jego prawno-organizacyjny charakter i rodzaj własności.

Koncesję może otrzymać przedsiębiorstwo mające siedzibę na terenie Rzeczypospolitej Polskiej, a od 1 maja 2004 r. mające 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. Przedsiębiorstwo musi dysponować środkami finansowymi w wysokości gwarantującej prawidłowe wykonywanie działalności, mieć możliwości techniczne adekwatne do zakresu działań, zatrudniać osoby o właściwych kwalifikacjach. Po spełnieniu tych warunków oraz po uzyskaniu decyzji o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu, zgodnie z odrębnymi przepisami otrzyma koncesję. Jej okres jest określony na 10 do 50 lat. Koncesja może zostać wydana bądź na

wniosek zainteresowanego, bądź z urzędu dla przedsiębiorstw energetycznych, działających lub będących w budowie w dniu ogłoszenia ustawy. Istnieje też możliwość wcześniejszego otrzymania promesy koncesji, jeżeli zamierza się prowadzić działalność energetyczną.

Koncesjonowanie, by było skuteczne, musi mieć indywidualizowany charakter. Potwierdza to przewidziana ustawą zawartość wniosku o koncesję, który musi uwzględniać indywidualne oczekiwania koncesjonobiorcy. Można się zatem spodziewać, że część z nich zostanie w koncesji uwzględniona.

Trudno oczywiście przewidzieć, jak wnioskodawca-koncesjodawca będzie funkcjonował i jakie rezultaty będzie osiągał w trakcie całego okresu ważności koncesji. Z całą pewnością mogą być one różne. Wielokrotnie wystąpią przypadki prowadzenia działalności ze stratą, likwidacji i wręcz upadłości przedsiębiorstw energetycznych. Koncesja oczywiście nie stanowi w tym zakresie żadnej gwarancji prawidłowego działania przedsiębiorstw energetycznych. Nie taka jest jej rola. Koncesjonowanie otwiera drogę do stosowania innych, znacznie bardziej złożonych narzędzi regulacji, np. taryfowania. Jest ono niezwykle specyficznym narzędziem regulacji, bowiem praktyczne jej działanie rozpoczyna się dużo wcześniej, niż jest rzeczywiście zastosowane. Objęcie koncesjonowaniem wybranego obszaru gospodarowania sprawia, że w tym obszarze następuje wstępna, zupełnie dobrowolna selekcja potencjalnych przedsiębiorców, którzy indywidualnie wąż szansę na otrzymanie koncesji i ewentualne korzyści, jakie dzięki koncesji można odnieść. W konsekwencji o koncesję aplikują tylko niektórzy, potencjalnie najsilniejsi i najbardziej zdeterminowani.

W świetle ustawy – Prawo energetyczne organem właściwym w sprawach dotyczących udzielania, zmiany, uchylania i cofania koncesji w zakresie energii elektrycznej jest Prezes URE.

Pierwszym etapem w procesie koncesjonowania był obowiązek nałożony na Prezesa URE udzielenia z urzędu koncesji na wymagane ustawą rodzaje działalności wszystkim przedsiębiorstwom energetycznym działającym lub będącym w budowie, o ile spełniały one warunki określone ustawą w terminie do 5 grudnia 1998 r.

W latach 1998-1999 zadania związane z udzielaniem koncesji poprzedziły prace przygotowawcze o charakterze organizacyjnym, logistycznym i merytorycznym. Opracowano kwestionariusze koncesyjne⁴⁶⁾ oraz procedurę postępowania przygotowującego decyzje koncesyjne.

46) Dwanaście typów kwestionariuszy w zależności od rodzaju prowadzonej działalności energetycznej, które nie tylko miały ułatwić proces podejmowania decyzji o wydaniu koncesji, ale także dostarczać informacji pomocnych w budowie bazy danych o przedsiębiorstwach energetycznych. W okresie tym w celu ustalenia podmiotów uprawnionych do otrzymania koncesji z urzędu korzystano ze wszelkich dostępnych źródeł (baza ARE, GUS, zlikwidowane OIGE), a także zamieszczono w prasie ogłoszenia wzywające przedsiębiorstwa energetyczne, które mają prawo do uzyskania koncesji z urzędu, do zgłaszania swoich danych adresowych do URE.

Pierwsze zawiadomienia o wszczęciu postępowania administracyjnego w sprawie udzielenia koncesji wraz z kwestionariuszami zostały wysłane 8 czerwca 1998 r. W tym czasie rozpoczęto również akcję informacyjną dotyczącą prawidłowego sposobu wypełniania kwestionariuszy koncesyjnych. Proces udzielania koncesji z urzędu został zakończony przed końcem 1998 r.

W 1999 r. została zmodyfikowana procedura postępowania przygotowującego decyzje koncesyjne. Modyfikacja uwzględniała specyfikę podmiotów, które dopiero zamierzały rozpocząć działalność polegającą na wytwarzaniu, przesyłaniu i dystrybucji oraz obrocie energią elektryczną. W sprawach wszczętych na wniosek podstawowe znaczenie dla procedury koncesjonowania wspomnianych rodzajów działalności gospodarczej miały przepisy, które określały kryteria uzyskania koncesji⁴⁷⁾. W okresie tym najwięcej spraw dotyczyło udzielenia koncesji podmiotom prowadzącym działalność gospodarczą, polegającą na obrocie energią elektryczną.

Do 13 czerwca 2000 r. zwolniona z wymogu uzyskania koncesji była działalność gospodarcza polegająca na wytwarzaniu energii elektrycznej w źródłach o mocy poniżej 50 MW.

Jednak od 14 czerwca 2000 r.⁴⁸⁾ zmianie uległ zakres działalności w zakresie energii elektrycznej, której prowadzenie wymaga posiadania koncesji. Zgodnie z nowym brzmieniem art. 32 ustawy koncesje wymagane były dla prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w źródłach o mocy równej lub większej niż 5 MW oraz obrotu energią, z wyłączeniem obrotu energią elektryczną za pomocą instalacji o napięciu poniżej 1 kV, będącej własnością odbiorcy.

W 2001 r. działalność Prezesa URE w zakresie udzielania koncesji dotyczyła kontynuacji postępowań wszczętych w roku 2000 z urzędu, na podstawie art. 3 ustawy nowelizującej oraz postępowań wszczętych na wniosek przedsiębiorców. Istotnym ułatwieniem w procesie wydawania koncesji stało się wejście w życie rozporządzenia Ministra Gospodarki z 13 czerwca 2001 r. w sprawie określenia dokumentów wymaganych przy składaniu wniosku o udzielenie koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, magazynowania, przesyłania i dystrybucji oraz obrotu paliwami i ener-

47) Zgodnie z art. 33 ustawy – Prawo energetyczne koncesje mogły otrzymać podmioty, które miały siedzibę na terenie Polski, dysponowały środkami finansowymi i możliwościami technicznymi gwarantującymi prawidłowe wykonywanie koncesjonowanej działalności, zapewniały zatrudnienie osób o właściwych kwalifikacjach oraz miały decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu.

48) Weszły w życie przepisy ustawy z 26 maja 2000 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2000 r. Nr 48, poz. 55), zwanej ustawą nowelizującą, które dokonały istotnej zmiany redakcji art. 32.

gią⁴⁹). Ułatwienie to dotyczyło zarówno wnioskodawców, którzy odpowiednio wcześniej mogli przygotować wymagane w postępowaniu koncesyjnym dokumenty, jak i pracowników prowadzących postępowania o udzielenie koncesji.

W 2002 r. zaobserwowano niskie zainteresowanie przedsiębiorców uzyskaniem koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej. Powodem takiej sytuacji był brak przyrostu nowej mocy wytwórczych w źródłach podlegających koncesjonowaniu, należących do podmiotów innych niż dotychczasowi koncesjonariusze, co wiąże się z brakiem odpowiedniego zaplecza kapitałowego. Udzielane koncesje dotyczyły takich sytuacji, w których nowi lub prowadzący działalność w innych dziedzinach przedsiębiorcy przejmowali majątek energetyczny po przedsiębiorstwach będących w stanie likwidacji bądź upadłości. Decyzje o przejściu działalności energetycznej często wynikały z zagrożenia przerwaniem dostaw energii. Podobne zjawiska miały miejsce w przypadku przedsiębiorców, którzy ubiegali się o koncesje na przesyłanie i dystrybucję.

Kolejną tendencją zaobserwowaną w 2002 r. było dążenie wielu wytwórców do uzyskania koncesji na obrót energią elektryczną. Takie koncesje były udzielane głównie przedsiębiorcom planującym dokonywanie odsprzedaży energii elektrycznej w związku z zasilaniem odbiorców, przy czym możliwe było realizowanie takiej działalności w oderwaniu od pozostałych rodzajów działalności przedsiębiorcy. W 2002 r. znaczna grupa przedsiębiorców wystąpiła o koncesje na obrót energią elektryczną w celu zabezpieczenia własnych zobowiązań kontraktowych, wynikających z prowadzonej działalności wytwórczej. W wielu przypadkach takie zachowania można uznać za próbę antycypowania powstania konkretnego rynku energii elektrycznej, co jednak realnie nie wystąpiło.

Istotnymi zmianami w elektroenergetyce, które zostały odzwierciedlone w decyzjach koncesyjnych wydawanych przez Prezesa URE w 2002 i 2003 r. były przekształcenia w strukturze podmiotowej przedsiębiorstw elektroenergetycznych. Natomiast zakres koncesjonowania dotyczący energii elektrycznej w 2003 r. nie uległ zmianie w porównaniu z rokiem poprzednim.

W 2004 r. na mocy przepisów ustawy wniosek o udzielenie koncesji na obrót energią elektryczną złożyły trzy podmioty mające siedzibę poza terytorium RP.

W 2005 r. zmianie uległy przepisy regulujące⁵⁰ zasady udzielania koncesji w zakresie podniesienia progu

mocy zainstalowanej do 50 MW w przypadku jednostek wytwórczych energii elektrycznej w źródłach niebędących źródłami odnawialnymi. Ponadto działalność koncesyjna była prowadzona w wyniku zmian prawnych i polegała na dostosowaniu pojęcia „przesyłanie” i „dystrybucja” do definicji zawartych w dyrektywach. W praktyce oznaczało to, że od 3 maja 2005 r. w miejsce dotychczasowej koncesji „na przesyłanie i dystrybucję” pojawiły się dwie odrębne koncesje: „na dystrybucję” oraz „na przesyłanie”, zależnie od specyfiki działalności prowadzonej przez wnioskodawcę. Jednocześnie w przepisach przejściowych uregulowano kwestię dotychczas wydanych koncesji „na przesyłanie lub dystrybucję”⁵¹.

Tabela 2 (str. 82) zawiera liczbą udzielonych koncesji w okresie 1998-2006 w podziale na poszczególne rodzaje działalności koncesjonowanej związanej z energią elektryczną.

Tabela 3 (str. 82) przedstawia natomiast zestawienie koncesji ważnych według stanu na koniec 2005 r. oraz na koniec 2006 r., po uwzględnieniu decyzji o cofnięciu koncesji, decyzji o uchyleniu koncesji lub koncesji, które wygasły.

W 2006 r. zjawiskiem godnym odnotowania jest udzielanie koncesji przedsiębiorcom mającym 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. Pierwsza koncesja na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie obrotu energią elektryczną dla podmiotu z zagranicy wydana została w 2004 r. Do końca 2006 r. wydano łącznie 14 koncesji na obrót energią elektryczną dla przedsiębiorstw mających siedziby w: Austrii (1), Belgii (1), Czechach (3), Francji (1), Niemczech (2), Słowacji (1), Słowenii (1), Wielkiej Brytanii (3) oraz na Węgrzech (1).

W 2006 r. w przypadku dwóch przedsiębiorców (podmioty z zagranicy) Prezes URE skorzystał z uprawnienia zawartego w art. 38 ustawy – Prawo energetyczne i uzależnił udzielenie koncesji na obrót energią elektryczną od złożenia przez wnioskodawców zabezpieczenia majątkowego⁵².

W 2006 r. wydano 153 decyzje zmieniające udzielone koncesje. Zmiany zapisów zawartych w koncesjach i warunków udzielonych koncesji podyktowane były przede wszystkim:

49) Rozporządzenie to (Dz. U. Nr 66, poz. 666) wydano na podstawie art. 17 ust. 3 ustawy z 19 listopada 1999 r. – Prawo działalności gospodarczej (Dz. U. Nr 101, poz. 1178 ze zm.), zawierającego wykaz załączników, które należało złożyć wraz z wnioskiem o udzielenie koncesji. Dodać należy, że przepisy tego rozporządzenia „konsumowały” doświadczenia z koncesjonowania z okresu bezpośrednio po wejściu ustawy w życie.

50) Zmiany zostały wprowadzone ustawą z 4 marca 2005 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2005 r. Nr 62, poz. 552) i weszły w życie 3 maja 2005 r. Ponadto zmiany te objęły dostosowanie prawa krajowego do regulacji wynikających z Dyrektywy 2003/55/WE oraz Dyrektywy 2003/54/WE.

51) Koncesje wydane na przesyłanie i dystrybucję z dniem wejścia w życie nowelizacji stały się koncesjami na przesyłanie lub koncesjami na dystrybucję, stosownie do zakresu prowadzonej działalności przez przedsiębiorstwo energetyczne.

52) W trakcie postępowań administracyjnych ustalono bowiem, że przedsiębiorcy nie mają wystarczających środków finansowych (kapitałów) w stosunku do planowanego zakresu działalności, gwarantujących zaspokojenie ewentualnych roszczeń osób trzecich mogących powstać w wyniku niewłaściwie prowadzonej działalności. Po złożeniu zabezpieczeń w formie umów gwarancyjnych koncesje zostały tym przedsiębiorcom udzielone.

Tabela 2. Zestawienie koncesji udzielonych w latach 1998-2006⁵³⁾

Energia elektryczna	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Wytwarzanie	49	5	35	49	7	8	473	145	77
Przesyłanie lub dystrybucja	100	97	23	24	14	7	19	25	14
Obrót	101	123	50	30	26	27	27*	45**	25***
Razem	250	225	108	103	47	42	519	215	116

Zródło: URE

* W tym jedna decyzja o udzieleniu koncesji dla podmiotu z zagranicy

** W tym osiem decyzji o udzieleniu koncesji dla podmiotów z zagranicy

*** W tym pięć decyzji o udzieleniu koncesji dla podmiotów z zagranicy

Tabela 3. Zestawienie koncesji ważnych na koniec okresu 2005-2006⁵⁴⁾

Energia elektryczna	2005	2006
Wytwarzanie	699	750
Przesyłanie lub dystrybucja	202	208
Obrót	309	320
Razem	1 210	1 278

Zródło: URE

- wnioskiem strony o rozszerzenie lub zawężenie zakresu udzielonych koncesji w związku z przejęciem lub przekazaniem, wyłączeniem lub modernizacją składników majątku służącego prowadzeniu działalności koncesjonowanej,
- zmianą nazwy lub siedziby koncesjonariusza,
- utworzeniem w Polsce oddziału przedsiębiorcy z zagranicy, poprzez który prowadzona będzie działalność objęta koncesją.

W 2006 r., w związku z trwałym zaprzestaniem wykonywania działalności gospodarczej lub niepodjęciem działalności objętej koncesją, na podstawie art. 41 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, cofniętych zostało dziewięć koncesji dla pięciu przedsiębiorców.

W 2006 r. wydano także jedno postanowienie o uchyleniu decyzji w sprawie udzielenia koncesji w związku z niepodjęciem działalności objętej koncesją.

Na podstawie oceny doświadczeń z całą stanowczością 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 zainteresowa-

nym podmiotom prowadzenie nieskrępowanej i efektywnej działalności w sektorze energetycznym. Przedsiębiorcy ubiegający się o koncesję mogą skorzystać z informacji zamieszczanych na stronie internetowej URE, dotyczących wymaganych dokumentów i procedury związanej z udzieleniem koncesji. W celu ułatwienia podmiotom prowadzenia działalności energetycznej na stronie internetowej URE zamieszczane są również informacje o przedsiębiorcach mających koncesje wraz z ich danymi adresowymi.

1.2. 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. By uszczegółowić tę definicję, należy dodać, że ceny dotyczą towaru, czyli energii elektrycznej, natomiast stawki opłat to jednostkowe ceny za świadczone usługi, zwykle polegające na przesyłaniu i dystrybucji sprzedawanego towaru. Proces taryfowania odbywa się poprzez szczegółową analizę wniosku taryfowego podczas postępowania administracyjnego, a zakończony zostaje wydaniem przez Prezesa URE decyzji taryfowej⁵⁵⁾. Taryfowanie jest jednym z najważniejszych narzędzi regulacji, będących w kompetencjach Prezesa URE. Jego istotą jest równoważenie interesów przedsiębiorstw energetycznych oraz odbiorców energii elektrycznej. Dla przedsiębiorstwa taryfa jest głównym czynnikiem decydującym o bieżącym funkcjonowaniu i rozwoju, bowiem to właśnie poprzez sprzedaż swoich towarów i usług po cenach zawartych w taryfie przedsiębiorstwo zapewnia sobie środki na prowadzenie działalności gospodarczej. Z kolei dla regulatora, działającego w procesie zatwierdzania taryfy jako substytut mechanizmu rynkowego, jest narzędziem równoważenia sprzecznych w swej istocie interesów danego przedsiębiorstwa energetycznego i jego odbiorców.

1.2.1. Zasady cenotwórstwa i ich ewolucja

Ceny energii elektrycznej do 1998 r. ustanawiał Minister Finansów. Były to ceny urzędowe, przygotowywane dla przedsiębiorstw w formie cenników na ener-

53) Zestawienie zawiera również koncesje wydane przez oddziały terenowe URE.

54) Zestawienie zawiera również koncesje wydane przez oddziały terenowe URE.

55) Taryfa powinna być zgodna z przepisami ustawy i rozporządzeń taryfowych wydanych przez Ministra Gospodarki, bowiem stwierdzenie przez Regulatora niezgodności w tym zakresie może stanowić podstawę odmowy zatwierdzenia taryfy.

gię elektryczną⁵⁶). Cennik ten, zatwierdzany przez Ministra Finansów, pozostawał w całkowitym oderwaniu od kalkulacji rzeczywistych kosztów ponoszonych przez przedsiębiorstwa.

Pierwsze taryfy dla 33 spółek dystrybucyjnych oraz PSE SA zostały zatwierdzone przez Prezesa URE w 1999 r. Istotną zmianą nowego cenotwórstwa w odniesieniu do cenników Ministra Finansów stało się eliminowanie subsydiowania skrośnego⁵⁷). Zastosowana wówczas metoda regulacji, wynikająca wprost z obowiązującego przepisu prawa, opierała się na założeniu utrzymania jednolitego wzrostu średniej ceny dla wszystkich odbiorców⁵⁸). Analogiczny sposób stanowienia cen został utrzymany w 2000 r. Zadaniem Regulatora było zatwierdzenie cen i stawek opłat na poziomie pokrywającym uzasadnione koszty przedsiębiorstwa. Koszty uzasadnione to koszty niezbędne do wykonania zobowiązań powstałych w związku z prowadzoną przez przedsiębiorstwo działalnością koncesjonowaną. Ponadto są to koszty przyjmowane przez przedsiębiorstwo energetyczne do kalkulacji cen i stawek opłat ustalanych w taryfie w sposób ekonomicznie uzasadniony, z zachowaniem należytej staranności, zmierzającej do ochrony interesów odbiorców. Zatem obok zasady pokrywania kosztów uzasadnionych taryfa powinna być tak skonstruowana, by chronić odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen. Niestety ustawa nie podawała żadnych kryteriów, których respektowanie, lub nie, upoważniałoby Regulatora do zatwierdzenia bądź odmowy zatwierdzenia taryfy. Pojawiła się wówczas naturalna rozbieżność między Regulatorem a przedsiębiorstwami, polegająca na odmiennym traktowaniu pojęcia „kosztów uzasadnionych”⁵⁹). Za-

daniem Regulatora jest zastosowanie takich metod regulacji, które wymuszą uwolnienie rezerw. Należy mieć przy tym na względzie, że żaden organ ani podmiot zewnętrzny, w tym również Regulator, nie ma tak dogłębnej wiedzy o przedsiębiorstwie, o jego ukrytych rezerwach, możliwościach redukcji kosztów i maksymalizacji zysków, jak tylko i wyłącznie samo przedsiębiorstwo. Zatem w starciu o uznanie określonych kosztów za koszty uzasadnione Regulator z natury rzeczy pozostawał na gorszej pozycji. Szczegółowa analiza wniosków skłaniała go jednak do zatwierdzenia taryf na poziomie niższym niż wnioskowane. Jak się słusznie okazało, przedsiębiorstwa nie ponosiły straty finansowej sygnalizowanej na etapie prowadzenia procedury taryfowej. W wielu przypadkach ich kondycja finansowa po zakończeniu okresu taryfowego była lepsza niż projektowana w momencie zatwierdzenia taryfy. Takie obserwacje utwierdziły Regulatora w przekonaniu, że w spółkach dystrybucyjnych istnieją duże możliwości redukcji kosztów.

Dlatego też przy wyciąganiu wniosków z pierwszych dwóch procesów zatwierdzenia taryf dla energii elektrycznej procedurę zatwierdzenia trzecich taryf w podsektorze dystrybucji zrealizowano przy wykorzystaniu całkowicie nowego podejścia do regulacji cen. Przyjęto, że optymalną metodą regulacji będzie taka, która osłabi związek pomiędzy kosztami ponoszonymi przez przedsiębiorstwo a cenami świadczonych przez nie usług⁶⁰).

Kryteria takie spełnia metoda pułapu przychodów (*revenue cap*), której istotą jest wyznaczenie przez Regulatora kwoty przychodów ogółem na dany rok okresu regulacji. Na podstawie tak ustalonej kwoty przychodów przedsiębiorstwo ustala w taryfie ceny i stawki opłat. Metoda pułapowa uwalnia Regulatora od wikłania się w tzw. *micromanagement*, czyli ocenianie zasadności pokrycia poszczególnych pozycji kosztowych. Miało to miejsce w przypadku kosztowej metody regulacji⁶¹). Pierwsze, pilotażowe zastosowanie modelu regulacji bodźcowej, ograniczone do oceny uzasadnionego poziomu strat energii w sieciach rozdzielczych miało miejsce w 2001 r.⁶²) Była

56) Z czasem – ceny w obrocie hurtowym zaczął stanowić Minister Przemysłu i Handlu (potem Minister Gospodarki), a o cenach dla odbiorców końcowych (nie tylko detalicznych) nadal decydował Minister Finansów. Próbowano także przestrzennie różnicować ceny energii elektrycznej (a nie tylko w ciągu doby i roku), ale przyniosło to więcej zamieszania niż korzyści.

57) Realizowane jest to poprzez zmianę struktury rozliczeń, zróżnicowany wzrost cen i stawek opłat, a skutkuje zróżnicowanym wzrostem należności, co powinno prowadzić do racjonalizowania zachowań odbiorców odnośnie do zużycia energii i deklarowanego zapotrzebowania na moc. Znaczącą zmianą jest wprowadzenie stałych opłat przesyłowych, które winny stać się źródłem pokrycia kosztów stałych, czyli dbałości o majątek sieciowy, a ten musi być konserwowany niezależnie od tego, ile energii zostanie za jego pośrednictwem przesłane. W dotychczasowym jednoskładnikowym systemie rozliczeń odbiorcy, którzy pobierali niewiele energii, praktycznie nie partycypowali w pokrywaniu generowanych przez siebie kosztów stałych. Czynnili to za nich odbiorcy zużywający energii więcej niż wynosi średnia w danej grupie taryfowej.

58) Średnie ceny wskaźnikowe dla wszystkich grup odbiorców (z wyjątkiem grup G) wzrosły o 13%, co oznaczało, że część odbiorców miała wzrosty płatności poniżej 13%, a część powyżej 13%. Dla wszystkich odbiorców w grupach taryfowych G wzrost płatności wyniósł równo 13%.

59) Większość przedsiębiorstw wnioskowała o zatwierdzenie wzrostów cen i stawek opłat przekraczających określone limity argumentując że proponowane przez nie ceny i stawki opłat zostały ustalone na poziomie zapewniającym pokrycie kosztów uzasadnionych.

60) Oderwanie cen od ponoszonych kosztów odpowiada bowiem sytuacji, jaka ma miejsce na rynkach konkurencyjnych, gdzie ceny dóbr i usług ustalają się w wyniku gry podaży i popytu, niezależnie od woli pojedynczego przedsiębiorstwa. Rynek samoczynnie eliminuje tych przedsiębiorców, którzy żądają wyższych cen niż konkurenci za produkty o takiej samej jakości.

61) Rolą Regulatora nie jest wskazywanie poszczególnych pozycji nieuzasadnionego kosztu, lecz wyznaczenie uzasadnionego poziomu przychodów ogółem (pokrywających koszty) odpowiadającego skali i warunkom działania przedsiębiorstwa.

62) Proces zatwierdzenia taryf został poprzedzony opracowaniem przez URE dokumentów, które były sukcesywnie publikowane na jego stronie internetowej. W opracowaniach tych zostały określone szczegółowe oczekiwania odnośnie sposobu ustalania taryf na kolejne okresy taryfowe. Dokumenty te stanowiły podstawę do dyskusji z regulowanymi przedsiębiorstwami. Spółki dystrybucyjne zostały poinformowane, że zarówno w bieżącym, jak i w przyszłych okresach taryfowych, do oceny podstawowych parametrów regulacji, takich jak poziom uzasadnionych kosztów, czy wysokość niezbędnych nakładów inwestycyjnych, stosowane będą analizy wykorzystujące modele ekonometryczne.

to zapowiedź wdrożenia zobiektywizowanej metody oceny wniosków taryfowych. Dotychczas stosowaną regulację kosztową zdecydowano zastąpić regulacją pułpową (bodźcową), która w warunkach naturalnego monopolu przedsiębiorstw sieciowych stwarza warunki działania lepiej imitujące rynek konkurencyjny. W efekcie zastosowania nowego podejścia oczekiwano obniżenia kosztów operacyjnych przedsiębiorstw energetycznych i przeniesienia korzyści z tego wynikających na odbiorców energii elektrycznej.

W grudniu 2001 r. na stronie internetowej URE zostało zamieszczone opracowanie „Analiza efektywności operacyjnej podsektora dystrybucji energii elektrycznej. Model regulacji porównawczej”, w którym zaprezentowano podstawowe metody i narzędzia, jakich używać będzie Regulator do analizy i weryfikacji kosztów własnych przedsiębiorstw energetycznych. Zaproponowany wówczas model ekonometryczny został poddany dyskusji, a w jej wyniku następnie zmodyfikowany.

W procesie zatwierdzania czwartych taryf na okres 2002/2003 modelowej analizie zostały poddane koszty operacyjne, techniczne wielkości różnicy bilansowej (straty sieciowe)⁶³⁾ oraz poziom nakładów inwestycyjnych.

W przypadku podsektora dystrybucji energii elektrycznej w Polsce istniały dobre warunki do stosowania metod analizy porównawczej, gdyż badana zbiorowość obejmowała 33 przedsiębiorstwa, prowadzące podobną działalność związaną z zaopatrzeniem w energię elektryczną, stosujące podobne technologie, a różniące się przede wszystkim skalą działania. Porównaniu poddawane były koszty, na które przedsiębiorstwo ma wpływ, czyli tzw. koszty operacyjne (bez kosztów amortyzacji i podatków).

Do analizy efektywności operacyjnej zakładów energetycznych zastosowano model regresji wykorzystujący metodę głównych składowych, która pozwala na zbudowanie jednej sztucznej zmiennej (zwanej zmienną t), będącej liniową kombinacją wielu oryginalnych zmiennych charakterystycznych, opisujących poszczególne spółki (np. liczba odbiorców S_n czy długości linii nN)⁶⁴⁾.

63) Różnica bilansowa to różnica między ilością energii wprowadzoną do sieci a ilością energii zmierzoną jako pobraną z sieci przez odbiorców końcowych. Na różnicę bilansową składają się straty techniczne, czyli gdy na skutek przemiany fizycznej energii elektrycznej w ciepło podczas przepływu prądu przez elementy linii i stacji część energii zostaje stracona, oraz straty handlowe związane są głównie z nielegalnym poborem energii elektrycznej przez odbiorców. Straty sieciowe wyrażone są w MWh.

64) Typowanie zmiennych opisujących do modelu (model wykorzystuje 27 zmiennych opisujących, wybranych z 56 wstępnie zbadanych) odbywa się poprzez badanie poziomu wpływu (istotności) danej zmiennej na analizowany parametr. W modelu dokonuje się szacunku średniej uzasadnionej wartości określonego parametru (np. kosztów operacyjnych) na podstawie porównania ze średnimi wartościami tego parametru w innych przedsiębiorstwach badanej zbiorowości, z uwzględnieniem różnic w warunkach ich działania.

Jako uzasadnione przyjmuje się koszty, jakie ponosiłaby w pełni efektywna firma „cień” (działająca w identycznych warunkach jak firma analizowana). Przyjęto założenie, że tylko koszty modelowe powinny znaleźć pokrycie w przychodzie taryfowym. Zatem gdy rzeczywiste koszty będą wyższe od oczekiwanych wyznaczonych na podstawie modelu, wówczas przedsiębiorstwo poniesie stratę. By tego uniknąć, musi dokonać ich redukcji.

Niezwykle istotnym warunkiem skutecznego wykorzystania metod porównawczych do oceny efektywności kosztowej było stworzenie przez URE jednolitej bazy informacyjnej o kosztach spółek. Do końca marca 2002 r. zebrano dane kosztowe za lata 2000-2001, które następnie zostały wykorzystane w modelu do wyznaczenia uzasadnionego poziomu kosztów operacyjnych i strat w sieciach elektroenergetycznych na okres obowiązywania czwartych taryf.

Wraz z wprowadzeniem nowych standardów sprawozdawczości energetycznej dla potrzeb taryfowania spółki dystrybucyjne zostały zobligowane do półrocznego raportowania w formie jednolitych arkuszy sprawozdawczych opracowanych w URE.

Ponadto przedsiębiorstwa energetyczne zostały zobowiązane do comiesięcznego przesyłania informacji na temat kosztów, przychodów oraz wyników finansowych w podziale na działalności oraz grupy taryfowe⁶⁵⁾.

Do wyznaczenia uzasadnionego poziomu kosztów operacyjnych i różnic bilansowych na okres czwartej taryfy jako zmienną niezależną przyjęto odpowiednio wartości rzeczywistych kosztów własnych przesyłania, dystrybucji i obrotu energią elektryczną (z wyłączeniem amortyzacji i podatków) oraz wartości techniczne strat za rok 2001, wykazane w arkuszach sprawozdawczych opracowanych przez URE. Następnie dla każdej spółki została wyznaczona spółka „cień”.

Różnica w kosztach i poziomie strat pomiędzy spółką rzeczywistą i jej „cieniem” wyznaczała skalę nieefektywności danego przedsiębiorstwa. Przyjęto założenie, że najbardziej efektywne jest przedsiębiorstwo o największym dodatnim procentowym odchyleniu kosztów modelowych od rzeczywistych, natomiast za najmniej efektywne uznano przedsiębiorstwo o największym procentowym ujemnym odchyleniu kosztów modelowych od rzeczywistych. Ponadto założono sektorową poprawę efektywności na poziomie 5%. W efekcie przyjęto, że spółka najbardziej efektywna będzie musiała zredukować koszty o 5%, a najmniej efektywna o 15%. Założono, że spółka musi dokonać niezbędnej redukcji kosztów w trzy letnim okresie regulacyjnym, czyli przed następnym prze-

65) Monitoring przesyłanych arkuszy wykorzystywany jest przede wszystkim do sprawdzenia poprawności przyjętych założeń we wnioskach o zatwierdzenie taryf dla energii elektrycznej, a także bieżącej oceny sytuacji finansowej. Jednocześnie analiza wyników monitoringu służy dokonywaniu oceny eliminowania bądź pogłębiania subsydiowania skrośnego przez przedsiębiorstwa energetyczne.

glądem kosztów wyznaczonym na 2006 r. Rezultatem zastosowania modeli ekonometrycznych w procesie IV taryfowania było wymuszenie redukcji kosztów operacyjnych o 10% oraz kosztów zakupu energii na pokrycie strat o 8%, średnio w podsektorze⁶⁶).

W 2003 r. na rynku rozpoczął się proces zmian struktury podmiotowej podsektora dystrybucji, polegający na poziomej konsolidacji spółek dystrybucyjnych⁶⁷. W procedurze zatwierdzania kolejnych taryf dla energii elektrycznej spółek dystrybucyjnych (V, VI oraz VII) niezależnie od faktu, że zmianie uległa struktura podmiotowa sektora (od 2005 r. Prezes URE zatwierdza taryfy dla 14 spółek dystrybucyjnych), kontynuowany był model regulacji bodźcowo-przychodowej zapoczątkowany w 2001 r.

W przypadku PSE SA oraz wydzielonego w 2004 r. PSE – Operator SA, wyznaczonego następnie decyzją Prezesa URE na operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, ustalanie taryfy odbywało się i nadal się odbywa na podstawie metody kosztowej, w oparciu o obowiązujące sprawozdania statystyczne. Zastosowanie innej metody było niemożliwe, ponieważ w Polsce działa jedno przedsiębiorstwo przesyłowe, a międzynarodowe porównania byłyby niezwykle skomplikowane ze względu na odmienne warunki działania.

Wdrożenie nowego modelu regulacji dla podsektora dystrybucji zostało zainspirowane zarówno doświadczeniami własnymi, jak i doświadczeniami innych krajów. Stosując one różne formy regulacji cenowej o zróżnicowanym stopniu oddziaływania (np. metody typu cost plus, price cap, revenue cap). Regulacja cenowa stosowana w Polsce zalicza się do grupy metod regulacji bodźcowej (*incentive-based regulation*) o wysokim stopniu oddziaływania i jest uznawana za jedną z najbardziej efektywnych form regulacji⁶⁸. Metodę tę cha-

rakteryzują silne bodźce ekonomiczne do poprawy efektywności działania regulowanego przedsiębiorstwa oraz niskie koszty regulacji.

1.2.2. Taryfy dla energii elektrycznej (2006)

W 2006 r. w zakresie taryf dla energii elektrycznej Prezes URE wydał 206 decyzji administracyjnych⁶⁹, w tym:

- 126 decyzji o zatwierdzeniu taryf dla energii elektrycznej, w tym:
 - 13 decyzji dla spółek dystrybucyjnych;
 - 1 decyzję dla PSE SA;
 - 1 decyzję dla PSE – Operator SA;
 - 111 decyzji dla przedsiębiorstw energetyki przemysłowej,
- 64 decyzji o zatwierdzeniu zmian w taryfach dla energii elektrycznej, w tym:
 - 22 decyzje dla spółek dystrybucyjnych;
 - 42 decyzji dla przedsiębiorstw energetyki przemysłowej,
- 12 decyzji o umorzeniu postępowania, w tym:
 - 2 decyzje dla spółek dystrybucyjnych;
 - 10 decyzji dla przedsiębiorstw energetyki przemysłowej,
- 5 decyzji o odmowie zatwierdzenia taryf bądź zmian w taryfach, w tym:
 - 3 decyzje dla spółek dystrybucyjnych w sprawie zmiany;
 - 1 decyzję dla PSE SA w sprawie zmiany;
 - 1 decyzję dla przedsiębiorstw energetyki przemysłowej,
- 1 decyzję dla PSE – Operator SA w sprawie ustalenia współczynnika korekcyjnego X,
- 1 decyzję dla PSE – Operator SA uzupełniającą treść decyzji w sprawie ustalenia współczynnika korekcyjnego X,
- 1 decyzję dla PSE – Operator SA uchylającą decyzję w sprawie ustalenia współczynnika korekcyjnego X,
- 1 decyzję w sprawie rozstrzygnięcia sporu między przedsiębiorstwami energetycznymi.

Zatwierdzanie taryfy dla PSE SA

W okresie obowiązywania VII Taryfy Polskich Sieci Elektroenergetycznych SA, która weszła w życie w styczniu 2006 r., przedsiębiorstwo wystąpiło z wnioskiem o jej korektę. Wniosek, który został złożony w kwietniu 2006 r., dotyczył wzrostu cen Minimalnych Ilości Energii (MIE). W uzasadnieniu wnioskowej zmiany przedsiębiorstwo wskazało na wzrost – z tytułu podwyżki cen paliw gazowych – kosztów zmiennych wytwarzania energii.

69) Zestawienie uwzględnia również ilość wydanych decyzji administracyjnych w zakresie zatwierdzenia i zmian taryf dla energii elektrycznej, wydanych z upoważnienia Prezesa URE przez Dyrektorów oddziałów terenowych.

66) W trakcie ustalania taryf w latach 2002 i 2003 kilka przedsiębiorstw skorzystało z możliwości funkcjonowania w ramach taryfy wieloletniej – długość okresu regulacji zależała w każdym przypadku od wniosku przedsiębiorstwa i wynosiła trzy, cztery lub pięć lat. Do zakresu kompetencji Prezesa URE należy bowiem ustalanie współczynników korekcyjnych określających projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego oraz zmianę warunków prowadzenia przez to przedsiębiorstwo danego rodzaju działalności gospodarczej, ale ustalanie okresu obowiązywania tych współczynników zostało włączone do zakresu kompetencji Prezesa URE dopiero nowelizacją ustawy – Prawo energetyczne w maju 2005 r.

67) W 2003 r. zaczęto funkcjonować nowe przedsiębiorstwo energetyczne – Grupa Energetyczna ENEA SA, obecna nazwa ENEA SA z siedzibą w Poznaniu, które powstało w wyniku skonsolidowania pięciu spółek dystrybucyjnych. W 2004 r. w wyniku konsolidacji powstały kolejne podmioty: EnergiaPro Koncern Energetyczny SA z siedzibą we Wrocławiu, ENION SA z siedzibą w Krakowie oraz ENERGIA Gdańska Kompania Energetyczna SA.

68) Metoda ta jest oparta na formule RPI-X (pułap przychodów) i od wielu lat jest z powodzeniem stosowana wobec spółek dystrybucyjnych w Wielkiej Brytanii, mającej najbardziej dojrzały i konkurencyjny rynek energii w Europie.

Decyzją z 27 czerwca 2006 r. Prezes URE odmówił zatwierdzenia zmiany taryfy dla energii elektrycznej uznając, że nie spełnia ona wymogów określonych w art. 155 ustawy – Kodeks postępowania administracyjnego.

Decyzją z 15 grudnia 2006 r. Prezes URE zatwierdził VIII taryfę dla PSE SA na okres 12 miesięcy, rozpoczynający się 1 stycznia 2007 r. Analogicznie jak w latach ubiegłych w procedurze taryfowania PSE SA została wykorzystana metoda kosztowa. Zatwierdzona taryfa uległa podwyższeniu o 7,4%⁷⁰⁾.

Zatwierdzanie taryfy dla operatora systemu przesyłowego PSE – Operator SA

Druga taryfa PSE – Operator SA została zatwierdzona decyzją Prezesa URE na okres 12 miesięcy kalendarzowych rozpoczynający się od 1 stycznia 2006 r. W okresie tym przedsiębiorstwo nie wystąpiło z wnioskiem o zmianę taryfy.

Wstępny wniosek PSE – Operator SA o zatwierdzenie taryfy na 2007 r. został złożony w czerwcu 2006 r. Na tym etapie – podobnie jak w roku ubiegłym – nie było możliwe pozyskanie od spółek dystrybucyjnych rzetelnych danych dotyczących planowanych na 2007 r. ilości energii i mocy stanowiących podstawę kalkulacji stawek opłat przesyłowych. Możliwe było zatem jedynie dokonanie weryfikacji wniosku PSE – Operator SA w zakresie kosztowym.

Kompletny wniosek zawierający skalkulowane stawki opłat, uwzględniające zebrane przez PSE – Operator SA od odbiorców usług przesyłowych prognozowane wielkości nośników, czyli energii i mocy, został złożony w połowie października 2006 r.

Po rozpatrzeniu przedmiotowego wniosku decyzją z 25 października 2006 r., której został nadany rygor natychmiastowej wykonalności, Prezes URE ustalił współczynnik korekcyjny X, determinując tym samym wysokość kosztów usług dodatkowych, stanowiących podstawę kalkulacji składnika wyrównawczego stawki systemowej opłaty przesyłowej. Następnie decyzją z 10 listopada 2006 r., Prezes URE uzupełnił treść decyzji z 25 października 2006 r. ustalając 12-miesięczny okres obowiązywania współczynnika korekcyjnego określającego projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa, rozpoczynający się od 1 stycznia 2007 r.

Od powyższej decyzji Prezesa URE, przedsiębiorstwo PSE – Operator SA wniosło odwołanie, w którym

70) Wzrost taryfy uzasadniony był koniecznością sfinansowania działań wspomagających rozwój odnawialnych źródeł energii i wytwarzania energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła – uregulowanych przepisami ustawy Prawo energetyczne, a także koniecznością zapewnienia niezbędnych środków finansowych na inwestycje modernizacyjne i rozwojowe u wytwórców energii, podwyższeniu uległa cena zakupu energii elektrycznej na rynku hurtowym, mająca bezpośredni wpływ na taryfę PSE SA.

wniosło o uchylenie w całości decyzji z 25 października 2006 r. i umorzenie postępowania taryfowego w części dotyczącej ustalenia współczynnika korekcyjnego, a także o wstrzymanie wykonalności tej decyzji lub uchylenie rygoru natychmiastowej wykonalności nadanego tej decyzji.

Po zapoznaniu się z treścią odwołania Przedsiębiorstwa oraz nowymi informacjami zawartymi we wniosku PSE SA, a także mając na uwadze obowiązujące przepisy, Prezes URE uznał za słuszne wniesione odwołanie i decyzją z 4 grudnia 2006 r. uchylił w całości decyzję z 25 października 2006 r. uzupełnioną decyzją z 10 listopada 2006 r. oraz umorzył postępowanie w części dotyczącej ustalenia współczynnika korekcyjnego określającego projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania Przedsiębiorstwa. W niniejszej sprawie Prezes URE uwzględnił nowe okoliczności uzasadniające podwyższenie poziomu kosztów ponoszonych przez PSE SA (zarządcę kontraktów), mających jednocześnie wpływ na wysokość składnika wyrównawczego stawki systemowej w taryfie PSE – Operator SA.

Trzecia taryfa PSE – Operator SA została zatwierdzona decyzją Prezesa URE z 15 grudnia 2006 r. na okres 12 miesięcy, rozpoczynający się 1 stycznia 2007 r.

Taryfa PSE – Operator SA uległa obniżeniu o 11,5%, co w głównej mierze wynika ze spadku udziału w kosztach przenoszonych taryfą przesyłową składnika wyrównawczego stawki systemowej, stanowiącego część kosztów wytwarzania energii w ramach kontraktów długoterminowych, oraz rozłożenia kosztów stałych działalności operatora przesyłowego na większy wolumen energii dostarczanej z sieci przesyłowej.

Zatwierdzanie taryf dla operatorów systemu dystrybucyjnego

Intencją Regulatora było rozpoczęcie w 2007 r. nowego okresu regulacji dla wszystkich spółek dystrybucyjnych poprzedzonego przeglądem regulacyjnym w zakresie kosztów operacyjnych, strat sieciowych i uzasadnionego poziomu inwestowania spółek dystrybucyjnych w latach 2002-2005. Planowano przy tym wdrożenie nowego modelu porównawczego efektywności kosztów operacyjnych, różnicy bilansowej oraz nakładów inwestycyjnych.

Dokonany w trakcie 2006 r. wstępny przegląd regulacyjny ujawnił nie tylko brak oczekiwanej poprawy efektywności przedsiębiorstw i związanej z tym redukcji kosztów, ale nawet pogłębienie tej nieefektywności. W 2006 r. rozpoczęto prace zmierzające do wprowadzenia zmodernizowanej metody, nieodzownej dla nowego okresu regulacji, jednak praktyczne jej wdrożenie od 2007 r. spotkało się z następującymi ograniczeniami:

- zmniejszenia ilości przedsiębiorstw sieciowych z 33 do 14 w wyniku postępującego procesu konsolidacji, co utrudniło wdrożenie modelu zbudowanego na dotychczasowych zasadach,

- braku możliwości bezpośredniego wykorzystania rozwiązań stosowanych przez innych regulatorów europejskich z uwagi na specyfikę polskiego sektora dystrybucji oraz ograniczenia legislacyjne,
- braku możliwości dokonania pełnego przeglądu regulacyjnego oraz oceny rzeczywistych kosztów spółek dystrybucyjnych zrealizowanych w okresie obowiązywania VII taryf, działających w oparciu o taryfy wieloletnie, z uwagi na fakt, że 2006 r. był jednocześnie dla części przedsiębiorstw ostatnim rokiem okresu obowiązywania współczynników korekcyjnych X.

Wobec powyższych okoliczności, jak też wielu nieświadomych związanych z postępującym procesem konsolidacji przedsiębiorstw sektora elektroenergetycznego, zmianami przepisów prawa, ustawową koniecznością wydzielenia prawnego Operatorów Systemu Dystrybucyjnego, VIII taryfy dla energii elektrycznej zostały opracowane przez wszystkie spółki dystrybucyjne na jednoroczny okres regulacji według dotychczasowych zasad.

Za podstawę ustalania uzasadnionego poziomu kosztów operacyjnych przyjęto nadal wielkości modelowe wyznaczone dla IV taryf, czyli w procedurze taryfowej 2002/2003. Również za uzasadniony poziom nakładów inwestycyjnych na 2007 r. przyjęto poziom wyznaczony w oparciu o nakłady modelowe 2002 r.

Jedynie w odniesieniu do strat sieciowych został opracowany nowy model, w którym jako bazę do określenia uzasadnionego poziomu strat na 2007 r., przyjęto straty sieciowe zaobserwowane w przedsiębiorstwach w 2005 r. Straty te zostały skorygowane wskaźnikiem uwzględniającym poprawę efektywności sektora (1% dla wszystkich przedsiębiorstw) oraz poprawę efektywności nieefektywnych przedsiębiorstw (dodatkowo do 2,8%, w zależności od stopnia nieefektywności).

15 i 16 grudnia 2006 r. Prezes URE zatwierdził VIII taryfy dla 13 spółek dystrybucyjnych na okres 12 miesięcy, rozpoczynający się 1 stycznia 2007 r. Nie została zatwierdzona taryfa STOEN SA.

W wyniku zatwierdzenia taryf dla spółek dystrybucyjnych nastąpił nominalny wzrost średniej ceny energii elektrycznej łącznie z usługą dystrybucyjną dla odbiorców końcowych o 1,1%, natomiast dla tzw. odbiorców komunalno-bytowych – o 1,6%. W zależności od obszaru kraju wzrost ten ukształtował się w przedziale od – 2,22% do 3,12%. Średnia cena w obrocie wzrosła o 10,2%, natomiast w dystrybucji nastąpił spadek średnich płatności – o 7,8%.

Ogólnie rzecz biorąc na wzrost średnich cen energii dla odbiorców końcowych złożyły się, podobnie jak w latach poprzednich: konieczność finansowania rosnącego udziału ilościowego i cen energii ze źródeł odnawialnych i skojarzonych w całości energii dostarczonej odbiorcom końcowym, potrzeba stopniowego zapewnienia przedsiębiorstwom sieciowym wynagro-

żenia majątku zaangażowanego w działalność koncesjonowaną (taryfa na 2007 r. jest pierwszą taryfą przenoszącą w pełni zwrot z zaangażowanego kapitału) oraz potrzeba zapewnienia podmiotom wytwórczym możliwości finansowania inwestycji modernizacyjnych i rozwojowych.

Spadek średniej ceny w dystrybucji wynika przede wszystkim z obniżenia taryfy PSE – Operator SA, determinującej poziom kosztów przeniesionych spółek dystrybucyjnych. Dodatkowo nastąpił znaczny wzrost zapotrzebowania na energię w stosunku do lat ubiegłych, co również wpłynęło na obniżenie jednostkowego kosztu własnego dystrybucji.

Wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych w 2006 r. wyniósł 1%, wzrost nominalny średniej ceny – o 1,1 %. Oznacza to w istocie utrzymanie jednostkowego kosztu zaopatrzenia gospodarki krajowej w energię elektryczną na dotychczasowym poziomie.

Zatwierdzanie taryf dla przedsiębiorstw tzw. energetyki przemysłowej

Do grupy podmiotów mających koncesje na dystrybucję i obrót energią elektryczną, które muszą mieć zatwierdzone taryfy dla energii elektrycznej, oprócz tzw. energetyki zawodowej (spółki dystrybucyjne), zalicza się również przedsiębiorstwa tzw. energetyki przemysłowej, dla których sprzedaż energii elektrycznej stanowi działalność dodatkową, w większości przypadków przychody z jej sprzedaży stanowią margines w przychodach całego przedsiębiorstwa.

Przedsiębiorstwa energetyki przemysłowej przedkładając taryfy do zatwierdzenia muszą, tak jak spółki dystrybucyjne, przedstawić dość obszerny materiał analityczny pozwalający na stwierdzenie zgodności planowanej taryfy z obowiązującym stanem prawnym.

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

Biorąc pod uwagę, że wśród przedsiębiorstw energetyki przemysłowej znajdują się również takie, które mają zaledwie kilku odbiorców (a w skrajnym przypadku jednego), racjonalne wydaje się, aby te z nich, które chcą stosować ceny i stawki opłat gwarantujące realizację powyższej zasady, zwolnione zostały przez Prezesa URE z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia. Jednakże Prezes URE nie może tego uczynić w ramach przysługującego mu na mocy art. 49 ustawy prawa zwolnienia przedsiębiorstwa z obowiązku przedkładania taryfy do zatwierdzenia, jako że żadne z przedsiębiorstw ener-

getyki przemysłowej zajmujących się dystrybucją energii elektrycznej nie działa na rynku konkurencyjnym⁷¹⁾.

Taryfowanie przedsiębiorstw energetyki przemysłowej odbywa się w Centrali URE. Natomiast od 12 maja 2005 r. do właściwości rzeczowej oddziałów terenowych należy zatwierdzanie taryf dla energii elektrycznej przedsiębiorstwom energetycznym, których projekty planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną nie podlegają uzgodnieniu z Prezesem URE⁷²⁾. Z reguły są to drobne przedsiębiorstwa energetyki przemysłowej.

Zatwierdzanie taryf dla przedsiębiorstw energetycznych wytwarzających energię elektryczną w skojarzeniu w wytwarzaniem ciepła

Od 2001 r. zatwierdzanie taryf dla energii elektrycznej wytwarzających energię elektryczną w skojarzeniu w wytwarzaniem ciepła odbywa się w oddziałach terenowych URE.

Uwzględniając zaawansowany proces wdrażania mechanizmów rynku konkurencyjnego w sektorze elektroenergetycznym oraz po dokonaniu wszechstronnej analizy rynku energii elektrycznej, Prezes URE z 1 lipca 2001 roku zwolnił przedsiębiorstwa energetyczne mające koncesję na wytwarzanie i obrót energią elektryczną z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryfy dla energii elektrycznej, z pewnymi wyjątkami. Jednym z nich był brak zwolnienia z tego obowiązku przedsiębiorstw energetycznych wytwarzających energię elektryczną w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła w odniesieniu do energii objętej obowiązkiem zakupu zgodnie z rozporządzeniem Ministra Gospodarki z 15 grudnia 2000 r. (Dz. U. nr 122, poz. 1336), tzn. przedsiębiorstw wytwarzających energię elektryczną w pełnym skojarzeniu. Jednakże 23 września 2004 r. Prezes URE wydał komunikat, którym 1 stycznia 2005 r. zwolnił przedsiębiorstwa energetyczne wytwarzające energię elektryczną w skojarze-

71) W 2002 r. Prezes URE zwrócił się do Ministra Gospodarki z propozycją zmiany postanowień art. 47 ustawy – Prawo energetyczne poprzez dodanie ust. 1a w następującym brzmieniu: „1a) Z obowiązku przedkładania Prezesowi URE taryfy do zatwierdzenia zwalnia się przedsiębiorstwo, zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją oraz obrotem energią elektryczną lub paliwami gazowymi, które stosuje ceny i stawki opłat na poziomie, przy którym opłaty ustalone na ich podstawie dla żadnego z odbiorców nie są wyższe od opłat, które odbiorcy ci ponosiliby, będąc odbiorcami przedsiębiorstwa, w którym w energię elektryczną lub paliwa gazowe zapatruje się zwolnione przedsiębiorstwo”. Przedstawiona propozycja nie znalazła jednak akceptacji ze strony Ministra Gospodarki, w związku z czym taryfy dla tych przedsiębiorstw są cały czas zatwierdzane.

72) Chodzi o przedsiębiorstwa, które wykonują działalność gospodarczą w zakresie dystrybucji energii elektrycznej dla mniej niż 100 odbiorców, którym przedsiębiorstwo to dostarcza rocznie mniej niż 50 GWh tej energii.

niu z wytwarzaniem ciepła z obowiązku przedkładania taryf dla energii elektrycznej do zatwierdzenia. Antycypował tym samym dokonaną przez Ministerstwo Gospodarki zmianę obowiązujących przepisów, zgodnie z którą od 1 stycznia 2005 r. miał ulec likwidacji mechanizm rekompensowania różnic w kosztach obowiązkowego zakupu energii elektrycznej z pełnego skojarzenia.

Mechanizmom taryfowania podlegają jednak w dalszym ciągu producenci energii elektrycznej ze źródeł skojarzonych zasilanych paliwami gazowymi. Brak systemowych mechanizmów wsparcia dla tego rodzaju produkcji energii elektrycznej, korzystnej ekologicznie, powodował trudności z jej zbyciem. Mając więc na celu ułatwienie kontraktowania tej energii, za uzasadnione uznano poddanie tych przedsiębiorstw regulacji taryfowej.

1.2.3. Wnioski

Podjętą próbę oceny procesu regulacyjnego taryf dla energii elektrycznej Spółek Dystrybucyjnych należy pamiętać, że Regulator w procesie tym musi równoważyć interesy przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców. Stosowana przez niego pułapowa formuła przychodu regulowanego w dystrybucji pozwala na pokrywanie uzasadnionych własnych i przeniesionych kosztów prowadzenia działalności przez przedsiębiorstwo sieciowe. Mimo to corocznie przedsiębiorstwa występują z dodatkowymi tytułami kosztowymi w celu otrzymania dodatkowych przychodów na ich pokrycie. Akceptacja takiego stanu rzeczy oznaczałaby wyższy wzrost cen i stawek opłat dla odbiorców niż faktycznie uzasadniony. Tabela 4 (str. 89) przedstawia dokonaną przez Prezesa URE redukcję oczekiwań w kolejnych latach taryfowych w stosunku do oczekiwań sektora dystrybucji w zakresie średnich cen.

W okresie od 1999 r. do 2001 r. Regulator stosował kosztową metodę regulacji (cost of service), polegającą na dokonywaniu indywidualnej analizy poszczególnych pozycji kosztowych taryfy przedsiębiorstwa. Z uwagi na negatywne doświadczenia – związane z metodą kosztową, takie jak: wykorzystywaniem przez przedsiębiorstwa asymetrii informacyjnej do zawyżania poziomu kosztów, uwikłanie Regulatora w micromanagement, począwszy od 2002 r. zatwierdzanie taryf dla przedsiębiorstw sieciowych odbywa się na bazie analiz porównawczych oraz modeli do zobiektywizowanej oceny kosztów operacyjnych, strat sieciowych i nakładów inwestycyjnych. Zmiana metody regulacji jest wyborem Regulatora, mającym na celu ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym wzrostem cen i stawek opłat. Z drugiej strony warto również zwrócić uwagę, że przyjęta metodologia nie spowodowała pogorszenia kondycji ekonomicznej przedsiębiorstw dystrybucyjnych na tle całej gospodarki.

Rysunek 2 przedstawia dynamikę wskaźników rentowności obrotu gospodarczego w latach 2003-2006.

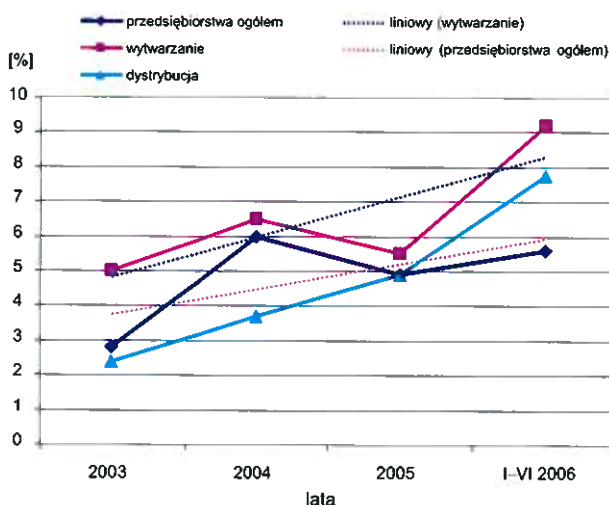
Tabela 4. Efekty regulacyjne z procesu zatwierdzania taryf dla energii elektrycznej – Spółki Dystrybucyjne

Wyszczególnienie – rok zatwierdzenia taryfy	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			
	[mln zł]				
1999	24 280	21 500	2 780	b.d.	13,0
2000	24 260	22 500	1 760	b.d.	8-14
2001	23 985	23 320	665	b.d.	3,4-10,5
2002	25 147	24 201	946	8,5	5,6
2003	25 152	24 827	325	3,9	2,5
2004	26 711	26 073	638	5,1	2,7
2005	27 788	27 351	437	4,6	3,2
2006	29 327	28 919	409	2,5	1,1

Wysoka dynamika wskaźnika rentowności obrotu gospodarczego dla przedsiębiorstw dystrybucyjnych na tle wskaźnika rentowności ogółem odzwierciedla uwzględnianie w przychodzie regulowanym kwoty zwrotu z zaangażowanego kapitału, która pozostaje w przedsiębiorstwie jako nadwyżka finansowa i stanowi podstawę finansowania rozwoju tych przedsiębiorstw. Zastosowanie modelu regulacji w formule pułapu przychodów pozwala przedsiębiorstwu swobodnie dysponować przychodem w celu pokrycia uzasadnionych kosztów ponoszonych na działalność dystrybucyjną, w tym działalność inwestycyjną. Uwzględnia-

nie przedsiębiorstwom przychodów, umożliwiającą realizację uzasadnionych inwestycji – potwierdzają słuszność wybranej metody regulacji. W konsekwencji słuszny wybór Regulatora przekłada się na obecny i przyszły stan bezpieczeństwa całego systemu oraz dostaw dla odbiorców energii elektrycznej.

Zastosowanie cztery lata temu w Polsce modelu regulacji bodźcowej należy oceniać jako wyróżniające się stopniem osiągnięć w dziedzinie regulacji wśród państw Europy Środkowo-Wschodniej. Ponadto zastosowane przez URE metody w sposób istotny przewyższają także metody wypracowane przez niektórych regulatorów Europy Zachodniej.



Rysunek 2. Dynamika wskaźników rentowności obrotu gospodarczego 2003-2006 w [%] (Źródło: URE na podstawie danych ARE SA)

nie kwoty zwrotu z zaangażowanego kapitału jest przejawem odpowiedzialności Regulatora w zapewnieniu odpowiedniego poziomu środków z przeznaczeniem na realizację uzasadnionych inwestycji. Zatem z jednej strony dbałość Regulatora o interesy odbiorców poprzez ich ochronę przed nadmiernym wzrostem cen i stawek opłat, z drugiej strony dbałość o zapew-

1.3. Uzgadnianie projektów planów rozwoju elektroenergetycznych przedsiębiorstw sieciowych

Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej – zgodnie z postanowieniami art. 16 ustawy – Prawo energetyczne – zobowiązane są do opracowania i uzgodnienia z Prezesa URE projektów planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną. Uzgadnianie przez Prezesa URE projektów planów rozwoju sieciowych przedsiębiorstw energetycznych jest jednym z podstawowych instrumentów regulacji działalności tych przedsiębiorstw. Uzgadnianie projektów planów rozwoju ma na celu zapewnienie zgodności projektu planu z ustawą i przepisami wykonawczymi do tej ustawy oraz zgodności z założeniami polityki energetycznej państwa⁷³⁾. Najważniejszym ele-

73) W „Założeniach polityki energetycznej Polski do 2020 roku”, przyjętych przez Radę Ministrów 22 lutego 2000 r., za główne cele krajowej polityki energetycznej uznano: bezpieczeństwo energetyczne, poprawę konkurencyjności, ochronę środowiska naturalnego. Z kolei przepisy ustawy – Prawo energetyczne nakładają na sieciowe przedsiębiorstwa energetyczne liczne obowiązki.

mentem projektów planów rozwoju przedsiębiorstw sieciowych są plany inwestycyjne dotyczące przedsięwzięć w zakresie modernizacji i rozwoju oraz przewidywany sposób ich finansowania. Wynika to z faktu, że plany te dotyczą przedsięwzięć charakteryzujących się znaczną kapitałochłonnością. Wieloletni cykl inwestowania oraz zaangażowanie znacznych środków finansowych powodują długookresowe konsekwencje finansowe dla przedsiębiorstwa oraz jego odbiorców. Mają bezpośrednie przełożenie na ustalenie poziomu niezbędnych przychodów, a więc przyszłych taryf przedsiębiorstwa. W związku z powyższym informacje pochodzące z projektów planów rozwoju, dotyczące w szczególności planowanego sposobu finansowania inwestycji, wykorzystywane są również w procesie zatwierdzania taryf opracowywanych przez sieciowe przedsiębiorstwa energetyczne. Uzgodnianie projektów planów rozwoju pozostaje zatem w ścisłym związku z wydawaniem decyzji w sprawie zatwierdzenia taryf.

Zasady i procedura uzgadniania projektów planów rozwoju

Treść planów rozwoju (oprócz zapisów ustawowych) wyznaczają również zapisy koncesji wydanych dla przedsiębiorstw sieciowych oraz przepisy rozporządzeń wykonawczych do ustawy – Prawo energetyczne, które odwołują się do tego rodzaju planów. W trakcie pierwszego cyklu uzgadniania projektów planów⁷⁴⁾, uzasadnione koszty prowadzenia przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną należało ustalić dla poszczególnych grup odbiorców na podstawie m.in. planowanych rocznych kosztów modernizacji i rozwoju oraz kosztów związanych z realizacją inwestycji w zakresie ochrony środowiska. Powyższe koszty ustalano na podstawie planu rozwoju jako średnie roczne koszty w okresie objętym planem, wynikające z określonych w tym planie nakładów inwestycyjnych. Konieczne stało się zatem określenie przez Prezesa URE oczekiwań co do wymaganego zakresu przedmiotowego projektów planów rozwoju oraz innych wymagań związanych z ich uzgodnieniem. Podstawowe problemy z pierwszym uzgadnianiem planów rozwoju związane były ze zsynchronizowaniem planów z okresem obowiązywania taryf dla energii elektrycznej.

Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła sporządzają dla obszaru swojego działania plany rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe, energię elektryczną lub ciepło, uwzględniając miejscowo-

wy plan zagospodarowania przestrzennego albo kierunki rozwoju gminy określone w studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy. Zgodnie z art. 16 ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne, projekty powyższych planów sporządzane przez elektroenergetyczne i gazownicze przedsiębiorstwa sieciowe podlegają uzgodnieniu z Prezesem URE.

W ramach uzgadniania projektów planów rozwoju sieciowych przedsiębiorstw elektroenergetycznych w 2006 r., można wskazać następujące istotne elementy:

- projekt planu rozwoju PSE – Operator SA,
- projekty planów rozwoju 14 spółek dystrybucyjnych o zasadniczym znaczeniu dla funkcjonowania krajowego systemu elektroenergetycznego,
- projekty planów rozwoju przedsiębiorstw sieciowych prowadzących działalność dystrybucyjną na niewielką (lokalną) skalę (tzw. energetyka przemysłowa).

PSE – Operator SA

W grudniu 2006 r. Prezes URE uzgodnił projekt planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną opracowany na lata 2006-2020 przez PSE Operator SA. W istocie projekt ten w części obejmującej lata 2006-2009, stanowi skorygowaną i uaktualnioną (realizującą zasadę planowania kroczącego) wersję projektu planu na lata 2005-2009 uzgodnionego z Prezesem URE, uzupełnioną o 2010 r. Horyzont czasowy tego planu w części zawierającej zarys zamierzeń inwestycyjnych, został wydłużony o pięć lat w stosunku do poprzedniego projektu planu rozwoju. Dla okresu 2006-2010 projekt planu rozwoju został sporządzony szczegółowo (wraz z projekcją finansową), natomiast okres 2011-2020 przedstawiono w sposób zagregowany. W porównaniu z poprzednią wersją projektu planu rozwoju dla lat 2005-2009, przedsiębiorstwo założyło zwiększenie udziału w nakładach środków przeznaczonych na budowę i rozbudowę stacji i linii elektroenergetycznych. Dodatkowo w przedziale lat 2011-2020 projekt wskazuje zasadnicze kierunki rozwoju, w tym rozwoju połączeń międzysystemowych, w szczególności połączenie z Litwą.

Głównymi pozycjami planu inwestycyjnego są wydatki na budowę i rozbudowę stacji oraz linii elektroenergetycznych – 57,5%, a także modernizacje istniejących stacji i linii – 28,5%. Łączne nakłady na infrastrukturę sieciową stanowiły 86% planowanych nakładów inwestycyjnych.

Pozostałe grupy planowanych nakładów to: teleinformatyka – 9%; budynki i budowle – 3,5%; przygotowanie inwestycji i zakup gotowych dóbr inwestycyjnych – 1% i rezerwa – 0,5%.

Planowane działania kierunkowe w zakresie rozwoju sieci przesyłowej wynikające z oceny bieżących warunków pracy KSE obejmują:

- a) działania dotyczące elementów sieci przesyłowej najwyższych napięć:

74) § 34 ust. 1 pkt 2 rozporządzenia Ministra Gospodarki z 3 grudnia 1998 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie energią elektryczną, w tym rozliczeń z indywidualnymi odbiorcami w lokalach (Dz. U. Nr 153, poz. 1002).

- modernizacja linii mających ograniczoną przepustowość ze względu na zwisy przewodów,
 - likwidacja aparaturowych ograniczeń przepustowości linii,
 - instalacja dodatkowych transformatorów 400/110 kV i 220/110 kV,
 - instalacja urządzeń statycznej kompensacji mocy biernej;
- b) działania dotyczące modernizacji istniejących i instalacji nowych automatyk systemowych.

Projekt planu zakłada również działania ograniczające generację wymuszoną. Znaczny udział tego typu produkcji energii elektrycznej w Polsce (ok. 10% całkowitej krajowej produkcji) powoduje istotną deformację rynkowych cen energii elektrycznej i przenoszenie części kosztów produkcji energii elektrycznej w opłacie przesyłowej. Jako potencjalnie najbardziej efektywne w tym obszarze inwestycje sieciowe wskazuje się zainstalowanie i uruchomienie dodatkowych transformatorów 220/110 kV w stacjach: Konin, Pątnów, Kozienice, Skawina, Bieruń, Kopanina, Moszczenica, Halemba, Rybnik. Jako potencjalnie korzystne, ale wymagające dodatkowych analiz efektywności, wskazuje się nowe połączenia liniowe w kierunku północnym, w związku z występowaniem generacji wymuszonej w elektrowniach: Ostrołęka i Dolna Odra.

W projekcie planu rozwoju przedstawiono również projekty rozważane w ramach inwestycji zwiększających możliwości wymiany międzysystemowej.

Elektroenergetyczne Spółki Dystrybucyjne

Ponieważ rok 2006 był ostatnim rokiem okresu regulacji dla spółek dystrybucyjnych, podjęto działania mające na celu dostosowanie modelu wykorzystywanego określenia uzasadnionego poziomu nakładów inwestycyjnych – na potrzeby kolejnego okresu regulacji – oraz dokonano oceny wykonania przez poszczególne spółki dystrybucyjne nakładów inwestycyjnych w zakresie dystrybucji energii elektrycznej w latach 2002-2005.

Konieczność stosowania modelu do oceny zamierzeń inwestycyjnych spółek dystrybucyjnych wynika głównie ze znacznej skali inwestycji prowadzonych przez spółki dystrybucyjne oraz asymetrii informacji pomiędzy nimi a Regulatorem. Jak wynika z dotychczasowych doświadczeń, nakłady inwestycyjne planowane w projektach planów rozwoju często przewyższają ich późniejsze rzeczywiste wykonanie. Powoduje to, że Regulator musi dokonać oceny i weryfikacji planów rozwoju przedsiębiorstw sieciowych i określenia niezbędnych (uzasadnionych) nakładów inwestycyjnych, które wynikają z rzeczywistych potrzeb prowadzonej działalności w zakresie dystrybucji energii elektrycznej (przedsiębiorstwa sieciowe poza działalnością dystrybucyjną ciągle jeszcze prowadzą inne rodzaje działalności, w tym także niepodlegające koncesjonowaniu). Przy ustaleniu uzasadnionego poziomu nakładów inwestycyjnych konieczne jest również dokonanie

oceny możliwości finansowania inwestycji przez poszczególne przedsiębiorstwa, aby koszty wynikające z poniesionych nakładów nie powodowały w poszczególnych latach nadmiernego wzrostu cen i stawek opłat.

Skutkiem przyjęcia do kalkulacji przychodów zawyżonego poziomu nakładów inwestycyjnych byłoby uzyskanie przez przedsiębiorstwo dodatkowego, nieuzasadnionego przychodu. Należy jednocześnie podkreślić, że określenie uzasadnionego poziomu nakładów dokonywane jest na potrzeby projekcji finansowej przychodów spółek i nie ogranicza ich faktycznej aktywności inwestycyjnej. Natomiast środki na ewentualne dalsze zwiększenie dynamiki inwestowania muszą być pozyskiwane w inny sposób niż poprzez bezpośrednie podnoszenie cen i stawek opłat – w tym poprzez poprawę efektywności funkcjonowania spółek, a w szczególności procesów inwestycyjnych.

Zmiany w modelu wykorzystywanym do określenia uzasadnionego poziomu nakładów inwestycyjnych powinny uwzględnić przekształcenia dokonane w podsektorze dystrybucji w latach 2002-2005 (konsolidacja pozioma) oraz pozwolić na pełniejsze uwzględnienie specyfiki działania poszczególnych spółek dystrybucyjnych. W celu lepszego zrozumienia zasad zarządzania majątkiem sieciowym stosowanych w elektroenergetycznych spółkach dystrybucyjnych, realizowanej przez spółki polityki inwestycyjnej oraz poznania potrzeb inwestycyjnych po 2006 r. w URE opracowano i przekazano spółkom dystrybucyjnym „Ramowy projekt planu rozwoju przedsiębiorstw sieciowych zajmujących się dystrybucją energii elektrycznej. Zakłady energetyczne 2006”. Został on w istotny sposób zmieniony w stosunku do stosowanego w kończącym się okresie regulacji. Przy opracowaniu go przyjęto proste założenie, że zmodyfikowany zakres informacji przekazywanych przez spółki powinien umożliwić wprowadzenie niezbędnych zmian w metodzie określania uzasadnionych nakładów inwestycyjnych. W związku z powyższym spółki zostały poproszone o przekazanie ewentualnych uwag i komentarzy lub własnych propozycji, związanych ze zmodyfikowanym zakresem i układem informacji zamieszczanych w projekcie planu. Utrudnieniem towarzyszącym pracom nad ramowym projektem planu rozwoju oraz modyfikacją modelu był brak rozporządzenia w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, które ma uregulować m.in. sposób koordynacji planowania rozwoju systemu elektroenergetycznego. Istnieje bowiem zagrożenie, że w przypadku publikacji tego aktu po wprowadzeniu zmian w ramowym projekcie może wystąpić konieczność wprowadzenia kolejnych korekt w celu ich dostosowania lub w celu uwzględnienia nowych rozwiązań wynikających z przepisów tego rozporządzenia.

Wobec faktu, że blisko dwu miesięczny termin przewidziany na opracowanie i przekazanie przez spółki dystrybucyjne informacji w nowym układzie okazał się niewystarczający, ostatecznie został on na wniosek spółek przesunięty na koniec września 2006 r. Ze względu na kalendarz prac nad przygotowaniem taryf

na rok 2007 do wyznaczenia uzasadnionego poziomu nakładów inwestycyjnych zastosowano modelowe nakłady stosowane w kończącym się okresie regulacji, zwaloryzowane wskaźnikami RPI do cen 2007 r.

W przypadkach, w których spółki planowały w 2007 r. inwestycje przyłączeniowe o zakresie zasadniczo odbiegającym od wielkości realizowanych we wcześniejszych latach, wielkości modelowe dla tych spółek zostały skorygowane (warunki modelowe odbiegały w tym przypadku od stanu faktycznego). Wspomniane inwestycje przyłączeniowe skutkujące wprowadzeniem korekt wiązały się z zaplanowanym przyłączeniem znacznej ilości nowych odnawialnych źródeł energii elektrycznej oraz dużych odbiorców przemysłowych. Ostatecznie jako uzasadniony poziom nakładów inwestycyjnych w projekcjach finansowych na potrzeby kolejnych taryf spółek dystrybucyjnych przyjęto sumę nakładów inwestycyjnych w kwocie 2 373 489 tys. zł (ceny 2007 r.). W tej kwocie nakłady związane z przyłączeniem odnawialnych źródeł energii elektrycznej ujęto w wysokości 66 818 tys. zł, czyli pokrywającej połowę kosztów przyłączenia odnawialnych źródeł energii. W świetle bowiem art. 7 ust. 8 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne oraz art. 3 ustawy z 4 marca 2005 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska w 2006 r. połowa rzeczywistych kosztów przyłączenia odnawialnych źródeł energii o mocy elektrycznej finansowana jest przez spółkę dystrybucyjną.

W 2006 r. dokonano także oceny wykonania przez poszczególne spółki dystrybucyjne nakładów inwestycyjnych w zakresie dystrybucji energii elektrycznej w latach 2002-2005. W tym celu porównano kwoty nakładów inwestycyjnych przyjętych ostatecznie do kalkulacji taryf z nakładami wykonanymi.

Ocena działalności inwestycyjnej została dokonana przy następujących założeniach⁷⁵:

- nakłady charakteryzujące obecne koncerny są sumą nakładów tworzących je spółek (zgodnie z art. 494 § 1 Ksh spółka przejmująca albo spółka nowo zawiązana wstępuje z dniem połączenia we wszystkie prawa i obowiązki spółki przejmowanej albo spółek łączących się przez zawiązanie nowej spółki);
- podstawowymi okresami rozliczeń są lata kalendarzowe (zgodnie z aktualnie obowiązującym rozporządzeniem Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z 23 kwietnia 2004 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną – Dz. U. z 2004 r. Nr 105, poz. 1114);
- do przeliczania ceny stałej/ceny bieżącej zastosowano średnioroczny wskaźnik wzrostu cen towarów i usług konsumpcyjnych (RPI), o którym mowa w § 26 ust. 2 powołanego rozporządzenia.

75) Ze względu na dokonane procesy konsolidacji poziomej oraz zmianę w 2004 r. okresu obowiązywania taryfy z okresu od 1 lipca do 30 czerwca na okres od 1 stycznia do 31 grudnia.

Przy ocenie poziomu realizacji nakładów inwestycyjnych w latach 2002-2005 w odniesieniu do poziomu nakładów uwzględnionego w taryfach zatwierdzonych w tym okresie (w cenach stałych 2005 r.) należy stwierdzić, że podsektor dystrybucji zrealizował inwestycje na poziomie o 151,6 mln zł większym od zakładanego przy kalkulacji przychodów taryfowych, przy czym: siedem spółek przekroczyło projekcje taryfowe (suma „nadwykonani” to 483,3 mln zł), a siedem nie zrealizowało projekcji taryfowych (ogólna kwota różnicy to – 331,7 mln zł). Skrajne odchylenia od projekcji nakładów inwestycyjnych dla lat 2002-2005 razem w pierwszej grupie spółek wynosiły od 0,6% do 32%, w drugiej grupie od – 14,9% do – 3,9%.

Informacje przekazane przez spółki w projektach panów rozwoju wskazują ponadto m.in., że:

- podstawowym źródłem finansowania inwestycji w latach 2002-2005 były odpisy amortyzacyjne – na poziomie 85% nakładów (spółki ogółem). Pozostałe źródła to zysk, kredyt bankowy i inne. W świetle powyższego można stwierdzić, że w podsektorze dystrybucji istnieje duży potencjał do sfinansowania inwestycji w oparciu o kapitał obcy, którego spółki obecnie nie wykorzystują. Dodać należy, że w taryfach na 2007 r. przyjęto już pełny zwrot z zainwestowanego kapitału (100% WRA), gwarantujący możliwość obsługi zadłużenia.
- Istnieje jednak zagrożenie transferu zarówno „potencjału inwestycyjnego” w ramach projektowanej konsolidacji z dystrybucji do innych podmiotów jak też bezpośredniego transferu środków finansowych – które powinny być przeznaczone na inwestycje w dystrybucję – poprzez np. dywidendy;
- w przypadku sieci dystrybucyjnych czynnikiem, który pobudza nowe inwestycje jest wzrost zapotrzebowania odbiorców na napięciu niskim – tzn. zapotrzebowanie małych i średnich przedsiębiorstw, wytwórczych i usługowych oraz gospodarstw domowych. Ta grupa podmiotów zasadniczo decyduje o kierunkach rozbudowy sieci dystrybucyjnych⁷⁶;
- w latach 2002-2005 nakłady inwestycyjne spółek dystrybucyjnych w cenach stałych 2005 r. wyniosły 8,7 mld zł, z tego na urządzenia elektroenergetyczne (linie, transformatory) wydano 6,5 mld zł (74,4 %).

76) Obrazują to średnie roczne moce przyłączeniowe zrealizowane przez spółki dystrybucyjne w latach 2000-2006 w poszczególnych grupach przyłączeniowych. Moce te kształtowały się następująco: II gr. przył. 214 MW/rok; III gr. przył. 485 MW/rok; IV gr. przył. 311 MW/rok; V gr. przył. 1 610 MW/rok; VI gr. przył. 120 MW/rok. Odbiorcy IV i V grupy przyłączeniowej to odbiorcy komunalno-bytowi na niskim napięciu.

Pomijając VI gr. przył., tj. przyłączenia tymczasowe, krótsze niż rok, można stwierdzić, że odbiorcy V grupy przył. stanowią 61% mocy przyłączeniowych zrealizowanych w latach 2000-2005, a odbiorcy IV i V gr. przył., tj. odbiorcy przyłączeni na napięciu nie wyższym niż 1 kV, stanowią 73% mocy przyłączeniowych zrealizowanych w latach 2000-2005.

Energetyka przemysłowa

W 2006 r. Prezes URE uzgodnił również 11 projektów planów rozwoju przedsiębiorstw sieciowych prowadzących działalność dystrybucyjną na niewielką (lokalną) skalę. Przedsiębiorstwa te działają przeważnie na niewielkim obszarze ograniczającym się do terenu zakładów przemysłowych lub osiedli mieszkaniowych. Zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne, podlegają one jednak obowiązkowi uzgadniania projektów planów rozwoju, ponieważ obsługują więcej niż 100 odbiorców, którym dostarczają rocznie nie mniej niż 50 GWh tej energii.

1.4. 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 złożonych przez przedsiębiorstwa energetyczne wniosków pod kątem spełnienia przez nie odpowiednich warunków, zapewniających odpowiednią realizację usług przesyłania i dystrybucji w celu zaopatrzenia odbiorców w energię elektryczną. Zatem istota tego narzędzia sprowadza się do podjęcia decyzji, czy przedsiębiorstwo energetyczne może pełnić rolę operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego i czy spełnia wszystkie niezbędne 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 operatorów systemów przesyłowych oraz operatorów systemów dystrybucyjnych⁷⁷⁾.

Wobec zbliżającego się ustawowego terminu wyznaczenia OSD i jednocześnie braku wniosków od przedsiębiorstw zamierzających ubiegać się o status OSD – w sytuacji, gdy Prezes URE nie mógł działać z urzędu – we wrześniu 2006 r. została opracowana i zamieszczona na stronie internetowej Urzędu „Informacja w sprawie wyznaczenia przez Prezesa URE Operatorów Systemów Dystrybucyjnych”. Wskazówki zawarte w tej „Informacji” miały ułatwić przedsiębiorstwom przygotowanie wniosków o wyznaczenie OSD. Wskazano tam przede wszystkim podstawowe uregu-

lowania prawne dotyczące wydzielenia OSD oraz wymagania odnośnie dokumentów i informacji, jakie powinny zostać przedstawione przez przedsiębiorstwa energetyczne występujące z wnioskami o wyznaczenie ich operatorami.

Wyznaczenie Operatora Systemu Przesyłowego

Spółka PSE – Operator SA została utworzona w ramach programu restrukturyzacji spółki PSE SA w celu przejścia od niej działalności w zakresie związanym z pełnieniem funkcji operatora systemu przesyłowego. Powstanie PSE – Operator SA w znacznej mierze zdeteterminowane było koniecznością wypełnienia wymogów określonych w Dyrektywie 2003/54/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 26 czerwca 2003 r. w sprawie wspólnych zasad wewnętrznego rynku energii elektrycznej, nakazującej oddzielenie działalności operatorskiej od pozostałych rodzajów działalności.

PSE – Operator SA 15 kwietnia 2004 r. uzyskał koncesję na przesyłanie energii elektrycznej na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej, a decyzją Prezesa URE z 28 lipca 2004 r. został wyznaczony operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego na okres od 1 sierpnia 2004 r. do 30 czerwca 2005 r. W celu zapewnienia środków dla realizacji zadań OSP spółka została wyposażona w niezbędny ku temu majątek – środki trwałe oraz wartości niematerialne i prawne udostępnione przez PSE SA na podstawie „Umowy dzierżawy przedsiębiorstwa” obowiązującej do 31 grudnia 2007 r. Natomiast zagadnienia dotyczące m.in. zarządzania inwestycjami i planowania inwestycji zostały uregulowane w „Umowie o zarządzanie przedsięwzięciami inwestycyjnymi”.

Po 30 czerwca 2005 r. spółka pełniła funkcję operatora systemu przesyłowego na podstawie powołanego art. 7 ustawy zmieniającej.

30 listopada 2005 r. PSE SA oraz PSE – Operator SA wystąpiły do Prezesa URE z kolejnym wnioskiem o wyznaczenie PSE – Operator SA na operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego. Decyzją z 26 stycznia 2006 r. Prezes URE zdecydował, mając na uwadze trwający proces przekształceń własnościowych zmierzający do zapewnienia OSP statusu prawnego zgodnego z wymogami ustawy, bezpieczeństwo pracy Krajowego Systemu Przesyłowego oraz okres obowiązywania umowy dzierżawy majątku przesyłowego, o wyznaczeniu PSE – Operator SA operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej na okres od 1 lutego 2006 r. do 31 grudnia 2007 r.

W momencie rozpatrywania wniosku PSE – Operator SA była spółką funkcjonującą w strukturach PSE SA, tzn. działała w ramach przedsiębiorstwa pionowo zintegrowanego. Natomiast zgodnie z art. 9k ustawy – Prawo energetyczne operator systemu przesyłowego powinien działać w formie spółki akcyjnej, której jedynym akcjonariuszem jest Skarb Pań-

77) 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.

stwa. W związku z powyższym, w celu zapewnienia PSE – Operator SA statusu prawnego zgodnego z wymogami ustawy, PSE SA poinformowały Prezesa URE o podjętych działaniach dostosowawczych. W ramach tych działań opracowana została „Koncepcja konsolidacji BOT GiE SA i PSE SA z udziałem wybranych podmiotów z sektora elektroenergetycznego”, która określa m.in. sposób przekazania PSE – Operator SA na rzecz Skarbu Państwa. Należało zatem uznać, że podjęto odpowiednie działania zmierzające do spełnienia wymogu określonego w art. 9k ustawy – Prawo energetyczne.

Wyznaczanie operatorów systemu dystrybucyjnego

Pierwszym wyznaczonym zgodnie z art. 9h ustawy – Prawo energetyczne, operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego był „ENERGOSERWIS KLESZCZÓW” Sp. z o.o. z siedzibą w Rogowcu. Gmina Kleszczów, jako właściciel sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, zwróciła się do Prezesa URE o wyznaczenie przedsiębiorstwa energetycznego „ENERGOSERWIS KLESZCZÓW” Sp. z o.o. na operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego na swoim terenie. Prezes URE decyzją z 1 lutego 2006 r. wyznaczył Spółkę na OSD na okres od 1 lutego 2006 r. do 5 września 2010 r. Obszar działania tego operatora obejmuje Gminę Kleszczów.

W listopadzie i w grudniu 2006 r. do Prezesa URE wpłynęły wnioski o wyznaczenie na operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych od 14 przedsiębiorstw energetycznych (tzw. spółek dystrybucyjnych), które funkcje operatorów pełniły na podstawie art. 7 ustawy zmieniającej.

Zgodnie z wymogami ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwa zintegrowane pionowo mają obowiązek wydzielenia pod względem formy prawnej i organizacyjnej oraz podejmowania decyzji niezależnego operatora systemu elektroenergetycznego. Obowiązek uzyskania przez operatora systemu dystrybucyjnego niezależności pod względem formy prawnej wchodzi w życie 1 lipca 2007 r. (art. 22 pkt 2 ustawy zmieniającej).

W momencie rozpatrywania wniosków wszystkie spółki dystrybucyjne działały jako przedsiębiorstwa zintegrowane pionowo w rozumieniu art. 3 pkt 12a ustawy – Prawo energetyczne – zajmowały się bowiem zarówno dystrybucją, jak i sprzedażą energii elektrycznej. Przy wyznaczaniu tych spółek na operatorów Prezes URE badał m.in. czy spełniają ustawowe wymogi formalno-prawne określone w ustawie – Prawo energetyczne, czy mają możliwości realizacji ustawowych obowiązków OSD oraz brał pod uwagę ich efektywność ekonomiczną.

W świetle informacji przedstawionych w toku postępowań uznano, że spółki dystrybucyjne wypełniły dyspozycję art. 9d ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne w odniesieniu do obowiązku zapewnienia OSD niezauważalności pod względem formy organizacyjnej oraz podejmowania decyzji.

W celu spełnienia wymogów określonych w ustawie oraz w ramach realizacji prac związanych z docelowym wydzieleniem operatorów systemów dystrybucyjnych, w spółkach zostały wyodrębnione komórki organizacyjne – w formie oddziałów, departamentów, pionów przedsiębiorstwa – które realizują zadania operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego. Jednocześnie osoby kierujące OSD nie uczestniczą w strukturach zarządzania spółek lub innych przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się także działalnością gospodarczą niezwiązaną z energią elektryczną, mają zapewnioną możliwość niezależnego działania oraz podejmowania niezależnych decyzji w zakresie zarządzanego majątku koniecznego do ich działania, w tym w zakresie eksploatacji, konserwacji, remontów lub rozbudowy sieci.

W efekcie między 20 a 29 grudnia 2006 r. Prezes URE wyznaczył 14 operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych. Przy czym wszystkie spółki dystrybucyjne zostały wyznaczone na OSD na okres od 1 stycznia do 30 czerwca 2007 r. Wynikało to z faktu, że do 30 czerwca 2007 r. OSD powinni uzyskać niezależność pod względem formy prawnej, co oznacza, że 1 lipca 2007 r. będą działać w innych strukturach organizacyjnych. W chwili rozpatrywania wniosków wszystkie spółki były w trakcie procesu przygotowawczego do wydzielenia operatora systemu dystrybucyjnego pod względem formy prawnej (w przypadku spółek dystrybucyjnych będących jednoosobowymi spółkami Skarbu Państwa – zgodnie z postanowieniami „Programu dla elektroenergetyki” z 27 marca 2006 r.).

W świetle art. 9h ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne Prezes URE wyznaczając operatora systemu dystrybucyjnego, ma wskazać obszar, na którym będzie wykonywana działalność gospodarcza. Jednocześnie należy mieć na uwadze, że w udzielonych spółkom koncesjach na dystrybucję energii elektrycznej wskazano m.in. teren, na którym zlokalizowane są sieci dystrybucyjne oraz fakt, że do wniosku o wyznaczenie OSD żadna ze spółek nie załączyła wniosków właścicieli innych sieci dystrybucyjnych niż sieci własne. Zatem określając obszar, na którym będzie wykonywana działalność gospodarcza operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, Prezes URE wskazał, że obejmuje on obszar określony w koncesjach na dystrybucję energii elektrycznej, z wyłączeniem zlokalizowanych na tym obszarze sieci dystrybucyjnych, za których ruch jest odpowiedzialny inny operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operator systemu połączonego elektroenergetycznego wyznaczony w trybie art. 9h ustawy – Prawo energetyczne. Powyższe wyłączenie zostało wprowadzone w związku z faktem, że na terenie podstawowej jednostki podziału terytorialnego kraju, jaką jest gmina, mogą być w szczególności zlokalizowane sieci dystrybucyjne kilku operatorów.

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

W przypadku zagrożenia bezpieczeństwa energetycznego Rzeczypospolitej Polskiej na jej terytorium mogą zostać wprowadzone na czas oznaczony ograniczenia w dostarczaniu 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.

Należy wyjaśnić, że zgodnie z dyspozycją art. 11 ustawy – Prawo energetyczne, w przypadku:

- zagrożenia bezpieczeństwa energetycznego Rzeczypospolitej Polskiej, polegającego na długookresowym braku równowagi na rynku paliwowo-energetycznym,
- zagrożenia bezpieczeństwa osób,
- zagrożenia wystąpienia znacznych strat materialnych na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części mogą być wprowadzone na czas oznaczony ograniczenia w dostarczaniu energii elektrycznej. Polegają one na ograniczeniu maksymalnego poboru mocy elektrycznej oraz dobowego poboru energii elektrycznej.

Nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne⁷⁸⁾ wprowadziła dodatkowo zmianę przepisów dotyczących zasad postępowania w przypadku długookresowego braku równowagi na rynku energetycznym oraz wytyczne dotyczące treści rozporządzenia określającego szczegółowe zasady i tryb wprowadzania ograniczeń.

Plany opracowane przez operatorów systemów przesyłowych i ich coroczna aktualizacja podlegają uzgodnieniu z Prezesem URE w terminie do 31 sierpnia⁷⁹⁾. Plan wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej opracowany na podstawie rozporządzenia przez operatora elektroenergetycznego systemu przesyłowego PSE – Operator SA został

78) Dokonana ustawą z 21 lipca 2006 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 158, poz. 1123).

79) Na podstawie rozporządzenia 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 i z 2006 r. Nr 12, poz. 69).

uzgodniony decyzją Prezesa URE z 31 sierpnia 2004 r. Decyzją z 29 sierpnia 2006 r. Prezes URE uznał za uzgodnioną aktualizację „Planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej”, przedłożoną przez PSE – Operator SA, obowiązującą między 1 września 2006 r. a 31 sierpnia 2007 r. Było to drugie uzgodnienie aktualizacji tego planu.

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

Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci jest w założeniu dokumentem o charakterze techniczno-ekonomicznym, zawierającym zasady dostępu i korzystania z sieci, ustalone przez operatora zarządzającego pracą sieci i odpowiedzialnego za integralność systemu. Jednak w istocie instrukcje, poprzez określenie praw i obowiązków użytkowników sieci, w znacznej mierze regulują relacje rynkowe i decydują o kierunkach i wielkościach przepływów finansowych między uczestnikami rynku. W latach 2001-2005 instrukcje ruchu były wprowadzane przez operatorów jako załączniki do umów przesyłowych i dystrybucyjnych. Wielokrotnie tryb wdrożenia i dokonywania zmian w instrukcjach był kwestionowany przez podmioty zobowiązane do ich stosowania. Dlatego też konieczne jest zagwarantowanie, że zasady korzystania z sieci zapewniają równoprawne traktowanie oraz że nie stanowią narzędzia nadużywania pozycji dominującej przez operatora – monopolistę (przynajmniej w lokalnym obszarze, wyznaczonym zasięgiem sieci). Dlatego też prawodawca europejski, a w ślad za nim krajowy ustawodawca, przewidzieli dla Prezesa URE kompetencje w zakresie zatwierdzania instrukcji w częściach dotyczących zasad bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi.

Wypełniając obowiązek ustawowy operator systemu przesyłowego złożył 3 listopada 2005 r. projekt instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej (IRiESP) do zatwierdzenia przez Prezesa URE w części dotyczącej bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami wraz z raportem z konsultacji przeprowadzonych z uczestnikami rynku. IRiESP zawierała szereg zmian w stosunku do poprzednich wersji, które nie podlegały zatwierdzeniu. Wprowadzono m.in.:

- bilansowanie grupowe ponadobszarowe, co pozwala na tworzenie grup bilansujących na obszarze całego Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, jak również dostosowuje zasady funkcjonowania rynku krajowego do zasad funkcjonujących w innych krajach UE; rozwiązanie to umożliwi dalszą integrację rynków w Europie Środkowo-Wschodniej,
- zmienioną formułę wyznaczania cen rozliczeniowych za niezbilansowanie, co pozwoliło na zmniejszenie tych cen, mimo pozostawienia mechanizmu cen rozchylonych motywującego do właściwego określania zapotrzebowania na energię; zmiana ta

stwarza dodatkowe warunki dla rozwoju zasady dostępu stron trzecich do sieci (TPA) oraz przyczynia się do zniesienia podstawowej bariery dostępu do rynku poprzez zmniejszenie kosztów uczestnictwa w rynku bilansującym,

- zmniejszenie jednostki rozliczeniowej na rynku bilansującym do 1 kWh, co pozwala na uczestnictwo w tym rynku małych odbiorców energii oraz niewielkich grup bilansujących,
- zmienione zasady rozliczeń za energię produkowaną przez wytwórców w ramach generacji wymuszonej oraz rozliczanej podczas awarii jednostek wytwórczych; wprowadzono również jednostkę wytwórczą rozliczeniową, mającą na celu ograniczenie przez wytwórców wykorzystywania siły rynkowej.

Ponadto, ze względu na narastające zjawisko tzw. gry ograniczeniami⁸⁰⁾ i związany z tym znaczny wzrost kosztów funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, Prezes URE zatwierdził zaproponowane przez operatora systemu przesyłowego zmienione zasady rozliczeń za energię wytworzoną w ramach generacji wymuszonej. Zmiana ta dotyczyła w szczególności wspólnego rozliczania jednostek wytwórczych w ramach jednego wytwórcy oraz nowej formuły wyznaczania ceny energii dotyczącej rozliczeń za generację wymuszoną, opartej na odwołaniu do średniej ceny sprzedaży energii na rynku konkurencyjnym jako ceny referencyjnej, publikowanej przez Prezesa URE w trybie art. 23 ust. 2 pkt 18b ustawy – Prawo energetyczne.

Instrukcja została zatwierdzona decyzją Prezesa URE z 10 lutego 2006 r. i weszła w życie 1 czerwca 2006 r. Zdaniem niektórych wytwórców, zmieniona formuła rozliczeń za generację wymuszoną nie odzwierciedlała dynamiki zmian cenowych na rynku energii. W związku z tym Prezes URE zainicjował w październiku 2006 r. prace Zespołu Trójstronnego złożonego z przedstawicieli Prezesa URE, operatora systemu przesyłowego oraz Towarzystwa Gospodarczego Polskie Elektrownie, mające na ce-

80) Ze względu na istniejące ograniczenia sieciowe dotyczące wymaganych poziomów napięć w poszczególnych węzłach systemu elektroenergetycznego operator systemu przesyłowego koryguje programy pracy jednostek wytwórczych w krajowym systemie elektroenergetycznym, umożliwiając realizację zawartych przez elektrownie systemowe umów sprzedaży energii przy zachowaniu warunków bezpieczeństwa pracy systemu. Biorąc pod uwagę istotne różnice pomiędzy ceną energii na rynku konkurencyjnym oraz dotyczącą rozliczeń w ramach generacji wymuszonej, jak również ograniczenia sieciowe, część wytwórców dokonywała takiej kontrakcji jednostek wytwórczych, które powodowały konieczność działań dostosowawczych przez operatora systemu przesyłowego w obszarze jednej elektrowni i pozwalały na sprzedaż energii przez wytwórców na rynek bilansujący po cenach znacznie większych niż rynkowe. Takie działania powodowało przenoszenie przez niektórych wytwórców znacznej części wytworzonej energii na rynek bilansujący i powodowało nierówne warunki funkcjonowania wytwórców na rynku konkurencyjnym.

lu wypracowanie nowej formuły rozliczeń za energię elektryczną wytworzoną w ramach generacji wymuszonej oraz rozliczeń za uruchomienia jednostek wytwórczych dokonanych na polecenie OSP. W URE zbadano m.in. liczbę przywołań do pracy jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD) na polecenie OSP po 1 czerwca 2006 r. oraz rozpoczęto analizę jednostkowych kosztów uruchomień poszczególnych typów bloków. Stwierdzono, że odniesienie formuły rozliczeń do średniej ceny energii na rynku konkurencyjnym za rok ubiegły nie pozwalało na jej bieżącą korektę. W grudniu 2006 r. Zespół Trójstronny uzgodnił, że formuła wyznaczania ceny energii za generację wymuszoną powinna odwoływać się do prognozowanej ceny energii na rynku konkurencyjnym i publikowanej przez Prezesa URE w trybie art. 23 ust. 2 pkt 16 ustawy – Prawo energetyczne (cena wskaźnikowa istotna dla procesu kształtowania taryf). Zmieniona na wniosek PSE – Operator SA Instrukcja, zawierająca nowe zasady rozliczeń za generację wymuszoną, została zatwierdzona decyzją Prezesa URE z 22 grudnia 2006 r. i weszła w życie 1 stycznia 2007 r.

Z kolei operatorzy systemu dystrybucyjnego, wypełniając obowiązek ustawowy, opracowali i przedłożyli 18 kwietnia 2006 r. (60 dni po zatwierdzeniu przez Prezesa URE instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej) do zatwierdzenia przez Prezesa URE projekty instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnych w części dotyczącej bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi. Pierwsze projekty instrukcji nie wypełniały wynikającego z ustawy – Prawo energetyczne obowiązku uwzględnienia postanowień IRIESP. Główne rozbieżności dotyczyły zasad bilansowania, które w przypadku operatorów systemów dystrybucyjnych nie uwzględniały możliwości tworzenia grup bilansujących odbiorców przyłączonych do sieci różnych operatorów. Ponadto w początkowej fazie postępowań 12 OSD wystąpiło do Prezesa URE z wnioskiem o stwierdzenie nieważności decyzji zatwierdzającej IRIESP. Decyzją z 22 maja 2006 r. Prezes URE odmówił wszczęcia postępowań na wniosek OSD ze względu na brak przymiotu strony operatorów systemów dystrybucyjnych w postępowaniu o zatwierdzenie instrukcji operator systemu przesyłowego. Od tej decyzji OSD wnieśli odwołanie do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów w Warszawie⁸¹⁾.

Mając świadomość, że IRIESP stanowi podstawę dla obiektywnych i jednolitych zasad korzystania z sieci przez odbiorców, w szczególności po całkowitym otwarciu rynku 1 lipca 2007 r., Prezes URE kontynuował postępowania o zatwierdzenie instrukcji OSD. W wyniku skomplikowanego procesu uzgodnień i konsultacji prawie wszystkie IRIESP zostały zatwierdzone przed końcem 2006 r. Jedynie w przypadku ENION SA instrukcja nie została za-

81) Wyrokiem z 8 marca 2007 r. SOKiK oddalił to odwołanie. Wyrok nie jest prawomocny.

twierdzona, ponieważ postępowanie administracyjne w sprawie jej zatwierdzenia zostało zawieszona przez SOKiK do czasu rozpatrzenia odwołania, o którym mowa wyżej. Niezależnie od tego, ENION SA złożył oświadczenie o dostosowaniu swojej IRIESD do IRIESP.

Regulacje zawarte w instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnych wychodzą naprzeciw oczekiwaniom uczestników rynku. Stanowią one odejście od dotychczas obowiązujących IRIES Rozdzielczych, które były wierną kopią IRIESP, zupełnie nieodzwierciedlającą specyfiki funkcjonowania rynku detalicznego. Zatwierdzone przez Prezesa URE instrukcje ostatecznie wprowadziły jednolite procedury zmiany sprzedawcy, wymagania w zakresie układów pomiarowo-rozliczeniowych, a także standardy obsługi odbiorców. Istotnym uwarunkowaniem dotyczącym odbiorców o niewielkim rocznym zużyciu energii jest możliwość ich bilansowania na podstawie standardowych profili zużycia energii, opracowanych przez OSD i zamieszczonych w zatwierdzanych przez Prezesa URE instrukcjach. Instrukcje uszczegóławiają role operatorów systemów dystrybucyjnych, opisując zadania operatorów pomiarów w zakresie udostępniania i przekazywania informacji niezbędnych w procesie bilansowania. W celu prawidłowego funkcjonowania rynków detalicznych zostały określone niezbędne zależności umowne pomiędzy podmiotami rynku i operatorami systemów elektroenergetycznych, jak również zakres relacji umownych.

Należy zaznaczyć, że działania Prezesa URE w zakresie zatwierdzenia instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej i dystrybucyjnych toczyły się w specyficznym stanie prawnym. Obowiązywały bowiem znowelizowana ustawa i stare rozporządzenie przyłączeniowe, które nie reguluje szczegółowo zasad funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Ponadto, formalnie żaden z operatorów systemów dystrybucyjnych nie został jeszcze wyznaczony, a ich funkcje pełniły spółki dystrybucyjne. W takich warunkach uzyskanie niezależności operatorów systemów dystrybucyjnych jest niezwykle trudnym zadaniem, gdyż w sposób naturalny w spółkach dystrybucyjnych istnieje konflikt interesów pomiędzy niezależną działalnością operatorską i ugruntowaną pozycją dotychczasowego sprzedawcy, dbającego o niedopuszczenie do „swoich” odbiorców niezależnych sprzedawców. Zrozumiałe jest zatem tworzenie przez spółki dystrybucyjne barier dostępu do swoich rynków lokalnych, na których cenę referencyjną wyznacza taryfa.

1.7. Kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz kontrolowanie dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej na wniosek odbiorcy

Kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz parametrów jakościowych energii elektrycznej ma na celu zabezpieczenie odbiorców energii elektrycznej przed skutkami deformacji jakości świadczonych usług przez przedsiębiorstwa, działające na rynku monopolistycznym.

Zgodnie z postanowieniami art. 23 ust. 2 pkt 10 ustawy – Prawo energetyczne, kontrolowanie dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej odbywa się na wniosek odbiorcy. Kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz parametrów jakościowych energii elektrycznej 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 związanych jest z niedotrzymaniem parametrów jakościowych dostaw, takich jak: spadki napięć, brak ciągłości dostaw energii elektrycznej, a także nieprawidłowości w obsłudze odbiorców, takie jak: niedotrzymanie terminu udzielenia odpowiedzi co do wznowienia dostaw, wstrzymanie dostaw energii elektrycznej. W przypadkach, w których Prezes URE stwierdzi uchybienia, przedsiębiorstwa wzywane są do usunięcia nieprawidłowości.

Należy zaznaczyć, że 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 przyłączeniowym⁸². Za niedotrzymanie parametrów technicznych energii elektrycznej określonych w rozporządzeniu przyłączeniowym odbiorcy przysługują bonifikaty określone z § 41 ust. 1 i 2 rozporządzenia taryfowego⁸³. Ponadto w taryfie dla energii elektrycznej zawarte są opłaty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców, określone w rozporządzeniu przyłączeniowym. Przysługują one odbiorcom z tytułu m.in. nie przyjęcia zgłoszeń lub reklamacji od odbiorcy, nieuzasadnionej zwłoki w usuwaniu zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej, spowodowanych nieprawidłową pracą sieci, odmowy udzielenia odbiorcom, na ich żądanie, informacji, nie powiadomienia o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej, przerwane go z powodu awarii sieci, nieuzasadnionej odmowy odpłatnego podjęcia stosownych czynności w sieci, w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania przez odbiorcę lub inny podmiot prac w obszarze oddziaływania tej sieci, nieudzielenia, na żądanie odbiorcy, informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz aktualnych taryf, przedłużenia 14-dniowego terminu rozpatrzenia wniosku lub reklamacji odbiorcy.

82) Rozporządzenie Ministra Gospodarki i Pracy z 20 grudnia 2004 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci elektroenergetycznych, ruchu i eksploatacji tych sieci (Dz. U. z 2005 r. Nr 2, poz. 6).

83) Rozporządzenie Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z 23 kwietnia 2004 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz. U. z 2004 r. Nr 105, poz. 1114).

Warto nadmienić również, że w ramach projektu finansowanego z funduszy Unii Europejskiej – Transition Facility 2005/017-488.02.04 „Wzmocnienie nadzoru regulacyjnego nad sektorem energii” – jest realizowany Komponent 2 „Zintegrowany system informatyczny do zdalnej analizy jakości zasilania w miejscu dostarczania energii elektrycznej do odbiorcy oraz przygotowanie raportów merytorycznych”.

Wdrożenie powyższego systemu 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.

1.8. Udzielanie zgody na budowę linii bezpośredniej

Stosunkowo nowym narzędziem regulacyjnym będącym w posiadaniu Prezesa URE jest możliwość udzielenia zgody na budowę linii bezpośredniej⁸⁴. W trakcie procedury administracyjnej Prezes URE ma sposobność dokonania analizy wniosku zawierającego projekt znaczącego przedsięwzięcia inwestycyjnego, mającego istotny wpływ na funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego. Posługując się tym narzędziem regulacyjnym, Prezes URE może zapobiec realizacji budowy linii bezpośredniej przez inwestora, która może okazać się inwestycją kosztowną i nietrafioną, mającą jednocześnie negatywne konsekwencje dla systemu. W konsekwencji jest to również narzędzie chroniące inwestora przed trudnościami wynikającymi z ograniczeń technicznych sieci.

Udzielając zgody na budowę linii bezpośredniej – zgodnie z art. 7a ust. 4 znowelizowanej ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE uwzględnia:

- 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 2006 r. do Prezesa URE nie wpłynął żaden wniosek dotyczący wyrażenia zgody na budowę linii bezpośredniej.

2. Monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego

Prezes URE reguluje działalność przedsiębiorstw energetycznych, stosując narzędzia regulacji określone

w ustawie i przepisach wykonawczych, a także w zgodzie z polityką energetyczną państwa. Główne narzędzia regulacji, takie jak koncesjonowanie, taryfowanie, uzgadnianie planów rozwoju, wyrażanie zgody, zatwierdzanie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci bezspornie należą do tzw. twardych narzędzi regulacji. Umożliwiają one Prezesowi URE skuteczne oddziaływanie na kształt sektora elektroenergetycznego oraz na funkcjonowanie rynku energii elektrycznej, a także poszczególnych przedsiębiorstw energetycznych. Ponadto do zakresu działań Prezesa URE należy monitorowanie systemu elektroenergetycznego. Jest to narzędzie uzupełniające, aczkolwiek również istotne, które umożliwia Prezesowi URE prowadzenie zorganizowanego, długoterminowego sposobu obserwacji: procesów, mechanizmów, wypełniania obowiązków informacyjnych przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych. Monitorowanie pozwala również z wyprzedzeniem wykrywać problemy i podejmować działania w celu ich usunięcia.

2.1. Monitorowanie zasad zarządzania i rozdziału przepustowości połączeń międzysystemowych, z którymi istnieją wzajemne połączenia

Kontrola realizacji przez OSP obowiązków związanych z zasadami dostępu do sieci w transgranicznej wymianie energii elektrycznej wynika zarówno z ustawy, jak i bezpośrednio z Rozporządzenia 1228/2003/WE. Jest to kluczowe zagadnienie z punktu widzenia tworzenia jednego wewnętrznego rynku europejskiego, do którego organy wspólnotowe oraz regulatorzy krajów członkowskich przywiązują ogromną wagę.

Udostępnianie zdolności przesyłowych w 2006 r. na przekrojach synchronicznych KSE z innymi systemami elektroenergetycznymi odbywało się w trybie skoordynowanych przetargów⁸⁵. Biorąc pod uwagę metodykę wyznaczania zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej, poniżej scharakteryzowano wdrożony przez OSP i zatwierdzony przez Prezesa URE schemat (tabela 5).

W wyniku prac prowadzonych w ramach regionalnych inicjatyw energetycznych zakres i sposób monitorowania zasad zarządzania i rozdziału ograniczeń międzysystemowych stale jest doskonalony. 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,
- ceny zdolności przesyłowych udostępnionych w aukcjach rocznych, miesięcznych i dobowych,

⁸⁴ W wyniku nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne ustawą z 4 marca 2005 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2005 r. Nr 62, poz. 552), do obowiązków Prezesa URE dodano zadanie związane z udzielaniem zgody na budowę linii bezpośredniej.

⁸⁵ W skoordynowanych przetargach na moce przesyłowe w wymianie międzysystemowej obecnie bierze udział pięciu operatorów systemów przesyłowych: VE-T i E.ON (Niemcy), CEPS (Republika Czeska), SEPS (Słowacja), PSE – Operator SA (Polska).

Tabela 5. Procedura wyznaczania zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej

Wyszczególnienie	Opis
Reguły i zasady	Zgodne z Rozporządzeniem 1228/2003
Wielkości bazowe	TTC – Całkowite Zdolności Przesyłowe TRM – Margines Bezpieczeństwa Przesyłu NTC – Zdolności Przesyłowe Netto AAC – Pierwotnie Przydzielona Zdolność Przesyłowa ATC – Dostępna Zdolność Przesyłowa
Profil wymiany międzysystemowej, dla której wyznacza się zdolności przesyłowe	Profil techniczny – suma przekrojów granicznych systemów zarządzanych przez OSP Niemiec (VE-T), Republiki Czeskiej (CEPS), Polski (PSE – Operator) oraz Słowacji (SEPS); wyznaczone wielkości TTC, NTC i ATC dla profilu technicznego
Kryteria niezawodności	Kryterium <i>n-1</i> : linia wymiany międzysystemowej, linia polskiego systemu elektroenergetycznego lub linia sąsiedniego systemu elektroenergetycznego
Wyznaczanie TTC	Na podstawie dostępnych dla danego okresu modeli matematycznych systemów połączonych
Kryteria brane pod uwagę przy wyznaczaniu TRM	Warunki pogodowe (temperatura), generacja elektrowni wiatrowych w Niemczech, nieuzgodnione przepływy wyrównawcze, zachowania uczestników rynku, zdarzenia losowe, błędy modelowania i obliczeniowe
Horyzonty czasowe obliczeń	Plany roczne, miesięczne i dobowe dla TTC, NTC i ATC
Udostępnione zdolności przesyłowe	Pasmo mocowe dla poszczególnych przekrojów granicznych, przy czym: – suma udostępnionych zdolności nie może przekraczać ATC dla profilu technicznego, – uwzględniają ograniczenia zgłaszane przez sąsiednich OSP

Źródło: URE

- przychody PSE – Operator SA z aukcji i sposób ich wydatkowania,
- stopień wykorzystania zdolności przesyłowych zarezerwowanych w aukcjach rocznych i miesięcznych,
- struktura zarezerwowanych zdolności przesyłowych w aukcji rocznej ze względu na liczbę uczestników rynku,
- zachowania uczestników rynku ze względu na składane oferty cenowo-ilościowe na zdolności przesyłowe w aukcji rocznej,
- wielkość i stopień wykorzystania zdolności przesyłowych zarezerwowanych w celu realizacji długoterminowych kontraktów historycznych.

W związku z wejściem w życie wytycznych ds. zarządzania ograniczeniami, stanowiących załącznik do Rozporządzenia 1228/2003 (i jego integralną część), w ramach ERGEG obecnie trwają prace nad raportem dotyczącym zgodności zasad zarządzania ograniczeniami w wymianie międzysystemowej z nowymi wytycznymi.

2.2. 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 i zatwierdzone przez Prezesa URE jako część instrukcji ruchu i eksploatacji sieci. W ramach posiadanych kompetencji Prezes URE monitoruje działanie operatorów w tym

zakresie poprzez analizę przedstawianych informacji i okresowych sprawozdań oraz poprzez obserwowanie efektów działania tych mechanizmów. Prezes URE ocenia także prawidłowość funkcjonowania przyjętych zasad poprzez monitorowanie zjawisk występujących na rynku i analizowanie przyczyn zakłóceń, w przypadku ich wystąpienia. Uprawnienie to Prezes URE otrzymał dopiero w znowelizowanej ustawie – Prawo energetyczne, która weszła w życie 4 maja 2005 r.

Funkcjonujący w Polsce mechanizm bilansowania opiera się na wykorzystywaniu przez OSP ofert przyrostowych i redukcyjnych, składanych przez wytwórców. Funkcjonowanie rynku bilansującego w ramach przyjętego przez KERM 2 grudnia 1999 r. modelu⁸⁶⁾ opierać się miało na następujących założeniach:

- transakcje na RB dotyczą części zapotrzebowania odbiorców niepokrytej w ramach ustalonych dostaw wynikających z umów bezpośrednich lub na giełdzie oraz części zapotrzebowania wynikającej z braku technicznych możliwości realizacji zawartych umów,
- operator RB (OSP) ma obowiązek godzinowego bilansowania energii elektrycznej w skali kraju, jak również dostarczenia odbiorcom zakontraktowanej i zgłoszonej na RB energii; jednocześnie pozostaje neutralny finansowo.

Zgodnie z założeniem, działalność operatora systemu przesyłowego powinna mieć charakter neutralny, a segment rynku, jakim jest rynek bilansujący, miał słu-

86) Dokument przygotowany przez Ministerstwo Gospodarki i Urząd Regulacji Energetyki pt. „Zasady działania rynku energii elektrycznej w Polsce w roku 2000 i latach następnych”.

żyć tylko i wyłącznie do celów fizycznej realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej, a nie do gry rynkowej.

Praktyka okazała się odmienna od założeń, bowiem od samego początku działania RB, czyli od września 2001 r., ujawniły się niepożądane zjawiska ekonomiczne, przede wszystkim w postaci zwiększonych kosztów usuwania ograniczeń systemowych, które kumulowały się u operatora systemu przesyłowego. Koszty te wzrosły z poziomu średnio 21 mln zł miesięcznie, który notowano w okresie kiedy funkcjonował rynek bilansowy miesięczny (czyli przed uruchomieniem dobowo-godzinowego rynku bilansującego), do poziomu 50 mln złotych miesięcznie i wykazywały dalszą tendencję rosnącą.

Główną wadą przyjętego modelu Rynku Bilansującego była możliwość zgłaszania przez uczestników rynku bilansującego niewykonalnych grafików, czyli umów sprzedaży energii, których OSP nie mógł zrealizować bezpośrednio ze względu na ograniczenia systemowe (przede wszystkim sieciowe, chociaż wytwórcy zgłaszali też pracę niektórych jednostek jako ograniczenie tzw. elektrowniane). Operator musiał zredukować jednostkę wytwórczą, która sprzedała energię i przywoływać do produkcji inną, droższą jednostkę, która nie miała zawartych umów sprzedaży na rynku kontraktów dwustronnych (usuwanie ograniczeń systemowych).

Przyczyny rosnących kosztów ograniczeń systemowych miały swoje źródło głównie w:

- przenoszeniu na rynek bilansujący części działalności handlowej (atrakcyjność RB względem innych segmentów rynku),
- przenoszeniu części kosztów wytwarzania energii do taryfy przesyłowej (zaniżanie cen energii na rynku),
- praktykach niektórych wytwórców, które polegały m.in. na:
 - planowaniu nieciągłego obciążenia bloków;
 - ukrywaniu awarii;
 - manipulowaniu wielkością potrzeb własnych (energia netto/brutto);
 - braku planów obciążenia tych jednostek, o których wiadomo, że muszą być przywołane ze względu na ograniczenia sieciowe (np. przyłączonych do sieci 110 kV).

„Gra ograniczeniami” – polegająca na takim graficowaniu bloków wytwórczych (zgłaszaniu harmonogramów umów sprzedaży energii elektrycznej), że zredukowane przez OSP były jednostki tańsze, a przywoływane do pracy inne, droższe – ze względu na ograniczenia sieci przesyłowej, miała szereg niekorzystnych dla rynku konsekwencji. Powodowała zaniżanie ceny energii w kontraktach bilateralnych ze względu na możliwość pokrycia dużej części kosztów poprzez rynek bilansujący. Należy również zaznaczyć, że powyższe zjawisko przyczyniło się w dużej mierze do niewłaściwej wyceny energii na rynku i konsekwentnego zaniżania jej ceny przez okres kilku lat (2002-2005). W efekcie projekcje ceny energii na rynku konkuren-

cyjnym, przyjmowane w założeniach do taryf spółek dystrybucyjnych, z jednej strony wielokrotnie krytykowane jako nieodzwierciedlające kosztów jej produkcji, w rzeczywistości okazywały się i tak wyższe niż faktyczne wykonanie dla kolejnych okresów taryfowania.

Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej, która weszła w życie 1 czerwca 2006 r. przynajmniej znacznie ograniczyła te praktyki.

Prezes URE analizuje składane kwartalnie sprawozdania z funkcjonowania rynku bilansującego, w tym przepływy finansowe na rynku bilansującym oraz przekazywane co miesiąc informacje o kosztach funkcjonowania rynku bilansującego i zarządzania ograniczeniami.

Kształtowanie się cen na rynku bilansującym w 2006 r. zaprezentowano w tabeli 6 na str. 101.

Na rysunku 3 (str. 101) przedstawiono porównanie cen i wolumenu energii elektrycznej na rynku bilansującym w latach 2004-2006.

Obserwując ceny na rynku bilansującym, należy zauważyć znaczny spadek ceny CROs od czerwca 2006 r. i stabilizację tej ceny w dalszym okresie. Ma to związek ze zmienioną formułą wyznaczania tej ceny, wprowadzoną nową IRiESP-Bilansowanie od 1 czerwca 2006 r. Mimo restrykcyjnego charakteru rozchylenia cen CROs i CROz, stanowiących podstawę do rozliczeń za niezbilansowanie, po wejściu w życie nowej instrukcji rozchylenie tych cen znacznie zmalało, a ich poziom stał się bardziej przewidywalny dla uczestników rynku. Stanowi to kolejny krok w kierunku znoszenia barier uczestnictwa w rynku bilansującym, w szczególności dla małych podmiotów i coraz bardziej znaczącej w Polsce grupy wytwórców ze źródeł wiatrowych. Cena CROz utrzymała niezmienny poziom w stosunku do lat 2004 i 2005, wzrosła natomiast nieznacznie cena CRO.

Analizując wolumen obrotu energią bilansującą na Rynku Bilansującym (rys. 4, str. 102) należy zauważyć znaczny wzrost wolumenu energii redukcyjnej w czerwcu i lipcu 2006 r. Wynikało to z redukcji przez OSP zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej z powodu ekstremalnych warunków pogodowych i zagrażającego deficytu mocy w KSE.

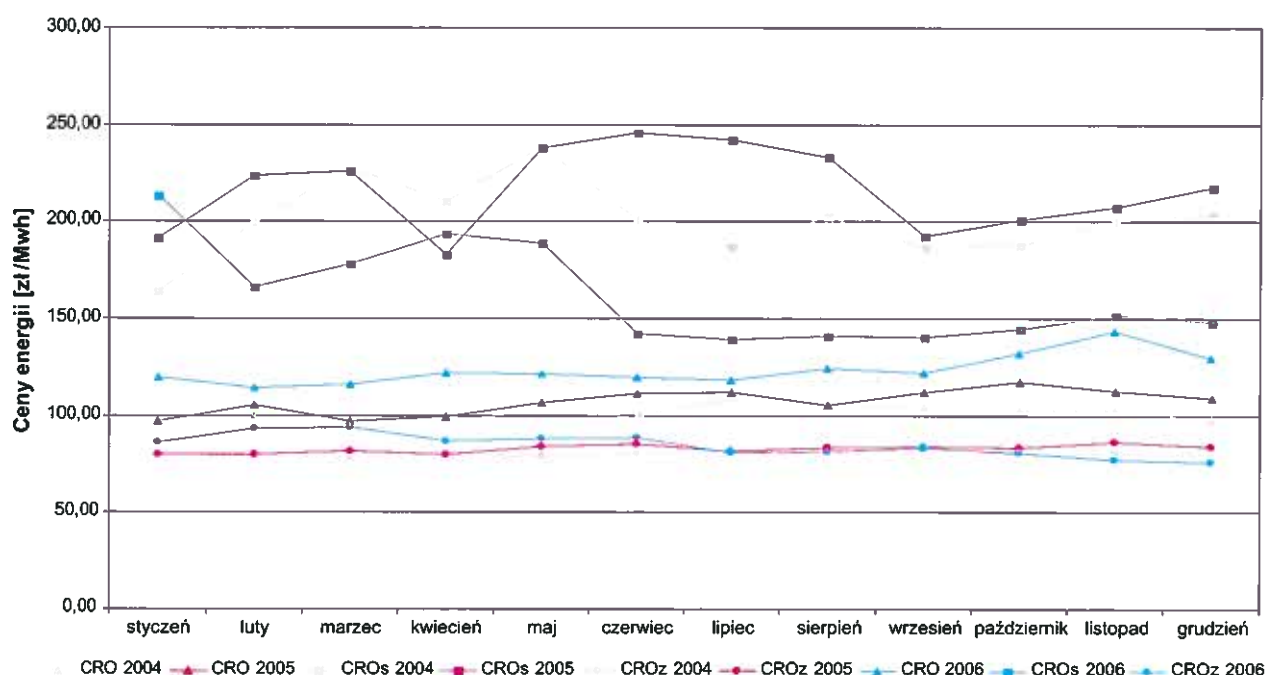
W tym okresie nastąpiła również redukcja zdolności przesyłowych w wymianie międzysystemowej. W kolejnym okresie wzrost wolumenu obrotu energią na Rynku Bilansującym może być wynikiem zarówno rozluźnienia dyscypliny graficowania spowodowanej zmniejszeniem rozchylenia cen CROs i CROz, jak również wyjątkowo ciepłej zimy i związanych z tym błędów prognoz wytwarzania i zapotrzebowania na energię.

Na rysunku 5 (str. 102) przedstawiono koszty ograniczeń (KO) oraz koszty bilansowania (KB) na rynku bilansującym w latach 2004-2006. Dane pokazują rosnące koszty usuwania ograniczeń w ostatnich latach. Na wykresie zaznaczono datę wejścia w życie zmiennej IRiESP-Bilansowanie czyli 1 czerwca 2006 r. Jak można zauważyć, od tego momentu koszty usu-

Tabela 6. Ceny i wolumen energii na rynku bilansującym w 2006 r.⁸⁷⁾

Miesiąc	CRO [zł/MWh]	CROs [zł/MWh]	CROz [zł/MWh]	Energia przyrostowa [MWh]	Energia redukcyjna [MWh]	Obrót [MWh]
styczeń	119,40	213,55	85,97	120 142	- 66 977	187 119
luty	114,39	166,43	93,40	51 530	- 98 462	149 992
marzec	116,11	178,08	94,00	37 182	- 92 431	129 613
kwiecień	121,93	193,66	86,79	102 393	- 83 315	185 708
maj	121,27	188,96	88,03	86 241	- 74 893	161 134
czerwiec	119,78	141,95	88,41	42 530	- 230 619	273 149
lipiec	118,07	139,40	80,69	36 809	- 391 326	428 135
sierpień	124,51	141,17	81,19	120 018	- 43 279	163 297
wrzesień	121,75	140,46	82,98	99 066	- 46 140	145 206
październik	131,99	144,55	80,53	288 963	- 21 272	310 235
listopad	143,52	151,65	76,83	194 536	- 38 137	232 673
grudzień	129,75	148,16	76,00	130 637	- 90 202	220 839
SREDNIA WAŻONA SUMA	124,08	158,16	83,58	1 310 047	- 1 277 053	2 587 100

Źródło: URE



Rysunek 3. Ceny energii elektrycznej na rynku bilansującym w 2004, 2005 i 2006 r. (Źródło: URE)

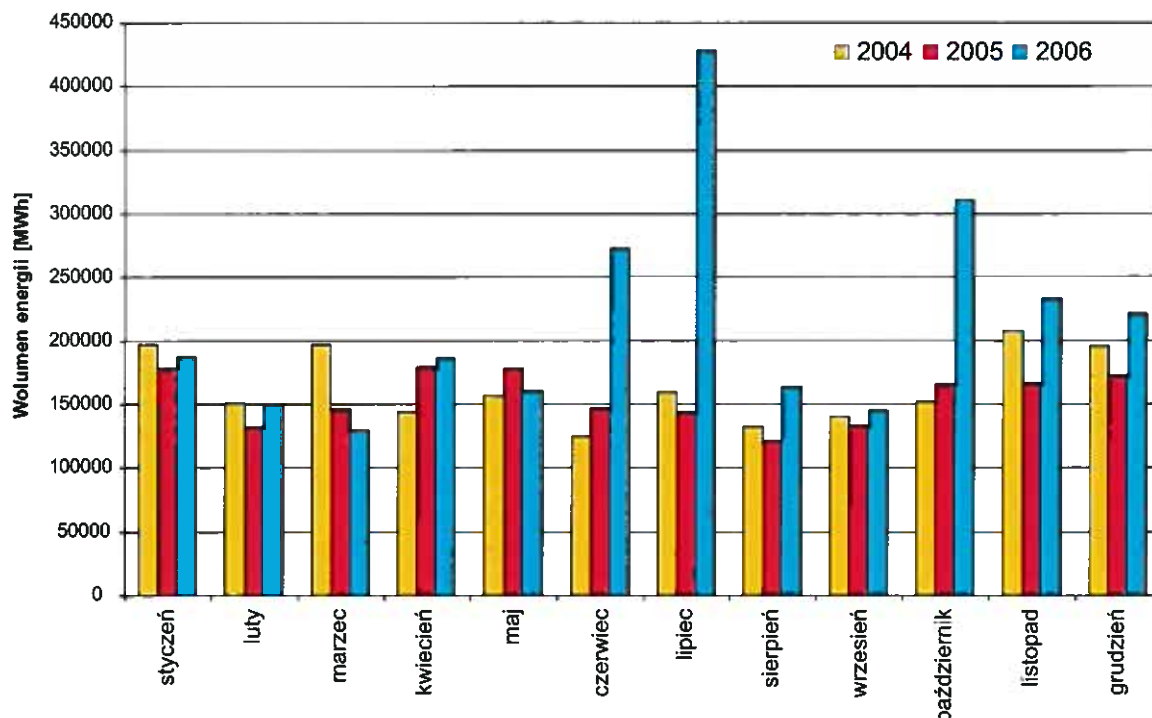
wania ograniczeń systemowych znacznie zmalały, poprawiła się również struktura udziału kosztów usuwania ograniczeń (KO) do kosztów bilansowania (KB) – te drugie są obecnie wyższe od kosztów KO. Zwiększony poziom kosztów usuwania ograniczeń i kosztów bilansowania w lipcu, sierpniu i wrześniu 2006 r. ma związek z działaniami operatora systemu przesyłowego podejmowanymi w czerwcu i lipcu 2006 r. w celu zapewnienia bezpiecznej pracy KSE w okresie zagrożenia wystąpienia deficytu mocy w systemie ze względu na ekstremalne warunki pogodowe.

87) CRO – cena rozliczeniowa odchylenia; CROs – cena rozliczeniowa odchylenia sprzedaży; CROz – cena rozliczeniowa odchylenia zakupu.

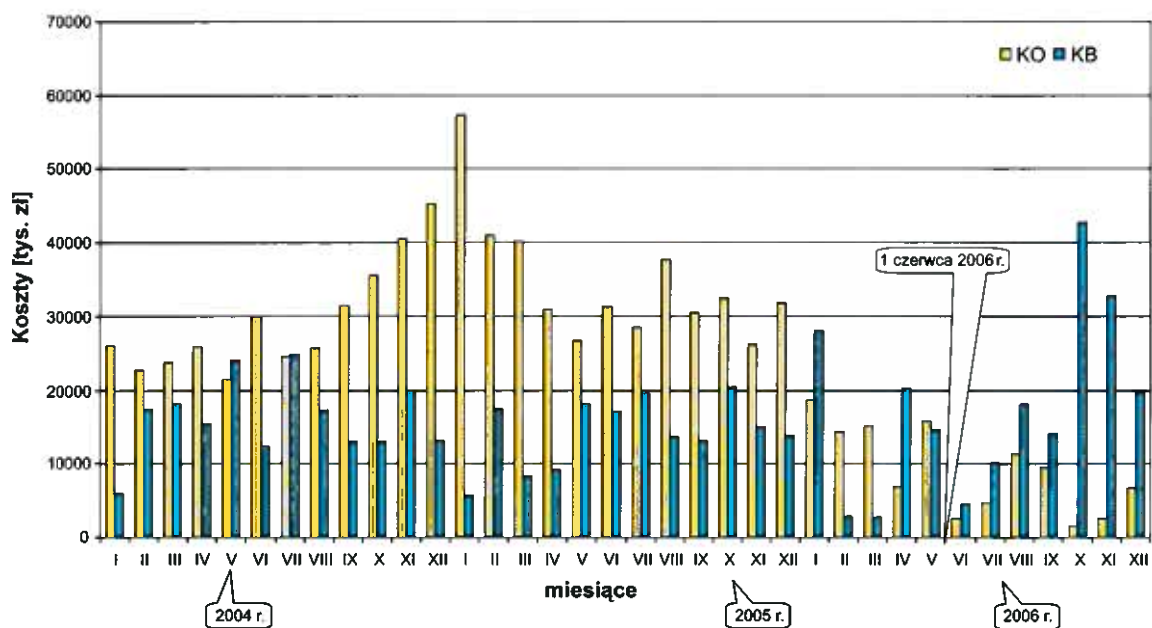
2.3. Monitorowanie warunków przyłączenia podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywanie napraw tej sieci

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, która weszła w życie 3 maja 2005 r. zgodnie z brzmieniem art. 7 ust. 9 ustawy upoważniła Prezesa URE do wnoszenia zastrzeżeń do odmów przyłączenia do sieci przez przedsiębiorstwa energetyczne z powodu braku warunków ekonomicznych. Przesłanką do wprowadzenia tej regulacji była



Rysunek 4. Wolumen energii elektrycznej na rynku bilansującym w latach 2004-2006 (Źródło: URE)



Rysunek 5. Koszty ograniczeń (KO) oraz koszty bilansowania (KB) na RB w latach 2004-2006

ochrona interesu odbiorców przed monopolistycznymi praktykami przedsiębiorstw energetycznych w zakresie przyłączeń do sieci. W wyniku prowadzonych postępowań administracyjnych w sprawie odmów przyłączenia do sieci, przedsiębiorstwa często zmieniały swoje stanowiska i wydawały odbiorcom techniczne warunki przyłączenia. W praktyce oznaczało to przyłączenie odbiorców do sieci elektroenergetycznej. Należy podkreślić, że w wyniku przyznania nowej kompetencji Prezesowi URE ustalono

przejrzyste reguły co do oceny ekonomicznej przyłączenia nowych podmiotów do sieci elektroenergetycznych, wpływające na ograniczenie liczby odmów i skrócenia czasu poszczególnych procedur. Znalazło to wyraz w Stanowisku Prezesa URE z 30 grudnia 2005 r. w sprawie postępowania w przypadku odmów przyłączenia do sieci elektroenergetycznych z powodu braku warunków ekonomicznych (stosownie do art. 7 ust. 9 w związku z art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne).

Monitorowanie warunków przyłączenia znajduje również odzwierciedlenie w procesie zatwierdzania taryf dla energii elektrycznej dla operatorów sieci dystrybucyjnych i przesyłowych. W taryfach dla energii elektrycznej Prezes URE zatwierdza zasady ustalania opłat za przyłączenie podmiotów do sieci, a także tabele opłat za przyłączenie dla IV i V grupy przyłączeniowej⁸⁸. Zawarte w taryfach zapisy uwzględniają również wnioski wynikające z procesu monitorowania warunków przyłączenia.

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

Prowadząc monitoring informacji publikowanych przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych w zakresie wymiany międzysystemowej i korzystania z sieci, Prezes URE ocenia w sposób ciągły stopień wywiązywania się operatorów z nałożonego na nich obowiązku. Niewłaściwe wywiązywanie się z obowiązku nałożonego na operatorów lub jego brak prowadziłby do zakłóceń funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, a także dezinformacji wśród uczestników rynku.

Operator systemu przesyłowego udostępnia informacje dotyczące wymiany międzysystemowej (zasady przeprowadzania przetargów skoordynowanych, prognozy wielkości zdolności przesyłowych, oferowane zdolności przesyłowe) na swojej stronie internetowej (www.pse-operator.pl). Użytkownicy mogą uzyskać potrzebne im dane na ten temat również w biurze aukcyjnym w Pradze (www.e-trace.biz), a zakres udostępnianych tam informacji wynika z wymagań Rozporządzenia 1228/2003. Minimalny zakres informacji publikowanych przez operatorów systemów przesyłowych określa Rozporządzenie 1228/2003 Parlamentu Europejskiego i Rady.

Zgodnie z tym rozporządzeniem OSP publikuje następujące dane:

- oszacowane wielkości w odniesieniu do aukcji 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,

⁸⁸) Odbiorcy przyłączani na niskim napięciu, w większości odbiorcy komunalno-bytowi.

- liczbę uczestników biorących udział w aukcji,
- liczbę ofert złożonych przez uczestników aukcji w odniesieniu do profilu handlowego.

Ponadto, w odniesieniu do aukcji rocznych OSP publikuje krzywe cenowe składanych ofert na zdolności przesyłowe. Bardziej szczegółowy katalog informacji, które powinny być publikowane przez operatorów systemów przesyłowych, zawierają nowe wytyczne ds. zarządzania ograniczeniami, które weszły w życie 1 grudnia 2006 r.

W zakresie informacji o pracy KSE obowiązujące regulacje prawne nie wyszczególniają zakresu informacji, który powinien być publikowany przez OSP. Operator opracowuje i publikuje Plany Koordynacyjne Roczne (PKR) i Plany Koordynacyjne Miesięczne (PKM). Ponadto, powykonawczo publikowane są sprawozdania miesięczne i roczne z funkcjonowania KSE oraz w trybie dobowym informacje dotyczące zapotrzebowania na moc w KSE i krajowego salda wymiany międzysystemowej. OSP publikuje także na swojej stronie internetowej 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 za pomocą systemu Wymiany Informacji o Rynku Energii (WIRE). Wymiana informacji technicznych z wytwórcami w celu umożliwienia prowadzenia ruchu sieciowego odbywa się przy pomocy Systemu Operatywnej Współpracy z Elektrowniami (SOWE).

Natomiast 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 działalności spółek dystrybucyjnych.

2.5. Monitorowanie bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej

Bezpieczeństwo dostarczania paliw i energii, obok konkurencyjności oraz spełnienia wymogów ochrony środowiska, stanowi podstawowy filar bezpieczeństwa energetycznego. To ostatnie w „Polityce energetycznej Polski do 2025 r.”⁸⁹) 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. Zaś poziom bezpieczeństwa dostarczania

⁸⁹) „Polityka energetyczna Polski do 2025”, dokument przyjęty przez Radę Ministrów 4 stycznia 2005 r.

nośników energii zależy od wielu różnorodnych czynników, wpisanych i stanowiących składowe elementów, wpływających na poziom ogólnie pojmowanego bezpieczeństwa energetycznego.

Mając powyższe na uwadze, w wypełnianiu swojego ustawowego obowiązku⁹⁰⁾ Prezes URE w toku działań regulacyjnych dokonuje obserwacji co do spełnienia przesłanek z zakresu zapewnienia stabilnych warunków dostarczania różnych rodzajów nośników energii, w tym energii elektrycznej. W zakresie energii elektrycznej poziom bezpieczeństwa dostaw, jak to już stwierdzono powyżej, zależy od wielu różnorodnych czynników i okoliczności, w tym przede wszystkim od sprawnego zarządzania pracą systemu elektroenergetycznego, stanu technicznego majątku wytwórczego, jak również sprawności urządzeń i instalacji systemów: przesyłowego oraz dystrybucyjnych, właściwych rezerw mocy produkcyjnych i stosownego poziomu mocy przesyłowych, w tym mocy transgranicznych. 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. W tym celu:

- bieżąco aktualizowano bazę informacyjną o przedsiębiorstwach sektora. Dane pochodziły z miesięcznych, kwartalnych i rocznych sprawozdań przysyłanych przez spółki dystrybucyjne, elektrownie i elektrociepłownie zawodowe. Korzystano również z zasobów informacyjnych innych resortów i instytucji badawczych, czyli m.in. Ministerstwa Gospodarki, Głównego Urzędu Statystycznego i Agencji Rynku Energii SA (ARE)⁹¹⁾. W szczególności dane na temat mocy zainstalowanych w źródłach wytwórczych oraz szczytowego zapotrzebowania na moc pozyskiwano od OSP i innych źródeł, np. ARE czy Union for the Coordination of Transmission of Electricity (UCTE). Margines mocy wyniósł 32%, co sprawia, że w perspektywie krótkoterminowej nie ma zagrożenia dla bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej,
- wykorzystano procedurę uzgadniania projektów planów rozwoju przedsiębiorstw sieciowych jako źródło informacji o stanie infrastruktury sieciowej i potrzebach inwestycyjnych OSP i OSD. W oparciu o ana-

90) 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). Przed tą nowelizacją Prezes URE także zajmował się problematyką bezpieczeństwa dostaw paliw i energii, a emanacją jego zainteresowań jest bez wątpienia jego wydatny udział w przygotowaniu „Informacji o Stanie Bezpieczeństwa Energetycznego Państwa oraz Działaniach Podejmowanych Przez Rząd w Tym Zakresie” opublikowanej przez Ministra Gospodarki w styczniu 2002 r.

91) Wykorzystywano dane zarówno finansowe jak i techniczne.

lizę danych zawartych w tych dokumentach Prezes URE uzyskuje pogląd na temat technicznych warunków niezawodności dostarczania energii elektrycznej i przesłanki uznania określonego poziomu nakładów inwestycyjnych za uzasadniony. Jest to następnie, w procesie zatwierdzania taryf operatorom sieciowym, przesłanką decyzji Regulatora, uznającej środki niezbędne do rozwoju i utrzymania infrastruktury, przyczyniającą się tym samym do poprawy bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej,

- obserwowano funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego m.in. w toku zatwierdzenia sprawozdania z działalności PSE – Operator SA ze szczególnym uwzględnieniem realizacji warunków decyzji Prezesa URE o wyznaczeniu przedsiębiorstwa energetycznego PSE – Operator SA operatorem elektroenergetycznego systemu przesyłowego. W toku postępowania, na podstawie analizy dokumentów, uzyskano informacje m.in. o realizacji działalności dotyczącej zarządzania systemem i zdolnościami przesyłowymi połączeń transgranicznych, potwierdzające właściwe postępowanie operatora w zapewnianiu niezawodności i jakości dostaw energii elektrycznej. Pod koniec 2006 r. Prezes URE w drodze decyzji wyznaczył operatorów elektroenergetycznych systemów dystrybucyjnych, umożliwiając tym samym ich późniejsze monitorowanie w zakresie realizacji warunków zawartych w tej decyzji,
- dokonano uzgodnienia aktualizacji „Planu wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej” (akceptując tym samym procedury działania na wypadek stanów awaryjnych), co było kolejnym sposobem monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Dzięki temu w stanach kryzysowych bezpieczeństwo będzie mogło być utrzymywane na podstawowym poziomie,
- w toku kontroli zgodności wielkości zapasów paliw, niezbędnych do utrzymania ciągłości dostaw energii elektrycznej do odbiorców, z wielkościami określonymi w rozporządzeniu, uzyskano potwierdzenie sytuacji zapewniającej bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej,
- wykorzystano również procedurę postępowania w sprawie zatwierdzania instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej w częściach dotyczących bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi. Decyzją z 22 grudnia 2006 r. Prezes URE, na wniosek OSP, dokonał zmiany w decyzji zatwierdzającej Instrukcję Ruchu i Eksploatacji Sieci. Zmiana była podyktowana zaobserwowaną w toku monitorowania przedsiębiorstw energetycznych sytuacją zaistniałą w KSP w lecie 2006 r. (dotyczyła zasad wyznaczania oraz trybu aktualizacji wartości ceny maksymalnej wytwarzania wymuszonego). Poziom zagrożenia dla stabilności pracy systemu elektroenergetycznego jest nieprzerwanie monitorowany przez wszystkich regulatorów zgrupowanych

w CEER, w tym przez Prezesa URE. Wnioski z tego były przedmiotem wielu wypowiedzi i artykułów, w których Prezes URE osobiście bądź za pośrednictwem swoich współpracowników zwracał uwagę na wiele różnych aspektów sytuacji zaistniałej latem 2006 r. Zaś za konsekwencję dbałości o stabilność pracy systemu elektroenergetycznego uznać można podejście Prezesa URE do wniosku OSP w sprawie dokonania zmiany w decyzji zatwierdzającej instrukcję. Celem tejże zmiany jest nie co innego, jak umożliwienie kształtowania wartości ceny maksymalnej wytwarzania wymuszonego w sposób zapewniający jej opłacalność, a co za tym idzie: wzrost bezpieczeństwa pracy KSE.

Sumując czynności monitorowania i płynące z tego wnioski, powiedzieć można, że bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej nie jest obecnie zagrożone. Zarówno stosunek mocy osiągalnych i dyspozycyjnych w krajowym systemie elektroenergetycznym do zapotrzebowania szczytowego⁹²⁾, jak i wyniki ekonomiczne przedsiębiorstw z sektora energii elektrycznej wskazują na fakt, że w najbliższym czasie nie powinny wystąpić problemy z realizacją dostaw energii elektrycznej.

Wyniki ekonomiczne przedsiębiorstw wytwórczych i dystrybucyjnych opisane w roz. A 1.1. str. 11 w sposób jednoznaczny potwierdzają dobrą sytuację ekonomiczną tych podsektorów. Zbyt mała aktywność inwestycyjna wynika raczej z niechęci sektora do podejmowania decyzji inwestycyjnych na własne ryzyko niż z powodu braku środków na ten cel. Przyznać przy tym trzeba, że takie „przejadanie” środków pozyskanych z tytułu sprzedaży energii elektrycznej odbija się negatywnie choćby na strukturze wiekowej bloków wytwórczych, patrz: roz. A 1.1. str. 6-7. Zachowanie takie w dłuższej perspektywie może doprowadzić do problemów z zaspokojeniem zapotrzebowania na energię elektryczną ze względu na proces starzenia się mocy wytwórczych.

Można stwierdzić, że w kontekście nałożonych na Prezesa URE obowiązków wynikających z tytułu monitorowania bezpieczeństwa 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 UE w odniesieniu do sprawności wytwarzania sprawiają, że działania inwestycyjne krajowego podsektora wytwarzania energii elektrycznej sprowadzają się w znacznym stopniu do odtwarzania (w oparciu o te same 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 obowiązującego w energetyce.

3. Promowanie konkurencji

Promowanie konkurencji jest obok regulacji gospodarki paliwami i energią, podstawowym zadaniem realizowanym przez Prezesa URE, na mocy art. 21 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. O ile jednak działania *stricte* regulacyjne są precyzyjnie zdefiniowane w art. 23 ust. 2 ustawy, to zakres zadań administracyjnych związanych z promowaniem konkurencji nie jest w niej określony. Praktyka regulacji wskazuje, że są to nie tylko postępowania administracyjne w sprawach wszczętych na wniosek strony, ale przede wszystkim działania polegające na opracowywaniu propozycji systemowych rozwiązań poszerzających zakres konkurencji na rynkach energii, sformułowanych na bazie długookresowego monitorowania funkcjonowania tych rynków. Oznacza to m.in. optowanie przez Prezesa URE za odejściem od ścisłej regulacji na rzecz realizacji zadań zmierzających do promowania i wdrażania rynku samoregulującego. W dużej mierze promowanie konkurencji z braku możliwości postępowania się przez

92) W zakresie proporcji zapotrzebowania na moce w szczycie zimowym a dostępną w tym okresie mocą dyspozycyjną należy stwierdzić, że polski system elektroenergetyczny ciągle dysponuje ok. 10% nadwyżką mocy. Warto jednak podkreślić, że w ostatnich latach nadwyżka ta uległa zmniejszeniu.

Prezesa URE narzędziem bezpośredniego oddziaływania (np. kształtowaniem struktury przedsiębiorstw sektora, zakazami działalności itp.) polega na swoistej pracy organicznej oraz pracy u podstaw. Dlatego tak ważne jest elementarne eksponowanie przy każdej okazji potrzeby budowy konkurencyjnego rynku energii elektrycznej, kształtowanie świadomości i pozycji odbiorcy na tym rynku, pokazywanie, jak inni poradzili sobie z tym wyzwaniem. Poza wspomnianymi powyżej obszarami aktywności w zakresie promowania konkurencji Prezes URE oraz jego przedstawiciele aktywnie uczestniczyli w konferencjach, seminariach i innych spotkaniach poświęconych rozwojowi rynku energii. W 2006 r. kontynuowano także działalność publicystyczną zmierzającą do upowszechniania wiedzy o rynku. W grudniu 2006 r. w serii wydawniczej Biblioteka Regulatora ukazała się pozycja „Konsument na rynku energii. Ocena europejskich regulatorów”, zawierająca zbiór wytycznych dobrych praktyk i zaleceń w zakresie poprawy obsługi odbiorców (zmiany sprzedawcy, rozliczenia za energię i transparentność świadczenia usług). Celem tej publikacji jest upowszechnienie wiedzy na temat rozwiązań stosowanych przez kraje bardziej zaawansowane we wdrażaniu rozwiązań rynkowych i prezentacja szerokiemu kręgowi zainteresowanych podmiotów dobrych doświadczeń w zakresie obsługi odbiorców.

W pierwszym etapie regulacji elektroenergetyka, podzielona na podsektory wytwarzania, przesyłania i dystrybucji, została objęta koncesjonowaniem, a w ślad za nim taryfowaniem. Następnie od 1 lipca 2001 r., wdrażając pierwsze elementy konkurencji na rynku, Prezes URE zwolnił wytwórców energii elektrycznej i przedsiębiorstwa obrotu z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia⁹³. To działanie oraz uruchomienie przez OSP dobowo-godzinowego rynku bilansującego (od 3 września 2001 r.) pozwoliło na wykształcenie funkcjonującej do dzisiaj struktury obrotu energią, w której handel prowadzony jest w trzech podstawowych obszarach: kontraktowym, giełdowym⁹⁴ i bilansującym.

Rynek energii cechuje szereg uwarunkowań ograniczających zakres realnej konkurencji. Należą do nich przede wszystkim kontrakty długoterminowe wiążące znaczną ilość wytwarzanej energii, pośrednia kontrola cen na rynku bilateralnym poprzez prognozowanie kosztów zakupu energii przez spółki dystrybucyjne, niska płynność Towarowej Giełdy Energii SA, występujące ograniczenia zdolności przesyłowych, brak rynku

dnia bieżącego. Dotychczas na rynku detalicznym podstawową barierą rozwoju konkurencji był brak wyodrębnienia operatorów systemów dystrybucyjnych, co uniemożliwiło faktyczny rozwój prawa wyboru sprzedawcy przez odbiorców.

Te bariery spowodowały, że w ostatnich kilku latach rynek energii elektrycznej nie rozwijał się w sposób satysfakcjonujący. Niewielu odbiorców skorzystało z możliwości wyboru sprzedawcy innego niż dotychczasowa spółka dystrybucyjna. Niektóre z przyczyn stagnacji rynku odbiorcy leżą po stronie wadliwej organizacji rynku hurtowego. Brak rynku czasu rzeczywistego, który generowałby cenę odniesienia dla innych segmentów rynku. Funkcji tej nie spełnia rynek bilansujący, którego podstawowym zadaniem jest techniczne zbilansowanie systemu elektroenergetycznego. Oprócz niskiej płynności giełdy energii cechują spłaszczone profile cenowe – dobowy i roczny, nieodzwierciedlające zmiennej wartości energii w poszczególnych godzinach i porach roku. Taka sytuacja jest pochodną struktury zawieranych kontraktów bilateralnych na rynku nieorganizowanym, na którym dominują kontrakty na zakup energii w tzw. paśmie, zawierane z góry na rok. Ceną odniesienia dla tych kontraktów jest średnia przewidywana cena określana przez Prezesa URE w założeniach co do kalkulacji taryf przez spółki dystrybucyjne.

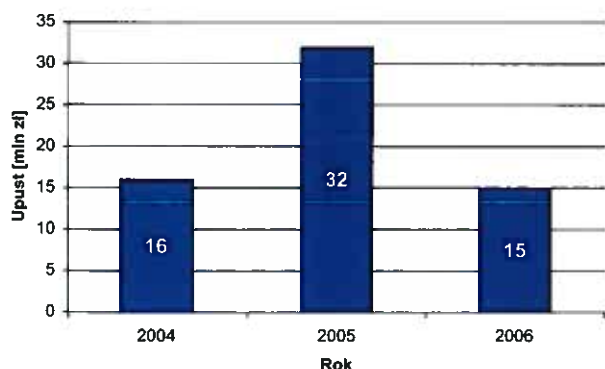
Z kolei brak wyodrębnienia OSD powoduje, że spółki dystrybucyjne łącząc działalność sieciową z obrotem energią, działają w warunkach faktycznego monopolu lokalnego. Przez lata utrudniały one zmianę sprzedawcy odbiorcom uprawnionym poprzez wygórowane żądania w zakresie przebudowy układów pomiarowych i transmisji danych oraz rozliczeń za energię rezerwową (bilansowanie). W ostatnich latach zaczęły stosować upusty lub korzystniejsze warunki dostarczania od taryfowych dla tych odbiorców, którzy potencjalnie mogą zmienić sprzedawcę. Z danych zebranych od poszczególnych spółek wynika, że w 2006 r. szacunkowa wartość różnicy wynikającej ze stosowania odmiennych warunków sprzedaży lub usług dystrybucji od określonych w taryfie wyniosła 15,4 mln zł (rys. 6, str. 107).

Tym samym odbiorcy skazani byli na pasywny udział w rynku. Zagregowany popyt wszystkich odbiorców jest bardzo sztywny (jego istotne wahania są na ogół spowodowane sytuacjami awaryjnymi, zatem nieprzewidywalne), a w przypadku pojedynczych odbiorców bardzo rzadko mamy do czynienia ze świadomym zarządzaniem gospodarką energetyczną i planowaniem portfela zakupów. Dlatego też odbiorcy najczęściej otrzymują oferty zakupu energii o stałej cenie, co dotyczy zarówno sprzedawców taryfowych, jak i ich konkurentów.

W obszarze promowania konkurencji 2006 r. był szczególnym na tle lat ubiegłych. Prezes URE skorzystał z uzyskanej w tym roku kompetencji w zakresie zatwierdzania instrukcji ruchu oraz eksploatacji sieci

93) 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.

94) Por. Stanowisko Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z 14 grudnia 2000 r. w sprawie uznania giełdowego rynku energii elektrycznej za rynek konkurencyjny.



Rysunek 6. Szacunkowa wielkość upustów stosowanych przez spółki dystrybucyjne w latach 2004-2006

przesyłowej i sieci dystrybucyjnych, starając się w toku prowadzonego postępowania doprowadzić do maksymalnie korzystnych dla rozwoju rynku zapisów. W efekcie tych działań nastąpiła poprawa warunków prowadzenia działalności przez uczestników rynku i istotne ograniczenie kosztów uczestnictwa w rynku bilansującym, co przyczyniło się do zniesienia podstawowej bariery dostępu do rynku, podnoszonej przez uczestników rynku, jak również stworzyło ulepszone warunki dla rozwoju zasady dostępu stron trzecich do sieci (TPA). Do ważnych zmian należy również zaliczyć odejście od strefy nieczułości na rynku bilansującym, w obszarze której niezbilansowanie było rozliczane po cenie CRO. Wprowadzony w nowej instrukcji model opierający się na cenach rozchylonych, pozwolił na obniżenie cen rozliczeniowych na rynku bilansującym. Biorąc pod uwagę uczestnictwo odbiorców detalicznych w zmienionych modelach rozliczeń za niezbilansowanie oraz wielokrotnie zgłaszane przez uczestników rynku uwagi, operator systemu przesyłowego zmienił jednostkę rozliczeń za niezbilansowanie z 1 MWh na 1 kWh, co znosi kolejną barierę uczestnictwa w rynku bilansującym podnoszoną przez uczestników rynku.

Z kolei w toku prowadzonych postępowań o zatwierdzenie instrukcji dystrybucyjnych opracowane zostały i załączone do tych instrukcji jednolite procedury zmiany sprzedawcy, wymagania w zakresie układów pomiarowo-rozliczeniowych, a także standardy obsługi odbiorców. Dla odbiorców o niewielkim rocznym zużyciu energii pojawiła się możliwość ich bilansowania na podstawie standardowych profili zużycia energii.

Należy zaznaczyć, że działania Prezesa URE w zakresie zatwierdzenia instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej i dystrybucyjnych toczyły się w warunkach braku szczegółowych regulacji prawnych dotyczących zasad funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, do wydania których delegację ustawową ma minister właściwy do spraw gospodarki. Także przesądzenie o konsolidacji i pionowej integracji w energetyce postawiło problemy liberalizacji rynku energii w nowym świetle. Nie ulega wątpliwości, że nowe skonfigurowanie organizacyjno-wła-

ściowe w sektorze wymagać będzie innego podejścia do promowania konkurencji. Potrzebne będą adekwatne dla tej struktury sektora regulacje prawne, jednoznacznie wymagające respektowania zasad rynkowych przez przedsiębiorstwa energetyczne i chroniące odbiorców przed groźbą ewentualnych skutków remonopolizacji sektora.

Realizacja 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 7 (str. 108). Na przestrzeni ośmiu lat utrzymywał się trend wzrostowy (poza rokiem 2001), ale stosunkowo niewielu odbiorców korzystało z przysługującego im uprawnienia.

Znaczne zmniejszenie liczby odbiorców TPA w 2005 r. w porównaniu do roku 2004 (spadek z 78 do 35) wynika ze zmiany sposobu kwalifikowania odbiorcy jako korzystającego z TPA. W latach 1998-2004 spółki dystrybucyjne utożsamiały liczbę odbiorców korzystających z TPA z liczbą zawartych umów dystrybucyjnych. Taka definicja niejednokrotnie była przyczyną błędnej interpretacji publikowanych danych. W celu ujednoczenia pojęć, na podstawie danych po roku 2005, sprecyzowano 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 1998-2006 przedstawia rysunek 7 (str. 109).

Wolumen energii elektrycznej dostarczonej w 2006 r. przez spółki dystrybucyjne w ramach TPA wzrósł o 14% w porównaniu z 2005 r. i wyniósł **8 469 GWh**, co stanowiło 7,6% całkowitych dostaw do odbiorców końcowych zrealizowanych przez spółki. Odbiorcy, którzy skorzystali z prawa wyboru sprzedawcy to w przeważającej większości odbiorcy o dużym i bardzo dużym zużyciu energii (> 2 000 MWh rocznie). Należą do nich m.in. Kompania Węglowa SA (ilość energii kupionej w 2006 r. – 1 943 788 MWh), Katowicki Holding Węglowy (ilość energii kupionej w 2006 r. – 655 396 MWh), Południowy Koncern Węglowy SA (ilość energii kupionej w 2006 r. – 103 711 MWh), PKP Energetyka Sp. z o.o. (ilość energii kupionej w 2006 r. – 954 140 MWh), Zakłady Górniczo-Hutnicze Bolesław SA (ilość energii kupionej w 2006 r. – 530 538 MWh), TESCO Polska Sp. z o.o. (ilość energii kupionej w 2006 r. – 54 314 MWh), Zakłady Azotowe „Kędzierzyn” SA (ilość energii kupionej w 2006 r. – 463 193 MWh), Aluminium Konin – Impexmetal SA (ilość energii kupionej w 2006 r. – 989 201 MWh), Fenice Polska Sp. z o.o. (ilość energii kupionej w 2006 r. – 457 345 MWh), Mittal Steel Poland SA (ilość energii kupionej w 2006 r. – 253 113 MWh), PCC Rokita SA (ilość energii kupionej w 2006 r. – 481 026 MWh), Opoczno

Tabela 7. Rozwój zasady TPA w polskiej elektroenergetyce

Okres	Kryterium uprawnienia (poziom rocznych zakupów energii elektrycznej) [GWh]	Liczba odbiorców uprawnionych	Całkowity roczny zakup energii przez odbiorców uprawnionych ⁹⁵⁾ [TWh]	Liczba odbiorców korzystających z TPA (wg stanu na koniec danego okresu)	Teoretyczne otwarcie rynku ⁹⁶⁾ [%]	Wskaźnik uczestnictwa odbiorców w rynku energii ⁹⁷⁾ [%]
1	2	3	4	5	6	7
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 ⁹⁸⁾	37,0	29	38	7,0
1 I-30 VI 2004	> 1	ok. 6 000	53,0	64	52	9,5
1 VI-31 XII 2004	wszyscy z wyjątkiem gospodarstw domowych ⁹⁹⁾	ok. 1,7 mln	82,0	78	80	10,0
1 I-31 XII 2005	wszyscy z wyjątkiem gospodarstw domowych	ok. 1,7 mln	78,0	35 ¹⁰⁰⁾	74	7,1
1 I-31 XII 2006	wszyscy z wyjątkiem gospodarstw domowych	ok. 1,7 mln	82,0	61	73,5	7,6
od 1 VII 2007	wszyscy	ok. 15,8 mln	ok. 111	–	100	–

Źródło: URE na podstawie danych przedstawionych przez spółki dystrybucyjne

SA (ilość kupionej energii w 2006 r. – 80 165 MWh), Reform Plaza Sp. z o.o. (ilość kupionej energii w 2006 r. – 12 069 MWh), Koksownia Przyjaźń Sp. z o.o. (ilość

energii kupionej w 2006 r. – 2 606 MWh)¹⁰¹⁾. Największy udział odbiorców korzystających z zasady TPA występuje na terenach przemysłowych w województwach: dolnośląskim, opolskim, śląskim oraz małopolskim.

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

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

97) 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.

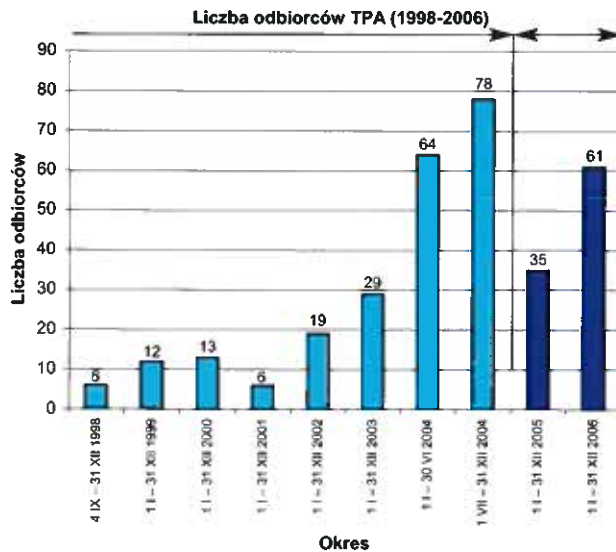
98) Różnica w porównaniu do 2002 r. wynika z zaliczenia w nowym rozporządzeniu Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z 20 stycznia 2003 r. tzw. odbiorców rozproszonych do kategorii odbiorców uprawnionych.

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

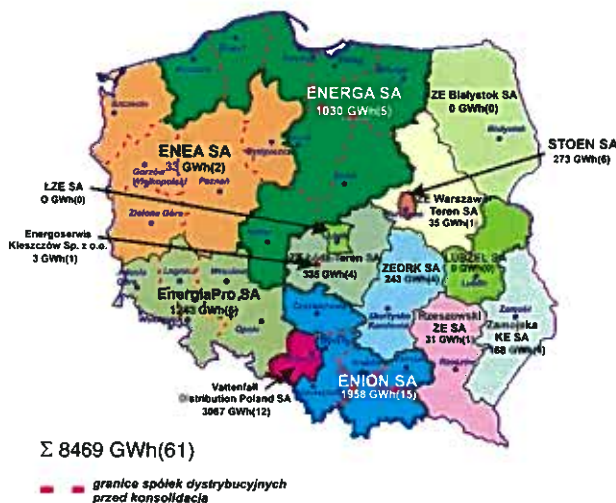
100) Odbiorca rozumiany jako osoba fizyczna lub prawna, z którą spółka dystrybucyjna zawarła jedną lub więcej umów o przyłączenie do sieci oraz umów dystrybucji.

W 2006 r. największy wolumen energii elektrycznej dostarczanej 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 1/3 całości dostaw (3 087 GWh). Drugie miejsce zajmuje ENION SA z 11% udziałem energii elektrycznej dostarczonej w ramach TPA (1 958 GWh) oraz największą spośród wszystkich dystrybutorów liczbę 15 odbiorców korzystających z TPA. Kolejne „lokaty” z udziałem poniżej 10%, zajmują: EnergiaPro Koncern Energetyczny SA – 9,5%, Zamojska Korporacja Ener-

101) Jak można wnioskować z nazw wymienionych odbiorców, pochodzą oni z różnych sektorów gospodarki. Są wśród nich przede wszystkim przedsiębiorstwa budowlane i handlowe. Brakuje ewidentnie przedsiębiorstw przemysłu przetwórczego.



Rysunek 7. Liczba odbiorców korzystających z zasady TPA w latach 1998-2006



Rysunek 8. Wolumen energii elektrycznej dostarczonej przez spółki dystrybucyjne w 2006 r. odbiorcom korzystającym z prawa wyboru sprzedawcy (w nawiasie podano liczbę odbiorców korzystających z TPA na terenie działania danej spółki)

getyczna SA – 9,0%, Zakład Energetyczny Łódź – Teren SA – 7,7%, Koncern Energetyczny ENERGA SA – 5,5%, ZEORK SA – 5,3% oraz STOEN SA – 4,2%. W pozostałych spółkach udział energii elektrycznej dostarczonej w ramach TPA w stosunku do całkowitej energii dostarczonej w 2006 r. był już znacznie niższy lub zerowy (trzy spółki dystrybucyjne). Szczegółowe dane przedstawia tabela 8 (str. 110).

W sumie w 2006 r. odnotowano 61 odbiorców (w 2005 r. – 35 odbiorców o dużym i bardzo dużym zużyciu energii) korzystających z prawa wyboru sprzedawcy, wśród których znaleźli się pierwsi odbiorcy o niskim zużyciu energii elektrycznej należący do grup taryfowych C. Liczba odbiorców wzrosła w 2006 r. o 74% w stosunku do 2005 r.

Sześciu odbiorców o małym zużyciu – poniżej 2 000 MWh/rok – w 2006 r. zakupiło łącznie 2 326 MWh,

co stanowi 0,03% całkowitej energii dostarczonej odbiorcom TPA. Szczegółowe dane zostały przedstawione w tabeli 9 (str. 110).

Dodatkowo 47 odbiorców zakupiło energię elektryczną w ilości 4 951 GWh (4,4% całkowitych dostaw) na warunkach rynkowych, tzn. po cenach negocjowanych od spółek dystrybucyjnych, szacunkowo oszczędzając ponad 15 mln zł.

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 2006 r. wyniosła 613 GWh.

Podsumowując, całkowita ilość energii elektrycznej dostarczona w 2006 r. sieciami dystrybucyjnymi i przesyłową, sprzedana odbiorcom końcowym na warunkach rynkowych, wyniosła 14 033 GWh (12,6% energii dostarczonej ogółem odbiorcom końcowym).

Największy udział – 60,1% (5,1 TWh) całkowitej sprzedaży energii elektrycznej w ramach TPA uzyskali wytwórcy i przedsiębiorstwa obrotu powiązane z wytwórcami (ZE PAK SA, EC Nowa Sp. z o.o., PKE SA, BOT Elektrownia Bełchatów SA, Electrabel Polska Sp. z o.o., Everen Sp. z o.o., Elbis Sp. z o.o.).

Spółki obrotu (Lumius Polska Sp. z o.o., Atel Polska Sp. z o.o., Petro Carbo Chem SA, JAC EnTra Sp. z o.o., PKP Energetyka Sp. z o.o., Polenergia SA, PSE Electra SA, Gwarant Sp. z o.o.) mają 27,3% udział w sprzedaży energii odbiorcom TPA (2,3 TWh).

Udział spółek dystrybucyjnych oraz powiązanych z nimi przedsiębiorstw obrotu wyniósł 12,7% (ok. 1 TWh). Aktywnością wykazały się STOEN SA, ENION SA, GZE SA, ENEA SA, Polska Energia PH Sp. z o.o., Vattenfall Sales Poland Sp. z o.o.

W 2006 r. odnotowano dwóch odbiorców, którzy zrezygnowali z korzystania z prawa wyboru sprzedawcy i zawarli umowę sprzedaży ze spółką dystrybucyjną do sieci, do której są przyłączeni (155,2 GWh).

Działania mające na celu usunięcie barier w wykorzystaniu zasady TPA

Zatwierdzenie w 2006 r. instrukcji systemów przesyłowego i dystrybucyjnych w zakresie bilansowania i zarządzania ograniczeniami systemowymi przyczyni się do rozwiązania wskazywanych dotychczas problemów ograniczających korzystanie z TPA.

W IRIESP wprowadzone zostały korzystniejsze dla odbiorców zasady bilansowania i prowadzenia rozliczeń za niezbilansowanie (bilansowanie ponadobszarowe). Obecnie sprzedawca może zmniejszyć koszty bilansowania poprzez stosowanie wspólnego rozliczenia odchyleń dla wszystkich swoich odbiorców, co powoduje, że odchylenia mogą się kompensować. Ponadto można sumować pobór energii dla małych odbiorców. Do tej pory bilansowanie pojedynczo odbiorców o małym zapotrzebowaniu na energię było nieopłacalne.

Tabela 8. Wolumen energii elektrycznej dostarczonej przez operatorów spółek dystrybucyjnych w 2006 r. odbiorcom korzystającym z prawa wyboru sprzedawcy

Operator spółki dystrybucyjnej	Liczba odbiorców TPA*		Energia elektryczna dostarczona odbiorcom TPA [GWh]		Udział energii elektrycznej dostarczonej w ramach TPA w stosunku do całkowitej energii dostarczonej w 2006 r. [%]	
	2005	2006	2005	2006	2005	2006
ZE Białystok SA	0	0	0	0	0	0
LUBZEL SA	0	0	0	0	0	0
ENION SA	9	15	2 372	1 958	14	11,0
Vattenfall Distribution Poland SA	8	12	2 674	3 087	26	29,8
Rzeszowski Zakład Energetyczny SA	1	1	32	31	1	0,8
EnergiaPro Koncern Energetyczny SA	4	6	886	1 243	7	9,5
Łódzki Zakład Energetyczny SA	0	0	0	0	0	0
Koncern Energetyczny ENERGA SA	3	5	1 031	1 060	6	5,5
Zamojska Korporacja Energetyczna SA	0	4	0	168	0	9,0
ZEORK SA	2	4	135	243	3	5,3
ENEA SA	2	2	18,6	33	0,1	0,2
Zakład Energetyczny Łódź – Teren SA	1	4	83	335	2	7,7
STOEN SA	4	6	167	273	3	4,2
ZE Warszawa – Teren SA	1	1	35	35	0,7	0,6
Energoserwis Kleszczów Sp. z o.o.	–	1	–	3	–	1,3
RAZEM	35	61	7 433	8 469	7	7,6

Źródło: URE na podstawie danych przedstawionych przez OSD

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

Nowe instrukcje operatorów systemów dystrybucyjnych zawierają jednolite wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych oraz jednolitą procedurę zmiany sprzedawcy. Takie rozwiązania ograniczają szeroko stosowany przez spółki dystrybucyjne woluntaryzm w tym zakresie i ograniczają koszty związane z korzystaniem z uprawnień. Dodatkowo dla odbior-

poru, a nawet ją zmienić przez wprowadzenie rozwiązań (np. systemy pomiarowe i/lub aplikację) pozwalających lepiej prognozować i obniżyć zużycie energii elektrycznej – w celu osiągnięcia obniżki kosztów zaopatrzenia w energię elektryczną.

Zatwierdzenie instrukcji systemów przesyłowego i dystrybucyjnego w zakresie bilansowania i zarządzania ograniczeniami systemowymi spotkało się z pozytywnymi ocenami wśród uczestników rynku energii. Mimo że nie rozwiązują one wszystkich przeszkód w zmianie sprzedawcy, to przygotowują spółki dystrybucyjne, będące przedsiębiorstwami zintegrowanymi

Tabela 9. Liczba odbiorców i wolumen energii elektrycznej dostarczonej odbiorcom końcowym przez OSD w 2006 r.

Grupy odbiorców wg kryterium zużycia [MWh]	Liczba odbiorców przyłączonych do sieci SD	Energia elektryczna dostarczona odbiorcom przyłączonym do sieci SD [MWh]	Liczba odbiorców uprawnionych	Energia elektryczna dostarczona odbiorcom uprawnionym [MWh]	Liczba odbiorców TPA	Energia dostarczona odbiorcom TPA [MWh]
> 2 000	4 333	53 436 502	4 327	53 399 415	55	8 466 996
50-2 000	89 672	19 343 753	82 762	18 823 340	4	2 294
< 50	15 723 284	38 612 491	1 565 632	9 657 692	2	32
Razem	15 817 289	111 392 746	1 652 721	81 880 447	61	8 469 322

Źródło: URE na podstawie danych przedstawionych przez OSD

ców, którzy nie mają liczników z odczytami godzinowymi poboru energii dopuszczono stosowanie tzw. profili zużycia energii, które umożliwiają tym odbiorcom korzystanie z nabytych uprawnień bez konieczności ponoszenia dodatkowych kosztów i zbędnej zwłoki.

Odbiorcy zaczynają nabywać wiedzę w zakresie swoich nowych uprawnień. Zastosowanie zasady TPA w praktyce pozwoli im poznać własną charakterystykę

pionowo, do wyodrębnienia działalności dystrybucyjnej które zgodnie z art. 9d ustawy – Prawo energetyczne powinno nastąpić od 1 lipca 2007 r.

Kontrakty długoterminowe

Kontrakty długoterminowe (KDT) zostały zawarte w latach 1993-1998 pomiędzy Polskimi Sieciami Elek-

troenergetycznymi SA a wytwórcami energii elektrycznej jako gwarancja pozyskania środków na spłatę zadłużenia zaciągniętego na przeprowadzenie programów inwestycyjnych. Objęły one około 14 000 MW mocy wytwórczych (ok. 50% mocy zainstalowanych w Polsce), a łączne nakłady wynikające z programów inwestycyjnych objętych KDT wyniosły blisko 20 mld złotych.

Kontrakty długoterminowe w elektroenergetyce postrzegane są jako jedna z najpoważniejszych barier wprowadzenia konkurencyjnego rynku. Zawarte na długi okres (do 2027 r.), poprzez gwarancje zakupu określonych ilości energii elektrycznej po odgórnie ustalonych cenach, konserwują i wzmacniają rynek producenta. Jest to sytuacja diametralnie różna od sytuacji pożądanej przez odbiorców, oczekujących możliwości realnego wpływu na warunki zakupu energii.

Zdaniem Prezesa URE kontrakty długoterminowe wiążąc znaczną ilość wytwarzanej energii, radykalnie ograniczały możliwości wprowadzenia realnej konkurencji na polski rynek energii elektrycznej. W związku z tym od początku działalności regulacyjnej Prezes URE aktywnie uczestniczył w pracach nad rozwiązaniem kontraktów długoterminowych. Na zlecenie Prezesa URE zespół pracowników Akademii Ekonomicznej w Krakowie pod kierunkiem prof. Jana Czekaja wykonał analizę zawartych KDT i oceny ich wpływu na poziom cen i efektywności wytwarzania energii elektrycznej wytwórczego, a także możliwości przeprowadzenia reform rynkowych sektora. Wyniki tej analizy były podstawą do oceny niepowodzeń, jakimi kończyły się wcześniej podejmowane próby we wdrażaniu nowych rozwiązań rynkowych, a także dawały podstawę do lepszego zrozumienia ich konsekwencji i poszukiwania bardziej skutecznych propozycji rozwiązania problemu kontraktów długoterminowych. Jednym z istotnych wniosków tej analizy było wskazanie na konieczność pozyskania zewnętrznego źródła finansowania do tego, aby skutecznie rozwiązać problem zobowiązań wytwórców wobec banków kredytujących przedsięwzięcia inwestycyjne realizowane w ramach KDT, a tym samym KDT. Tabela 10 (str. 112) prezentuje dotychczasowe projekty rozwiązań KDT.

Pierwszą najbardziej dojrzałą koncepcją rozwiązania problemu KDT był tzw. „System Opłat Kompensacyjnych (SOK)” – niewymagający rozwiązania KDT i zakładający dobrowolny udział wytwórców. Koncepcja ta została opracowana w URE zgodnie z decyzją KERM z 2 grudnia 1999 r. zawartą w dokumencie „Zasady działania rynku energii elektrycznej w Polsce w roku 2000 i latach następnych”. Pomimo istotnego zaawansowania od strony prawnej i organizacyjnej nie udało się doprowadzić do pełnego jej wdrożenia ze względu na możliwość różnej interpretacji prawa podatkowego i wysokie ryzyko dla podmiotów objętych SOK, przy braku jednoznacznej urzędowej interpretacji prawa podatkowego przez Ministra Finansów. Efektem tych starań jest do dziś funkcjonująca w przepisach „rozporządzenia taryfowego” stawka wyrównaw-

cza przenosząca w opłatach przesyłowych część kosztów wytwórców – stron KDT. Rozwiązanie to bez efektywnego wdrożenia systemu SOK doprowadziło w praktyce do subsydiowania skrośnego cen energii elektrycznej między działalnościami: wytwarzaniem i przesyłem oraz poprawiło sztucznie konkurencyjność wytwórców z KDT na rynku hurtowym.

Niepowodzenie wdrożenia koncepcji SOK i wnioski wynikające z opracowania prof. Jana Czekaja były podstawą następnych koncepcji opartych głównie na sekurytyzacji jako źródle sfinansowania wcześniejszej spłaty kredytów bankowych wytwórców i rozwiązania KDT stanowiących zabezpieczenie zaciągniętych kredytów.

Prezes URE uczestniczył w pracach nad każdą z koncepcji rozwiązania kwestii KDT. Oprócz tego udziału – dzięki gromadzonej i aktualizowanej wiedzy o sektorze oraz narzędziom prognostycznym – dokonywał szczegółowej oceny skutków proponowanych rozwiązań na przedsiębiorstwa energetyczne oraz odbiorców. W pracach nad kolejnymi koncepcjami rozwiązania KDT i wypłaty rekompensat na pokrycie kosztów osieroconych¹⁰²⁾ uczestniczył i współtworzył narzędzia realizacji tych koncepcji – symulator konkurencyjnego rynku energii elektrycznej po rozwiązaniu KDT i model ekonomiczno-finansowy służący do ustalania kosztów osieroconych dla poszczególnych wytwórców – stron KDT. Dzięki tym narzędziom możliwe było określenie prognozowanych przychodów poszczególnych wytwórców w kolejnych latach i wyznaczanie wielkości kosztów osieroconych, jakie miałyby być im pokrywane z dodatkowych opłat po rozwiązaniu kontraktów długoterminowych. Ponadto Prezes URE w poszczególnych projektach dokonywał oceny wpływu przyjmowanych do projektu założeń makro i mikroekonomicznych na sytuację ekonomiczną odbiorców. W tym celu oraz w celu ustalania kolejnych wariantów obliczeń wielkości kosztów osieroconych były gromadzone i przetwarzane dane liczbowe charakteryzujące strukturę sprzedaży energii elektrycznej w Polsce, dane ekonomiczne i finansowe poszczególnych wytwórców zgodnie z wymaganiami określonymi w wytycznych metodologicznych Komisji Europejskiej. Stosowne analizy były przedstawiane przez Prezesa URE na każde żądanie organów zaangażowanych w proces legislacyjny i negocjacyjny z KE.

W trakcie prac nad kolejnymi wariantami proponowanych rozwiązań Prezes URE uczestniczył w negocjacjach i dyskusjach z wytwórcami, bankami kredytującymi inwestycje finansowane w ramach KDT oraz z Komisją Europejską, przedstawiając merytoryczne uzasadnienia decyzji, uzgodnionych w trakcie procesu legislacyjnego oraz szczegółowo informując o ich skutkach finansowych.

102) Koszty osierocone są liczbowo równe różnicy pomiędzy wartością aktywów jednostek wytwórczych objętych KDT osiągniętych na bazie KDT a wartością tych aktywów w warunkach rynkowych po rozwiązaniu KDT.

Tabela 10. Projekty restrukturyzacji KDT

Projekty restrukturyzacji KDT	Opis metody	Podmioty zaangażowane w realizację projektu	Problemy napotkane podczas wdrażania	Stan wdrożenia
Cesja kontraktów na spółki dystrybucyjne, sprzedaż do spółek obrotu, rozwiązanie KDT w ramach prywatyzacji (rozwiązanie dobrowolne)	Przejęcie przez spółki dystrybucyjne (SD) części lub całości niektórych kontraktów, sprzedaż niektórych (atrakcyjnych cenowo i wygasających w krótkim czasie) do prywatnych spółek obrotu, zobowiązanie inwestora do spłaty zadłużenia w ramach procesu prywatyzacji	SD oraz niektórzy wytwórcy (głównie elektrociepłownie) ze względu na konieczność bezpośredniego połączenia siecią z SD, prywatne spółki obrotu, Minister Skarbu Państwa	Brak zainteresowania spółek dystrybucyjnych i obrotu ze względu na wysokie ceny w początkowym okresie kontraktów, brak zgody banków na wchodzenie w stosunki prawne z podmiotami o mniejszym zapotrzebowaniu na energię oraz majątku trwałym	Nie wdrożono
System Opłat Kompensacyjnych (SOK) (rozwiązanie dobrowolne)	SOK – kompensata różnic pomiędzy przychodami rynkowymi wytwórców a przychodami w ramach KDT	Wytwórcy mający KDT, odbiorcy energii elektrycznej, Prezes URE, spółka SOK SA	Problemy prawno-podatkowe: <ul style="list-style-type: none"> zakwalifikowanie kompensaty SOS dla wytwórców (określenie stosunku prawno-handlowego pomiędzy spółką SOK a wytwórcami), nałożenie podatku VAT (brak stanowiska Ministra Finansów) 	Wprowadzenie odpowiednich zapisów w ustawie – Prawo energetyczne (art. 45) i rozporządzeniu taryfowym – wprowadzenie stawki wyrównawczej. Zaniechanie wdrożenia w 2001 r.
Sekurytyzacja KDT (rozwiązanie obligatoryjne)	Wywłaszczenie wytwórców mających KDT za godziwą rekompensatą oraz pozyskanie środków na ten cel poprzez emisję euroobligacji	Wytwórcy mający KDT, odbiorcy energii elektrycznej, Prezes URE, spółka PROS SA, emitent obligacji, nabywcy obligacji	Problemy prawne: <ul style="list-style-type: none"> wywłaszczenie z praw niematerialnych, konieczność uzyskania akceptacji KE dla rozwiązania. Problemy ekonomiczne: <ul style="list-style-type: none"> konieczność stworzenia prognozy przepływów pieniężnych na okres ok. 20 lat 	W styczniu 2004 r. projekt ustawy został przekazany do Sejmu, i następnie był przedmiotem negocjacji z KE. W wyniku konsultacji z KE podjęto decyzję o zmianie koncepcji
Sekurytyzacja KDT (rozwiązanie dobrowolne)	Rozwiązanie przez wytwórców kontraktów w zamian za jednorazową wypłatę kosztów osieroconych oraz pozyskanie środków na ten cel poprzez emisję euroobligacji	Wytwórcy mający KDT, odbiorcy energii elektrycznej, Prezes URE, spółka PROS SA, emitent obligacji, nabywcy obligacji	Problemy prawne: <ul style="list-style-type: none"> konieczność uzyskania zgody wytwórców, konieczność uzyskania akceptacji KE dla rozwiązania. Problemy ekonomiczne: <ul style="list-style-type: none"> konieczność stworzenia prognozy przepływów pieniężnych na okres ok. 20 lat 	Projekt ustawy został zaakceptowany przez RM w styczniu 2005 r. i przekazany do prac parlamentarnych oraz równoległe przesłany do notyfikacji przez Komisję Europejską w marcu 2005 r. Prace nad projektem zostały zawieszono w sierpniu 2005 r. ze względu na zakończenie kadencji Sejmu. Po wyborach parlamentarnych prace nad KDT były kontynuowane w zmienionej formule finansowania kosztów osieroconych
Rozwiązanie umów długoterminowych i wypłata kosztów osieroconych w ratach	Rozwiązanie przez wytwórców kontraktów w zamian za wypłatę kosztów osieroconych w rocznych ratach oraz pozyskanie środków na ten cel od odbiorców	Wytwórcy mający KDT, odbiorcy energii elektrycznej, Prezes URE, spółka SPV Zarządca Rozliczeń stworzona przez PSE – Operator SA	Problemy prawne: <ul style="list-style-type: none"> konieczność uzyskania zgody wytwórców i banków finansujących, konieczność uzyskania akceptacji KE dla rozwiązania. Problemy ekonomiczne: <ul style="list-style-type: none"> konieczność stworzenia prognozy przepływów pieniężnych na okres ok. 20 lat, zapewnienie płynności finansowej wytwórcom 	Projekt ustawy został zaakceptowany przez RM w grudniu 2006 r. i przekazany do prac parlamentarnych oraz równoległe przesłany do notyfikacji przez Komisję Europejską w marcu 2007 r.; trwają prace legislacyjne w Sejmie

Źródło: opracowanie własne URE

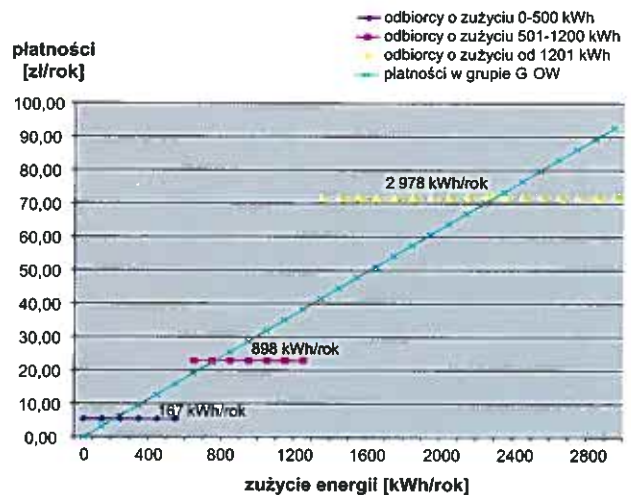
W 2006 r. kontynuowano proces, modyfikując dotychczasowe rozwiązania w zakresie wynikającym z Decyzji Komisji Europejskiej z 20 listopada 2005 r. (znak K(2005)4426) w sprawie wszczęcia, określonej w art. 88 ust. 2 Traktatu ustanawiającego Wspólnotę Europejską, procedury formalnego postępowania wyjaśniającego w odniesieniu do zgłoszonego przez Polskę jako program pomocowy (pomoc państwa nr C 43/2005 (ex N 99/2005)) projektu ustawy o zasadach pokrywania kosztów powstałych w przedsiębiorstwach w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej oraz w stosunku do istniejących umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej jako niedozwolonej pomocy publicznej.

Zakres prac i niezbędnych modyfikacji został określony w Uchwale Rady Ministrów Nr 318/2005 z 20 grudnia 2005 r. Zgodnie z tą uchwałą Prezesowi URE, we współpracy z Ministrem Gospodarki, Ministrem Skarbu Państwa oraz PSE SA i wytwórcami – stronami kontraktów długoterminowych, zostały powierzone zadania w zakresie aktualizacji narzędzia do ustalania kosztów osieroconych oraz aktualizacji bazy danych i wysokości kosztów osieroconych według zaktualizowanych założeń. Dane i wielkości przyjęte do obliczeń kosztów osieroconych uwzględniały zastrzeżenia Komisji Europejskiej wskazane w Decyzji z 20 listopada 2005 r. (znak K(2005)4426).

Wypełniając postanowienia Uchwały Rady Ministrów Nr 318/2005 z 20 grudnia 2005 r. Prezes URE 28 lutego 2006 r. przekazał Ministrowi Gospodarki wstępną wersję zaktualizowanych obliczeń maksymalnej wysokości kosztów osieroconych. Następnie w marcu 2006 r. odbył się proces konsultacji z wytwórcami, z którego wynikała potrzeba wprowadzenia kilku zmian w obliczeniach. Skorygowane wielkości kosztów osieroconych zostały przekazane Ministrowi Gospodarki 10 kwietnia 2006 r.

Wprowadzone zmiany i wyniki prac były też przedyskutowane podczas spotkań roboczych z przedstawicielami Komisji Europejskiej, w których brał udział przedstawiciel Prezesa URE.

Od maja do listopada 2006 r. pod przewodnictwem Ministra Gospodarki trwały prace nad projektem ustawy o zasadach pokrywania kosztów osieroconych po-



Rysunek 9. Porównanie płatności z tytułu opłaty wyrównawczej (OW) i opłaty przejściowej dla odbiorców na niskim napięciu prowadzących działalność gospodarczą w uwzględnieniu wielkości zużycia po zastąpieniu opłaty wyrównawczej opłatą przejściową oraz średnioroczne zużycie energii w grupie

stałych w przedsiębiorstwach w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej.

Ponadto z inicjatywy Prezesa URE wprowadzono do projektu ustawy trzy stawki dla odbiorców na niskim napięciu nie prowadzących działalności gospodarczej, które umożliwiły zminimalizowanie skutków zmiany nośnika opłaty przejściowej w stosunku do opłaty wyrównawczej. Dla tych grup odbiorców nośnikiem opłaty jest ich ilość. W tym przypadku różnica płatności przekłada się bezpośrednio na wielkość zużycia energii elektrycznej danego odbiorcy. Dlatego też zaproponowano dodatkowy podział odbiorców według kryterium zużycia energii do pozwoliło na dopasowanie płatności w sposób nie powodujący istotnych zmian obciążeń. Rysunek 9 przedstawia płatności dla odbiorców tej grupy w podziale na przedziały zużycia energii elektrycznej zastosowane w projekcie ustawy.

Ostateczne rozwiązanie zostało przyjęte przez Radę Ministrów 11 grudnia 2006 r. Obecnie projekt ustawy jest przedmiotem prac legislacyjnych w parlamencie.

Poniższa tabela zawiera porównanie rozwiązań zastosowanych w projekcie ustawy z roku 2005 i 2006.

Tabela 11. Porównanie zasad rozwiązania KDT w dwóch ostatnich wariantach

Projekt ustawy 2005	Projekt ustawy 2006
1. Wypłata z góry pełnej kwoty kosztów osieroconych	1. Wypłata rocznych zaliczek kwoty kosztów osieroconych
2. Finansowanie poprzez emisję obligacji pod zabezpieczenie wpływami z opłaty odbiorców	2. Finansowanie bezpośrednio z wpływów z opłaty odbiorców
3. Powołanie SPV przez PSE SA	3. Powołanie SPV przez OSP
4. Okres obliczeniowy 2007-2025 taki sam dla wszystkich wytwórców	4. Okres obliczeniowy 2007– koniec KDT – indywidualny dla każdego wytwórcy
5. Korekty roczne do 2016 r.	5. Korekty roczne do końca KDT
6. Korekta końcowa w 2016 r.	6. Korekta końcowa w zakończeniu KDT

4. Kontrolowanie realizacji obowiązków wynikających z przepisów Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady nr 1228/2003 z 26 czerwca 2003 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej

Właściwe zarządzanie przez operatorów systemów przesyłowych udostępnianiem transgranicznych zdolności przesyłowych ma kluczowe znaczenie. Wiąże się to z kwestią popytu na zdolności przesyłowe, który znacznie przewyższa istniejące możliwości techniczne na połączeniach synchronicznych Krajowego Systemu Elektroenergetycznego z innymi systemami elektroenergetycznymi. Zasady udostępniania tych zdolności, które powinny być oparte na metodach rynkowych, ogólnie określa Rozporządze-

nie Nr 1228/2003 Parlamentu Europejskiego i Rady z 26 czerwca 2003 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej. Stanowi ono, wraz ze szczegółowymi wytycznymi, fundament prawny budowy jednolitego rynku energii elektrycznej w UE. Od 1 grudnia 2006 r. obowiązują znowelizowane wytyczne ds. zarządzania ograniczeniami, które wprowadziły szereg dodatkowych obowiązków na krajowe organy regulacyjne. Należą do nich m.in. opracowanie i publikowanie raportu dotyczącego przychodów OSP z udostępniania zdolności przesyłowych oraz ocena sposobu ich wydatkowania (do 31 lipca każdego roku) i regularna ocena metod zarządzania ograniczeniami uwzględniająca konsultacje z uczestnikami rynku oraz dedykowane studia.

Kontrola przez Prezesa URE realizacji obowiązków nałożonych na operatora systemu przesyłowego wynikających z przepisów rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady Nr 1228/2003 jest stosunkowo nowym zadaniem i z pewnością będzie się rozwijać.

B. GAZOWNICTWO

1. 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 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 – 99,3%¹⁰³⁾ udziału w rynku posiada historycznie ugruntowane przedsiębiorstwo PGNiG SA, którego właścicielem w 84,75% jest Skarb Państwa. Monopol GK PGNiG SA w skali kraju dotyczy poszukiwań i wydobycia gazu (wyłączność dostępu do krajowego surowca o najniższej cenie), importu tego surowca, magazynowania, dystrybucji oraz obrotu (sześć spółek dystrybucyjnych wchodzących w skład GK PGNiG SA nie rozdzieliło jeszcze tych rodzajów działalności). Sześć innych, niezależnych przedsiębiorstw dystrybucji i sprzedaży gazu z uwagi na skalę swojej działalności nie jest w stanie wyrzec presji konkurencyjnej.

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 poszukiwawczej

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.

1.1. Koncesje

Koncesjonowanie należy do podstawowych narzędzi regulacji, a jego celem jest reglamentowanie dostępu podmiotów gospodarczych do działalności w zakresie energetyki. Proces koncesjonowania ma na celu dopuszczenie do prowadzenia działalności energetycznej tylko tych podmiotów które spełniają wymagania ustawowe i dają tym samym rękojmię efektywnego prowadzenia działalności oraz zapewnienia odpowiedniego finansowania rozwoju infrastruktury.

Podobnie jak w sektorze elektroenergetycznym, początkowy etap regulacji w procesie koncesjonowania przedsiębiorstw sektora paliw gazowych związany był z udzielaniem koncesji z urzędu, pod warunkiem prowadzenia przez nie działalności w dniu ogłoszenia ustawy oraz spełnienia przez nie wymagań nałożonych ustawą.

Udzielane wówczas koncesje dotyczyły działalności prowadzonej w zakresie wytwarzania, przesyłania, dystrybucji oraz obrotu paliwami gazowymi. Pierwsze koncesje dla przedsiębiorstw tego sektora zostały wydane w 1999 r. (ponad rok później niż dla przedsię-

¹⁰³⁾ Patrz dane z części I.B.

biorstw innych podsektorów)¹⁰⁴). W kwietniu 1999 r. wydana została dziesięcioletnia koncesja na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie przesyłania, dystrybucji i obrotu paliwami gazowymi dla PGNiG SA a także dziesięcioletnia koncesja na przesyłanie i dystrybucję dla przedsiębiorstwa EuRoPol GAZ SA. Koncesjonowaną działalność w zakresie obrotu paliwami gazowymi przedsiębiorstwo to może prowadzić od końca lipca 2000 r.

W związku z faktem, iż gaz wydobywany w kraju nie zaspokajał w pełni popytu, niezbędne okazało się swoiste „domknięcie systemowe” również w zakresie koncesjonowania (dotychczas koncesjonowanie dotyczyło działalności ograniczonej do obszaru kraju). W 2000 r. mocą znowelizowanej ustawy – Prawo energetyczne¹⁰⁵) wprowadzona została zmiana zakresu działalności, której prowadzenie wymaga posiadania koncesji. Rozszerzenie art. 32 o ust. 2 spowodowało konieczność uzyskania koncesji na prowadzenie działalności w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą. Pierwsze koncesje na ten rodzaj działalności (dla siedmiu

tendencji było udzielenie znacznie większej liczby koncesji niż w poprzednich latach. Koncesje te obejmowały swym zasięgiem niektóre, dotychczas niezgazyfikowane obszary kraju. Niezależnie od tego, przedsiębiorcy posiadający już koncesje na te rodzaje działalności rozszerzyli ich zakres na kolejne obszary Polski.

Charakterystyczna dla procesu koncesjonowania przedsiębiorstw sektora gazu jest swoista stabilizacja warunków koncesyjnych, określających zakres działalności podlegającej obowiązkowi koncesyjnemu. W przeciwieństwie do sektora elektroenergetycznego, nie ulegały one tak częstym zmianom.

Liczbę koncesji udzielonych w latach 1999-2006 w podziale na poszczególne rodzaje działalności przedstawia tabela 12.

Udzielanie, odmowa udzielenia, zmiana i cofanie koncesji

Koncesjonowanie działalności gospodarczej prowadzonej w podsektorze paliw gazowych w 2006 r. reali-

Tabela 12. Koncesje udzielone przez Prezesa URE

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Wytwarzanie paliw gazowych	0	8	0	0	0	1	1	2	0
Przesyłanie lub dystrybucja paliw gazowych	0	34	15	12	7	6	5	10	5
Obrót paliwami gazowymi	0	33	15	13	8	9	9	14	8
Magazynowanie paliw gazowych	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Skraplanie gazu ziemnego	0	0	0	0	0	0	0	0	4
Obrót gazem ziemnym z zagranicą	0	0	0	7	2	4	3	8	4
Razem	0	75	30	32	17	20	18	34	22

Źródło: URE

przedsiębiorców) wydane zostały w 2001 r. Łącznie do 2005 r. koncesje na obrót gazem z zagranicą uzyskało 24 przedsiębiorców. Zaledwie czterech z nich, w okresie od 2001 r. do 2005 r. podjęło działalność koncesjonowaną tego typu. W 2006 r. liczba udzielonych koncesji na obrót gazem z zagranicą wzrosła do 28. Natomiast nie wzrosła liczba przedsiębiorców, którzy podjęli tę działalność (wciąż jest ich czterech). Spośród nich trzech przedsiębiorców importuje gaz ziemny gazociągami przesyłowymi a jeden – importuje gaz LNG.

Od 2002 r. liczba przedsiębiorstw zajmujących się działalnością w sektorze gazowym w kolejnych latach dynamicznie rosła. W 2002 r. zaobserwowano znaczny wzrost aktywności przedsiębiorców planujących podjęcie działalności w zakresie dystrybucji oraz obrotu paliwami gazowymi na rynkach lokalnych. Wyrazem tej

zowane było zgodnie z dotychczasowym stanem prawnym. Po raz pierwszy zostały udzielone koncesje na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie:

- 1) **skraplania gazu ziemnego i jego regazyfikacji w instalacjach skroplonego gazu ziemnego (SGZ)**. Obecnie w różnych miejscowościach Polski funkcjonuje 12 instalacji do regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego LNG, które zaopatrują w to paliwo lokalne społeczności. Trzy instalacje znajdują się w woj. wielkopolskim, po dwie – na terenie woj. lubuskiego i pomorskiego. Po jednej instalacji zbudowano na terenie woj. mazowieckiego, zachodniopomorskiego, kujawsko-pomorskiego, opolskiego i podlaskiego¹⁰⁶),
- 2) **magazynowania paliw gazowych (MPG)**. PGNiG SA jest jedynym właścicielem magazynów służących do przechowywania gazu ziemnego na terenie Polski. Niemal cała pojemność magazynowa jest wykorzystywana na potrzeby własne PGNiG SA. Jedynie część podziemnego magazynu gazu w Mogilnie została

104) Spowodowane to było pragmatyką postępowania, wynikającą z faktu, że w pierwszej kolejności wysiłek koncesyjny pracowników URE skierowany został na sektory, w których miały zacząć obowiązywać nowe zasady cenotwórstwa, tj. sektory energii elektrycznej i ciepłownictwa.

105) Ustawa nowelizująca ustawę – Prawo energetyczne z 26 maja 2000 r., która weszła w życie 14 czerwca 2000 r.

106) Oprócz koncesji w omawianym zakresie wydano także jedną promesę koncesji, która objęła budowę dwóch instalacji do regazyfikacji gazu LNG na terenie województwa wielkopolskiego.

udostępniona przez PGNiG SA Operatorowi Gazociągów Przesyłowych Gaz-System SA na potrzeby bilansowania gazowego systemu przesyłowego.

Prezes URE podjął szereg działań mających na celu zapewnienie dostępności usług podziemnego magazynowania gazu. PGNiG SA zostało zobligowane do wyodrębnienia działalności w tym zakresie, tak by magazynowanie gazu, póki co zmonopolizowane, zostało poddane regulacji, a w konsekwencji – aby pojemności magazynowe zostały udostępnione innym uczestnikom rynku. Spółka została wezwana do wykazania wszystkich pojemności magazynowych znajdujących się w dyspozycji holdingu oraz do złożenia wniosku o koncesję na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie podziemnego magazynowania paliw. Wniosek o udzielenie koncesji na świadczenie usług magazynowania wpłynął do Prezesa URE dopiero we wrześniu 2005 r. Prezes URE zakończył postępowanie w tej sprawie udzieleniem koncesji 1 lutego 2006 r.

Tabela 13. Koncesje oraz promesy udzielone w 2006 r.

Udzielone w 2006 r.	Promesy koncesji	Koncesje
Rodzaj działalności		
Magazynowanie	0	1
Dystrybucja	6	5
Obrót	4	8
Obrót gazem ziemnym z zagranicą		4
Skraplanie i regazyfikacja skroplonego gazu ziemnego	1	4
Razem	11	22

Źródło: URE

Zmiany koncesji i promesy koncesji

W 2006 r. Prezes URE wydał 16 decyzji zmieniających koncesje. Jedno postępowanie w sprawie zmiany promesy koncesji na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie dystrybucji paliw gazowych zostało umorzono ze względów formalno-prawnych, bowiem wnioskodawca nie tylko nie przedstawił żądanych dokumentów, ale sam wycofał złożony wniosek o dokonanie zmiany promesy koncesji na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie dystrybucji paliw gazowych.

Cofnięcia i wygaśnięcie koncesji

W okresie od marca do maja 2006 r. Prezes URE dokonał analizy aktywności przedsiębiorców posiadających koncesje na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą (OGZ). Okazało się, że w 2005 r. tylko czterech z 28 przedsiębiorców podjęło działalność koncesjonowaną we wskazanym zakresie¹⁰⁷⁾.

107) Można przypuszczać, iż przyczyną takiego stanu rzeczy w większym stopniu było dążenie do uzyskania koncesji jako atrybutu podnoszącego wartość firmy niż chęć podjęcia deklarowanej działalności.

Taka sytuacja nie mogła pozostać bez reakcji Prezesa URE¹⁰⁸⁾. Wobec 12 przedsiębiorców, którzy uzyskali koncesje na ten rodzaj działalności przed rokiem 2005, zostały wszczęte postępowania w sprawie jej cofnięcia w związku ze zignorowaniem wezwania organu koncesyjnego i niepodjęciem w wyznaczonym terminie działalności objętej zakresem udzielonej koncesji.

W efekcie przeprowadzonych postępowań cofnięto sześć koncesji na działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą. Na podstawie materiałów dowodowych zgromadzonych w toku postępowań prowadzonych przez URE ustalono, że inni przedsiębiorcy podejmą taką działalność na przełomie roku 2006 i 2007 lub w pierwszej połowie 2007 r. Dodatkowo sześciu przedsiębiorców zostało wezwanych do podjęcia działalności koncesjonowanej w terminie do 30 września 2007 r., a jeden – do 31 grudnia 2006 r.

1.2. Taryfy dla paliw gazowych

Taryfa, jako swoisty cennik przedsiębiorstwa energetycznego, określa system płatności z tytułu zakupu paliw oraz świadczonych usług sieciowych. Celem ich zatwierdzenia jest zapewnienie równowagi interesów odbiorców i przedsiębiorstw energetycznych. Z jednej strony bowiem taryfa chroni odbiorcę przed nieuzasadnionym wzrostem płatności, tj. nie mającym uzasadnienia w kosztach poniesionych przez przedsiębiorstwo energetyczne. Z drugiej zaś, taryfa zapewnia przedsiębiorstwu uzyskanie takich przychodów, które pozwolą sfinansować utrzymanie, modernizację i rozbudowę sieci. Niepokrycie przez taryfę uzasadnionych kosztów prowadzenia działalności mogłoby spowodować nie tylko dekapitalizację majątku, ale także doprowadzić do obniżenia poziomu bezpieczeństwa dostaw. Koncesjonowane i jednocześnie taryfowane przedsiębiorstwo energetyczne jest z mocy prawa zobligowane do wykonania nałożonych na nie obowiązków z tytułu usług o charakterze użyteczności publicznej i jednakowego traktowania wszystkich klientów zakwalifikowanych do tej samej grupy taryfowej¹⁰⁹⁾.

108) Zgodnie z art. 41 ust. 2 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne w związku z art. 58 ust. 1 pkt 2 ustawy z 2 lipca 2004 r. o swobodzie działalności gospodarczej (Dz. U. z 2004 r. Nr 173, poz. 1807 z późn. zm.) Prezes URE cofa koncesję w przypadku, gdy przedsiębiorca nie podjął w wyznaczonym terminie działalności objętej koncesją, mimo wezwania organu koncesyjnego, lub trwale zaprzestał jej wykonywania.

109) Ustawa – Prawo energetyczne z 10 kwietnia 1997 r. wprowadziła obowiązek przygotowania taryfy przez przedsiębiorstwa energetyczne i przedstawienia jej do zatwierdzenia Prezesowi URE. Na mocy art. 47 tejże ustawy przedsiębiorstwa energetyczne ustalają taryfy we własnym zakresie i, po zatwierdzeniu jej przez Prezesa URE oraz opublikowaniu w „Biuletynie Branżowym URE – Paliwa gazowe”, mogą wprowadzić je do stosowania w terminie nie krótszym niż 14 dni i nie dłuższym niż 45 dni.

1.2.1. Zasady cenotwórstwa i ich ewolucja

Gazownictwo polskie było przewidywane jako ostatni z podsektorów energetyki, w którym nastąpiłoby odejście od cen urzędowych na rzecz cen regulowanych. Miało to nastąpić wraz z wyekspirowaniem dwuletniego okresu przejściowego, przewidzianego w ustawie – Prawo energetyczne, czyli 5 grudnia 1999 r. Praktycznie nastąpiło znacznie później, i to nie 1 stycznia 2000 r., ale dopiero wraz z zatwierdzeniem pierwszej taryfy PGNiG SA (którego udział w rynku przekraczał wtedy 99%) 1 marca 2000 r., sporządzonej zgodnie z rozporządzeniem taryfowym dla gazu¹¹⁰⁾. Istota stanowienia cen gazu jest bardzo zbliżona do innych metodologii cenotwórstwa w innych sferach regulowanej działalności energetycznej¹¹¹⁾.

Także i tu podstawą kalkulacji są koszty uzasadnione prowadzonej działalności, koszty modernizacji, rozwoju i ochrony środowiska oraz koszty wynikające ze współfinansowania przedsięwzięć i usług zmierzających do zmniejszenia zużycia paliw gazowych u odbiorców, w tym koszty finansowe związane z obsługą kredytów bankowych, z wyłączeniem odsetek i opłat za nieterminową realizację zobowiązań. Dodajmy, że koszty uzasadnione, na bazie których dokonuje się wycieńcenia cen i stawek opłat, są przyjmowane jako wielkości planowane. Są więc obciążone (niekiedy nawet znacznym) błędem prognozy. Symptomatyczne, że zarówno sama ustawa, jak i towarzyszące jej rozporządzenia, choć nie definiują samej kategorii ceny gazu (ani też innych nośników energii), wskazują sposób jej określenia¹¹²⁾.

Cena taryfowa gazu wysokometanowego ustalana jest na podstawie średnioważonych kosztów jego pozyskania z własnych źródeł oraz z importu. Koszty pozyskania gazu w kraju pokrywają m.in. koszty jego wydobycia, utrzymania magazynów zapewniających prawidłową pracę kopalń, koszty poszukiwań oraz koszty odazotowania. Stanowią element obniżający hurtową cenę tego gazu, a w ślad za

tym również ceny gazu dla odbiorców końcowych, ponieważ są znacznie niższe od kosztów jego nabycia za granicą. Na koszty te wpływ mają nie tylko same ceny importowe, ale również kurs walutowy, w tym kurs dolara do złotego (który ma zastosowanie w odniesieniu do zakupów gazu w ramach kontraktu długoterminowego z Rosją oraz kontraktów krótkoterminowych, tzw. spotów) oraz kurs euro do złotego (który ma zastosowanie w odniesieniu do zakupów dokonywanych w Norwegii i w Niemczech).

Ceny importowe ustalane są kwartalnie, w wysokości wynikającej z formuł kontraktowych, zależnych od cen olejów lekkich i ciężkich, jakie notowane są na giełdzie w Rotterdamie w okresie dziewięciu miesięcy poprzedzających dany kwartał. Ich dynamika pozostaje więc w ścisłym związku z długookresowym trendem zmian cen ropy naftowej. Kurs dolara w równym stopniu co cena importowa, decyduje o poziomie kosztów zakupu gazu z importu, a w efekcie i cenie gazu. Od jego prognozy zależy wynik finansowy przedsiębiorstwa. W przypadku przeszacowania tego kursu przedsiębiorstwo zyskuje nienależne korzyści, w przypadku zaś niedoszacowania – ponosi straty.

PGNiG SA w swojej taryfie ustala ceny dla dwóch rodzajów gazu zaazotowanego – GZ-41,5 o cieple spalania 32,8 MJ/m³ i GZ-35 o cieple spalania 28,8 MJ/m³. Ceny te ustalane są na poziomie, który pozwala na zachowanie zbliżonych relacji między ceną 1 GJ ciepła wytworzonego z gazów zaazotowanych i z gazu wysokometanowego. Ma to dwojakie znaczenie: wiąże cenę z jakością (wyrażoną ciepłem ich spalania) oraz sprawia, że obrót gazami zaazotowanymi jest wysoce rentowny. Dzięki temu wzrost kosztów zakupu gazu wysokometanowego w imporcie w stosunku do kosztów przyjętych we wniosku o zatwierdzenie taryfy przez określony czas może być niwelowany przychodami uzyskanymi ze sprzedaży gazów zaazotowanych, co zapewnia przedsiębiorstwu rentowne warunki działania.

O cenach gazu dla poszczególnych grup odbiorców decydują koszty zakupu tych paliw od PGNiG SA oraz koszty własne obrotu. Czynnikiem wpływającym na wysokość cen dla odbiorców domowych jest ponadto wysokość kosztów, które związane są z handlową obsługą odbiorców – obejmującą: odczytywanie wskazań układów pomiarowych, wystawianie faktur, obliczanie i pobieranie należności za dostarczone paliwo, a także za czynności związane z kontrolą układów pomiarowych, dotrzymywania warunków umów i prawidłowości rozliczeń – które nie znalazły odzwierciedlenia w stawkach opłat abonamentowych.

Dla przedsiębiorstwa energetycznego i jego klientów istotne znaczenie ma nie tyle sama cena paliwa gazowego, ile całościowy cennik ustalany przez to przedsiębiorstwo. Tym cennikiem jest taryfa. Jej zawartość jest pochodną zakresu prowadzonej działalności i powinna uwzględniać odpowiednio:

- poszczególne grupy taryfowe,
- rodzaje oraz wysokość cen i stawek opłat, a także warunki ich stosowania,

110) Zob. rozporządzenie Ministra Gospodarki z 6 grudnia 1999 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi, w tym rozliczeń z indywidualnymi odbiorcami w lokalach (Dz. U. Nr 102, poz. 1188). Ta pierwsza decyzja taryfowa została opublikowana 3 marca 2000 r. a weszła w życie 18 marca 2000 r.

111) Z pewnością nie była to wzorcowa regulacja prawna, ale w sporym zakresie uwzględniała doświadczenia niemal dwuletniego taryfowania ciepłownictwa i elektroenergetyki, eliminując ewidentne niedoskonałości wcześniejszych rozporządzeń, i chyba lepiej też chroniła interesy odbiorców – jeśli nie przed nieuzasadnionym poziomem cen, to z pewnością – przed wysokim tempem ich wzrostu.

112) Przypomina to poniekąd zapisy Kodeksu cywilnego, który w art. 536 § 1 przesądził, że w transakcjach kupna-sprzedaży cenę, którą ma zapłacić kupujący, można określić poprzez wskazanie podstaw do jej ustalenia. Zob. ustawa z 23 kwietnia 1964 r. Kodeks cywilny (Dz. U. z 1964 r. Nr 16, poz. 93, z późn. zm.).

- bonifikaty,
- opłaty z tytułu niedotrzymania przez strony warunków umowy,
- opłaty za nielegalny pobór paliw gazowych.

W dotychczas wydanych trzech rozporządzeniach Ministra Gospodarki (z 1999, 2000 i 2004 r.), będących podstawą cenotwórstwa dla paliw gazowych, nie miały miejsca większe zmiany istotnie wpływające na poziom stanowiących cen, zmieniały się jednak podstawy kalkulacji innych parametrów decydujących o poziomie płatności konsumentów.

I tak rozporządzenie taryfowe z 1999 r. zobowiązywało do ustalenia ryczałtowych stawek opłat za przyłączenie na podstawie nakładów poniesionych na: prace projektowe, prace geodezyjne, uzgodnienia dokumentacji, pozwolenia, projekt organizacji ruchu, budowę, roboty budowlano-montażowe (podłączenie), nadzór budowlany, opłaty za zajęcie terenu¹¹³⁾.

Z kolei rozporządzenie z 2000 r.¹¹⁴⁾ wprowadziło szereg zmian w zakresie kształtowania taryf, z których najważniejsze to:

- kalkulowanie stawek opłat za przyłączenie do sieci na podstawie jednej czwartej średniorocznych nakładów inwestycyjnych na budowę odcinków sieci służących do przyłączania podmiotów, określonych w obowiązującym dla przedsiębiorstwa energetycznego planie rozwoju, o którym mowa w art. 16 ustawy – Prawo energetyczne,
- przyjęcie zasady, zgodnie z którą koszty wynikające z nakładów na budowę odcinków sieci służących przyłączaniu podmiotów do sieci danego ciśnienia, z wyłączeniem kosztów pokrytych wniesionymi opłatami za przyłączenie, stanowią podstawę kalkulacji składnika stałego stawek opłat sieciowych za usługi przesyłowe,
- kalkulowanie stawek opłat za usługi przesyłowe w taki sposób, aby udział opłat stałych za świadczenie usług przesyłowych w łącznych opłatach za te usługi dla danej grupy odbiorców nie przekroczył 40%,
- możliwość korygowania – nie częściej niż raz na kwartał – cen paliw gazowych w przypadku zakupu tych paliw po cenach wyższych/niższych o więcej niż 5% w stosunku do cen przyjętych do kalkulacji w zatwierdzonej taryfie.

Na mocy postanowień tego rozporządzenia dopuszczony został wzrost średniej stawki opłaty za usługę przesyłową w subsydiowanych grupach w wysokości

113) Przy czym stawki opłat za budowę i rozbudowę sieci mogły uwzględniać 10% poniesionych nakładów, zaś stawki opłat za przyłącze – 60% poniesionych nakładów na ten cel. Stawki te były ustalane przy założeniu zastosowania standardowych elementów wykonania budowy lub rozbudowy sieci oraz budowy przyłącza w warunkach standardowych.

114) Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 20 grudnia 2000 r. w sprawie zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz. U. z 2001 r. Nr 1, poz. 8, z późn. zm.).

nieprzekraczającej 5 pkt % dla pierwszego roku obowiązywania taryfy i 15 pkt % dla kolejnych lat jej obowiązywania ponad średnioroczny wskaźnik towarów i usług konsumpcyjnych w poprzednim roku kalendarzowym.

Kolejne istotne zmiany przyniosły postanowienia ustawy z 4 marca 2005 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. Nr 62, poz. 552), których następstwem powinno być wydanie – w miejsce rozporządzenia przyłączeniowego¹¹⁵⁾ – rozporządzenia określającego szczegółowe warunki funkcjonowania systemu gazowego oraz nowego rozporządzenia w sprawie zasad kalkulacji taryf. Do dziś Minister Gospodarki tych rozporządzeń jednak nie wydał. Rodzi to wiele komplikacji i wymaga od Prezesa URE zatwierdzania taryf jedynie na podstawie ustawy – Prawo energetyczne, bez odwoływania się do przepisów wykonawczych¹¹⁶⁾. Dotyczy to m.in. zwrotu z kapitału zaangażowanego w działalność koncesjonowaną.

W znowelizowanej ustawie został on wskazany jako jeden z komponentów kalkulacji taryf a prawo do określenia jego wielkości uzyskał Prezes URE. Skorzystał z tej delegacji określając stopę zwrotu i podstawy od której powinna być ona liczona w taryfach ustalanych przez przedsiębiorstwa gazownicze w 2006 r.¹¹⁷⁾

Ponadto w omawianej nowelizacji ustawy zrezygnowano z określenia maksymalnego udziału opłat stałych w łącznych opłatach za świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji, upoważniając Prezesa URE, w przypadkach gdy wymaga tego ochrona interesów odbiorców, do określania tych relacji¹¹⁸⁾.

Jednocześnie spod koncesjonowania wyłączono działalność polegającą na wytwarzaniu paliw gazowych, co spowodowało brak konieczności zatwierdzania taryf dla tego rodzaju działalności (oznacza to po-

115) Rozporządzenie Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z 6 kwietnia 2004 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączania podmiotów do sieci gazowych, ruchu i eksploatacji tych sieci (Dz. U. Nr 105, poz. 1113).

116) Z powstałą luką prawną Prezes URE w 2006 r. musiał radzić sobie samodzielnie. Szczególnie trudne było to w sytuacji jednoczesnego wydzielania operatora sieci przesyłowej, dystrybucyjnej i magazynowej, przy umożliwieniu przedsiębiorstwom sektora zawierania umów kompleksowych (na sprzedaż usług transportowych i sprzedaż paliwa gazowego jako towaru).

117) W obowiązującym rozporządzeniu taryfowym kategoria uzasadnionego zwrotu z kapitału jako taka w ogóle nie występuje. Taryfa pokrywa jedynie koszty finansowe (gwarantuje przy tym częściowy zwrot z kapitału obcego) oraz zysk w części niezbędnej do pokrycia nakładów na przedsięwzięcia inwestycyjne ujęte w planach rozwoju przedsiębiorstwa (będący niedoskonałym substytutem zwrotu z kapitału własnego).

118) Regulacja ta jest szczególnie korzystna dla przedsiębiorstw zajmujących się działalnością przesyłową, a zwłaszcza tranzytową. Pozwala na ustalenie dystansowych stawek opłat za tranzyt gazu na poziomie odpowiadającym stanom kosztom, co zmniejsza ryzyko przedsiębiorstwa w przypadku występowania różnic między faktyczną ilością przesłanego gazu a ilością planowaną.

wrót do sytuacji sprzed 2000 r., kiedy to ceny wytwarzanych paliw gazowych kształtowane były na drodze umowy stron).

1.2.2. Taryfy dla paliw gazowych (2006)

W 2006 r. większość koncesjonowanych przedsiębiorstw gazowniczych (a wśród nich OGP Gaz-System SA oraz spółki wchodzące w skład GK PGNiG SA) wkroczyło z taryfami zatwierdzonymi jeszcze w 2005 r. Dlatego też postępowania w sprawie zatwierdzenia taryf ustalonych przez przedsiębiorstwa gazownicze dotyczyły przede wszystkim zmiany stosowanej taryfy, polegającej na ustaleniu nowych, wyższych cen paliw i stawek opłat przesyłowych. Takich postępowań o zmianę obowiązującej taryfy było 45, spośród 64 wszystkich postępowań taryfowych o zatwierdzenie nowej lub zmianę obowiązującej taryfy¹¹⁹⁾.

W sektorze gazowniczym, nieco inaczej niż w elektroenergetyce, nie istnieje tak daleko idąca współzależność technologiczno-techniczna przedsiębiorstw sieciowych i przedsiębiorstw obrotu i nie wszystkie koszty, np. operatora systemu przesyłowego wprost przenoszą się na stawki opłat dystrybucyjnych¹²⁰⁾. Niemniej jednak taryfy jednych przedsiębiorstw mają wpływ na innych pośredników a w konsekwencji – na ich odbiorców końcowych. Do grupy przedsiębiorstw gazowniczych o podstawowym znaczeniu dla funkcjonowaniu całego sektora z pewnością zaliczyć trzeba OGP Gaz-System SA oraz PGNiG SA i zależne od niej spółki dystrybucyjne.

OGP Gaz-System SA od momentu rozpoczęcia działalności koncesjonowanej, tj. od lipca 2005 r. do 1 kwietnia 2006 r. – na mocy postanowień § 31 ust. 2 rozporządzenia taryfowego z 15 grudnia 2004 r. – stosował taryfę PGNiG SA. Co prawda w listopadzie 2005 r., a potem w styczniu 2006 r. przedsiębiorstwo to ubiegało się o nową, własną taryfę, ale nie uzyskało pozytywnej decyzji Prezesa URE w tym zakresie. Stało się to dopiero w kolejnym postępowaniu taryfowym.

W nowej taryfie (zatwierdzonej 17 marca 2006 r., a obowiązującej od 1 kwietnia 2006 r. do 31 marca 2007 r.) OGP Gaz-System SA zachował niektóre z wcześniej stosowanych mechanizmów kalkulacji taryfy, a także skorzystał z dobrodziejstw znowelizowanej ustawy.

119) Te dane ilościowe dotyczą zatwierdzania taryf analizowanych w centrali URE. Jest jeszcze grupa przedsiębiorstw gazowniczych, która przedkłada swoje taryfy do zatwierdzenia w oddziałach terenowych. Krótka charakterystyka ich procesu taryfowania znajduje się na końcu niniejszego podrozdziału.

120) Wynika to między innymi z faktu, że operator systemu przesyłowego w sektorze gazowym nie zawsze świadczy na rzecz spółek dystrybucyjnych systemowe usługi jakościowe. Posiadanie własnych źródeł wydobycia gazu lub magazynów, pobieranie gazu z sieci dystrybucyjnej innego podmiotu sprawia, że wiele spółek dystrybucyjnych zachowuje względną niezależność od operatora systemu przesyłowego – nie korzysta z jego usług i nie przenosi jego kosztów w swoich opłatach.

I tak stawki opłat przesyłowych – mimo wielu głosów krytyki – pozostały stawkami grupowymi¹²¹⁾. Zostały one skalkulowane w oparciu o planowane przez Spółkę i skorygowane przez Prezesa URE koszty świadczenia usług przesyłania wraz ze zwrotem z kapitału zaangażowanego w działalność koncesjonowaną w wysokości 7,1% kapitału własnego z dnia rozpoczęcia tej działalności. W podstawie kalkulacji uwzględnione były również wydatki, jakie przedsiębiorstwo planowało ponieść z tytułu zawartej z PGNiG SA umowy leasingowej, na mocy której użytkuje sieć przesyłową.

W stosunku do taryfy ustalonej jeszcze przez PGNiG SA zmienił się udział opłat stałych w łącznych opłatach za usługi przesyłowe z 40 na 50%. Pozwoliło to na zmniejszenie płatności tych odbiorców, którzy pobierają gaz w sposób równomierny, wykorzystując tym samym w sposób efektywny zamówioną przez siebie moc.

Operator dodatkowo ustalił w swojej taryfie stawki opłat za nawanianie gazu, którego wymagają normy jakościowe dla gazu sprzedawanego odbiorcom przyłączonym do sieci dystrybucyjnych¹²²⁾.

Krajowy monopolista w zakresie wydobycia, importu i obrotu gazem – PGNiG SA w pierwszym kwartale 2006 r. stosował taryfę zatwierdzoną w jeszcze w 2003 r. Ulegała ona jednak kolejnym aktualizacjom, polegającym głównie na zmianie cen paliwa gazowego. Ostatnia tego rodzaju zmiana nastąpiła 1 stycznia 2006 r. i wprowadziła ceny wyższe o 8,8%, przy czym PGNiG SA wnioskowało o wzrost 20%.

Podobnie jak w latach wcześniejszych, także i w 2006 r., w zatwierdzeniu IV taryfy PGNiG SA największym problemem było właściwe określenie cen paliw gazowych, zarówno gazu wysokometanowego, jak i gazu zaazotowanego¹²³⁾. Oprócz tych cen taryfa

121) Wprowadzenie stawek dystansowych, do czego upoważniały przepisy rozporządzenia taryfowego, z uwagi na konfigurację sieci przesyłowej, było niezasadne. Natomiast wprowadzenie stawek popularnie nazywanych stawkami „entry-exit”, co w przypadku sieci przesyłowych zaleca Unia Europejska, było niemożliwe, ponieważ powołane wyżej rozporządzenie nie przewiduje tego typu stawek.

122) Co prawda w obowiązującym rozporządzeniu taryfowym nie ma zobowiązania do ustalenia w taryfie zatwierdzonej przez Prezesa URE stawek za nawanianie, ale zważywszy na fakt, iż dotychczasowe stawki dystrybucyjne zawierały koszty nawaniania gazu oraz brak możliwości wyboru konkurencyjnych ofert w tym zakresie przez spółki dystrybucyjne – stawki te znalazły się w zatwierdzonej taryfie OGP Gaz-System SA.

123) Przy czym w taryfie ustalone zostały – podobnie zresztą jak w poprzednich taryfach tego przedsiębiorstwa – jedynie ceny paliw gazowych, które dostarczane są odbiorcom za pomocą sieci przesyłowej (a więc w rozumieniu ustawy – Prawo energetyczne za pomocą sieci wysokich ciśnień, za ruch których odpowiedzialny jest operator systemu przesyłowego). Natomiast te z nich, które sprzedawane są bezpośrednio ze źródeł bądź dostarczane są za pomocą gazociągu bezpośredniego (a więc – stosownie do brzmienia art. 3 pkt 11e Prawa energetycznego – gazociągu dostarczającego paliwa gazowe z pominięciem systemu gazowego) ustalane są w drodze umowy stron. Istotę stanowienia cen paliw gazowych w szerszym zakresie przybliży publikacja autorstwa Prezesa URE, zamieszczona w „Biuletynie URE” Nr 5/2005.

zawierała stawki opłat za przesyłanie gazu ziemnego wysokometanowego sieciami SGT EuRoPol GAZ SA oraz stawki opłat za magazynowanie gazu.

Cenę gazu wysokometanowego ustalono zgodnie z dotychczas stosowaną zasadą jako sumę średnio-ważonych kosztów jego pozyskania ze źródeł krajowych oraz z importu i marży liczonej od kosztów własnych. W trakcie prowadzonego postępowania administracyjnego ocenie i weryfikacji podlegał każdy z elementów będących podstawą kalkulacji tej ceny. Z uwagi na wielkość zakupu gazu importowanego szczególne znaczenie miały determinanty jego ceny. Zaliczamy do nich sytuację cenową na giełdowym rynku ropopochodnych w Rotterdamie oraz formułę cen zawartą w kontrakcie handlowym z Gazpromem. Niemniejsze znaczenie ma kurs walutowy zł/USD przyjęty do kalkulacji kosztów zakupu gazu z importu. Prawdopodobną zaobserwowaną w całym okresie taryfowania PGNiG SA przez Prezesa URE jest swoista skłonność autora taryfy do przeszacowywania tych wielkości, co w oczywisty sposób przekłada się na wielkość proponowanych cen. A ponieważ kalkulowanie taryfy jest swoistą prognozą, i jak wiadomo – jej trafność jest obciążona immanentnym ryzykiem subiektywności – Regulatorowi z trudem przychodzi wyegzekwować od przedsiębiorstwa ustępstwa w tym zakresie. Na domiar złego – permanentnym punktem spornym w taryfowaniu pomiędzy PGNiG SA a Prezesem URE jest mechanizm uśredniania cen, w rezultacie czego ceny dla odbiorców końcowych w Polsce kształtują się na poziomie poniżej cen światowych. Spotyka się to z protestami rodzimego monopolisty, który chciałby sprzedawać gaz odbiorcom krajowym po cenach wynikających z kontraktów importowych, powiększonych o stosowne marże handlowe.

O ile w odniesieniu do gazu wysokometanowego z importu działania regulacyjne Prezesa URE polegały na wyżej opisanym uśrednianiu cen gazu z importu i kosztów wydobycia wysokometanowego gazu krajowego, o tyle w odniesieniu do krajowego gazu zaazotowanego przesłanka kształtowania cen gazu (GZ-41,5 i GZ-35) jest odmienna. Chodzi przede wszystkim o nie pogarszanie relacji między kosztem jednostki ciepła uzyskiwanej ze spalania tych gazów a kosztem jednostki ciepła uzyskiwanej ze spalania gazu wysokometanowego. Taki sposób ustalania cen gazu pozwala na zrównoważenie interesów odbiorców zaopatrywanych w gaz pochodzący wyłącznie z tanich źródeł krajowych (gaz zaazotowany) z interesem odbiorców zaopatrywanych w gaz pochodzący zarówno ze źródeł krajowych, jak i z importu (gaz wysokometanowy).

Po raz pierwszy w taryfie ustalono wspomniane wcześniej dwa rodzaje stawek. Pierwsza z nich to stawka opłat za przesyłanie importowanego gazu wysokometanowego siecią SGT EuRoPol GAZ SA. Chodziło o zrekompensowanie PGNiG SA kosztów, które ponosi na rzecz SGT EuRoPol GAZ SA za transport gazu pochodzącego z kontraktu jamalskiego od grani-

cy rosyjskiej do punktów jego odbioru we Włocławku oraz Lwówku. Skalkulowano ją jako iloraz planowanych na okres obowiązywania taryfy kosztów zakupu usługi przesłania gazu wysokometanowego od SGT EuRoPol GAZ SA do całkowitej ilości tego gazu planowanej do sprzedaży swoim odbiorcom¹²⁴).

Druga nowość to stawki magazynowe. Ich obecność w taryfie to zapowiedź realizacji już w niedalekiej przyszłości zasady TPA w działalności magazynowej. Zostały one skalkulowane w sposób uproszczony jako iloraz planowanych kosztów magazynowania dla określonych w taryfie grup odbiorców do planowanej ilości sprzedanego im gazu¹²⁵).

Proces zatwierdzania taryf **spółkom dystrybucyjnym** GK PGNiG SA, które były nie zmieniane od 1 października 2003 r., przebiegał bez zakłóceń¹²⁶). Spółki dostosowały się do założeń przedłożonych im przez Prezesa URE. Najważniejsze z nich dotyczyły stopy zwrotu z zaangażowanego kapitału, ograniczenia wysokości maksymalnego wzrostu stawek opłat dystrybucyjnych oraz udziału gazu na straty i różnicę bilansową w ogólnej puli gazu zakupywanego przez spółkę na potrzeby jej odbiorców. Zaznaczyć należy, że dla wszystkich przedsiębiorstw zajmujących się dystrybucją paliw gazowych przyjęto identyczne zasady wynagradzania kapitału. Ze względu na ochronę interesów odbiorców przed nadmiernym wzrostem stawek ustalanych przez wskazane przedsiębiorstwa przyjęto, że w 2006 r. wynagradzaniu według stopy zwrotu w wysokości 14,81% podlegać będzie 1/2 wartości majątku sieciowego przedsiębiorstwa, wycenionego na 31 grudnia 2005 r.¹²⁷)

124) W taryfie, która weszła w życie 1 października 2003 r. i obowiązywała do 31 marca 2006 r., nie było konieczności ustalania oddzielnej stawki z tego tytułu, gdyż koszty korzystania z sieci wskazanego wyżej przedsiębiorstwa – w myśl rozporządzenia taryfowego – stanowiły podstawę kalkulacji stawek opłat przesyłowych, do ustalania których PGNiG SA miało wówczas prawo. Prawa takiego nie ma natomiast od momentu przejścia przez OGP Gaz-System SA działalności w zakresie przesyłania paliw gazowych.

125) Zdecydował o tym przede wszystkim brak umów na magazynowanie zawartych przez PGNiG SA z odbiorcami. Z kolei niedostateczną pojemność magazynów sprawia, iż będą one wykorzystywane wyłącznie na potrzeby odbiorców, którym PGNiG SA jednocześnie będzie sprzedawać gaz. Inną sprawą jest niechęć tej spółki do udostępnienia własnych magazynów potencjalnym konkurentom. Ustawowa norma magazynowania 3% importowanego gazu na terytorium Rzeczypospolitej, przy nie udostępnianiu magazynów przez PGNiG SA, zabija tę konkurencję w zarodku.

126) Należy pamiętać, że niezmiennosc taryfy jest czymś innym niż zmiana cen i stawek opłat. W przypadku spółek dystrybucyjnych w niezmiennych taryfach zmieniały się ceny paliw gazowych. Nie zmieniły się natomiast stawki opłat sieciowych (dystrybucyjnych).

127) Tę stopę ustalono przy założeniu pożądanej struktury finansowania kapitału własnego do kapitału obcego, przy uwzględnieniu premii za ryzyko dla kapitału obcego i własnego oraz współczynnik *equity beta* zgodnie z rekomendacjami zawartymi w raporcie Banku Światowego, przygotowanym na zlecenie Prezesa URE).

Przy średnim wzroście stawek dystrybucyjnych na poziomie 7% (wobec inflacji skumulowanej za okres obowiązywania dotychczasowych taryf równej 6,2%) niezbędna była taka zmiana cen i stawek opłat dla poszczególnych grup odbiorców, by ograniczyć zjawisko subsydiowania grup o najmniejszym zużyciu (W-1 – W-4) przez grupy pozostałe (W-5 – W-10). Skutkiem tej zmiany był relatywnie największy – sięgający 15% – wzrost średniej ceny dostawy gazu (uwzględniający opłaty za gaz jako towar, za usługę jego dostarczenia oraz abonamentowe) dla odbiorców o najmniejszym zużyciu (grupy W-1, S-1 i Z-1).

Porównanie średnich cen paliw gazowych przedsiębiorstw GK PGNiG SA obowiązujących do 31 marca 2006 r. i od 1 kwietnia do 31 grudnia 2006 r. pokazuje tabela 14.

W 2006 r. Prezes URE zatwierdził ponadto taryfę za usługi przesyłania gazu ziemnego wysokometanowego, ustaloną przez System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ SA. W przychodach stanowiących podstawę ustalenia taryfy uwzględniony został zwrot z za-

uwagi na spadek kursu zł/USD – stawki te są porównywalne.

Poza zatwierdzeniem taryf wyżej wymienionym przedsiębiorstwom w 2006 r. Prezes URE zatwierdził taryfy 10 małym spółkom dystrybucyjnym kupującym gaz od grupy kapitałowej PGNiG SA. Lokalni dystrybutorzy z roku na rok zwiększają zarówno długość sieci, którymi dostarczają odbiorcom gaz, jak i ilość sprzedawanego gazu.

Powyższy opis różnych przypadków taryfowych, dane ilościowe i imiennie wskazane przykłady dotyczyły taryf analizowanych w centrali URE. Nie wyczerpuje to jednak całości problematyki taryfowania. Zgodnie z podstawowym kredem Regulatora, by realizować działalność regulacyjną jak najbliżej przedsiębiorstw energetycznych i ich klientów, zatwierdzanie taryf dla paliw gazowych odbywa się także w oddziałach terenowych. Ma to miejsce od 2 lipca 2002 r., a dotyczy gazowych przedsiębiorstw energetycznych, których projekty planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa ga-

Tabela 14. Średnie ceny paliw gazowych GK PGNiG SA

Nazwa spółki gazownictwa	Średnia cena w zł/m ³ wg obowiązującej taryfy		Zmiana średniej ceny [%]
	do 31 marca 2006 r.	od 1 kwietnia 2006 r.	
Gaz ziemny wysokometanowy GZ – 50			
Wielkopolska	1,0691	1,1608	8,6
Dolnośląska	1,0924	1,1852	8,5
Karpacka	1,0675	1,1583	8,5
Mazowiecka	1,1090	1,1820	6,6
Pomorska	1,1097	1,1929	7,5
Górnośląska	1,1018	1,1878	7,8
Gaz ziemny zaazotowany GZ – 41,5			
Wielkopolska	0,7486	0,8312	11,0
Dolnośląska	0,7558	0,8442	11,7
Gaz ziemny zaazotowany GZ – 35			
Wielkopolska	0,6847	0,7404	8,1
Dolnośląska	0,7535	0,8312	10,3
Gaz propan – butan powietrze			
Mazowiecka	1,8940	1,9460	2,7
Gaz propan – butan rozprężony			
Mazowiecka	10,1750	10,7060	5,2

Źródło: URE

angażowanego kapitału liczony od 1/2 wartości majątku netto oszacowanego na dzień 31 grudnia 2005 r. według średnioważonej stopy zwrotu w wysokości 7,54%, którą ustalono przy założeniu realnej struktury finansowania się przez spółkę, tj. 46,2/53,8 (kapitał własny/obcy) oraz przyjmując premie za ryzyko dla kapitału obcego i własnego oraz współczynnik *equity beta* na poziomie odpowiadającym średniej arytmetycznej z tych wielkości dla operatorów sieci przesyłowych krajów UE. Zatwierdzona średnia stawka za tranzyt gazu sieciami EuRoPolu GAZ-u SA wyrażona w walucie polskiej jest niższa od średniej stawki obowiązującej w 2005 r. o 4,6%. W wymiarze dolarowym zaś –

zowe nie podlegają uzgodnieniu z Prezesem URE. Są przedsiębiorstwa, które wykonują działalność gospodarczą w zakresie dystrybucji paliw gazowych dla mniej niż 50 odbiorców, a roczna dostawa wynosi mniej niż 50 mln m³ tych paliw. W 2006 r. zatwierdzono 28 taryf dla paliw gazowych, a w 2005 – 24 taryfy. Szczegółowe informacje na ten temat znajdują się w tabelach zamieszczonych w Aneksie.

Stosunkowo duża liczba zmian taryf dla gazu dokonywana w ciągu ostatnich dwóch lat – 27 zmian w 2006 r. i 28 w 2005 r. – wiąże się przede wszystkim ze zmianą cen u największego i zarazem jedyne przedsiębiorstwa hurtowego obrotu gazem. Zmiany

cen gazu w taryfach PGNiG SA oraz dystrybucyjnych przedsiębiorstw gazowniczych przekładają się na zmiany w taryfach przedsiębiorstw energetyki przemysłowej. Powyższe wpływa także na liczbę wniosków dotyczących zmian taryf dla ciepła dla źródeł ciepła opalanych gazem ziemnym.

W 2006 r. miały miejsce trzy przypadki odmowy zatwierdzenia korekty taryfy. Dotyczyło to dwóch wniosków PGNiG SA o zatwierdzenie wyższych cen paliw gazowych od 1 lipca i 1 września 2006 r. oraz wniosku przedsiębiorstwa Mittal Steel Poland o korektę ceny gazu koksowniczego. Każdy z tych przypadków zasługuje choćby na krótki komentarz.

Dysponując decyzją taryfową z 17 marca 2006 r., wchodzącą w życie 1 kwietnia 2006 r., już 10 maja PGNiG SA złożyło wniosek o korektę cen, czyli o ich wzrost o 12%, począwszy od 1 lipca 2006 r. Tradycyjnie już jako przyczynę nowego żądania PGNiG SA wskazało przewidywany wzrost, w stosunku do założeń przyjętych w kalkulacji taryfy ustalonej na okres od 1 kwietnia do 31 grudnia 2006 r., ceny gazu zakupywanego z importu oraz kursu walut. Zdaniem przedsiębiorstwa kalkulacje przyjęte dla obowiązującej od niedawna taryfy prowadzą do deficytu działalności związanej z obrotem gazem wysokometanowym. Dodatkowo tę niekorzystną dla przedsiębiorstwa sytuację pogłębi z pewnością konieczność zwiększonych zakupów gazu z importu, co z kolei jest spowodowane maksymalnym wykorzystaniem źródeł krajowych w I kwartale 2006 r., na skutek nieprzewidzianego wzrostu zakupu gazu przez odbiorców¹²⁸⁾.

Zaznaczyć należy, że decyzja o zmianie obowiązującej taryfy podejmowana jest w trybie art. 155 Kodeksu postępowania administracyjnego, który dopuszcza zmianę decyzji ostatecznej, na mocy której strona nabyła prawo, jeżeli przepisy szczególne (w tym przypadku przepisy § 30 rozporządzenia taryfowego, upoważniające przedsiębiorstwa gazowe do wnioskowania raz na kwartał o zmianę cen w taryfie, o ile ceny zakupu gazu z importu wzrosną co najmniej o 5%) nie sprzeciwiają się zmianie takiej decyzji i przemawia za tym interes społeczny lub słuszny interes strony. Przepisy powołanego § 30 nie zostały spełnione, gdyż zdaniem Prezesa URE nie wystąpił faktyczny wzrost cen gazu z importu, przekraczający próg wskazany w § 30. Co więcej, przepis ten odnosi się do sytuacji rzeczywistego, a nie prognozowanego wzrostu cen, więc odwoływanie się przez PGNiG SA do ich subiektywnej prognozy nie mogło zostać uhonorowane.

Nawet gdyby poprzestać wyłącznie na prognozach, to i tak tendencje cen produktów ropopochodnych, na podstawie których ustalane są ceny gazu z importu, w kolejnych miesiącach obowiązywania taryfy nie dały podstaw do uznania zasadności takich prognoz. Podobnie zostały ocenione przez Prezesa URE obser-

wowane zmiany kursu dolara. Nie podlegało wątpliwości, że wcześniejsze prognozy w tym zakresie zostały faktycznie potwierdzone, i wbrew temu, co twierdziło przedsiębiorstwo, nie występowało żadne zagrożenie utraty rentowności w zakresie prowadzonej przez nie działalności obrotu.

Także kolejna przesłanka, pozwalająca na zmianę decyzji zatwierdzającej taryfę w trybie art. 155 Kpa, mianowicie słuszny interes społeczny, nie została spełniona. W interesie społecznym nie było bowiem wprowadzenie kolejnej podwyżki cen paliw gazowych (po podwyżce od 1 stycznia i 1 kwietnia 2006 r.). Podwyżki cen nośników energii wywierają wpływ na ogólny wzrost cen, o czym świadczy wywoływany przez nie impuls inflacyjny, stąd też odmowa Prezesa URE. Ponadto, w uzasadnieniu decyzji odmownej Prezes URE wskazał na jeszcze jeden, jak się wydaje, ważny społecznie argument. Stwierdził mianowicie, że dopuszczenie kolejnej trzeciej podwyżki cen paliw gazowych w sytuacji ponad 1 300 mln zł zysku brutto za 2005 r. i ponad 500 mln zł za I kwartał 2006 r. stanowiłoby naruszenie zasad sprawiedliwości społecznej. Byłoby też zupełnie niezrozumiałe dla odbiorców, oczekujących od państwowej spółki nie tyle maksymalizowania zysków i wartości firmy, ile raczej amortyzowania i ochrony przed bezwzględnością mechanizmów rynkowych.

Niezrażone niczym przedsiębiorstwo, zorientowane głównie na giełdowych akcjonariuszy, a nie swoich odbiorców, 14 lipca 2006 r. złożyło kolejny wniosek o podwyższenie obowiązujących cen paliw gazowych o 10,2% począwszy od 1 września 2006 r. I znów jako główne uzasadnienie wnioskowanej podwyżki podano wzrost, w stosunku do założeń przyjętych w kalkulacji cen obowiązującej wówczas taryfy, średniej ceny zakupu gazu z importu oraz kursu dolara. Dodatkowo wskazano na konieczność zapewnienia dodatniej rentowności obrotu gazem wysokometanowym. W trakcie administracyjnego postępowania przedsiębiorstwo obniżyło skalę wnioskowanej podwyżki – początkowo do 8%, a ostatecznie do 4,9%.

Żądanie podwyżki nie znalazło aprobaty Prezesa URE, który 20 września 2006 r. wydał decyzję odmowną. Uzasadnił ją przede wszystkim trendami zaobserwowanymi tak na rynku ropopochodnych, jak i walutowym. Począwszy od III dekady sierpnia 2006 r. ceny produktów ropopochodnych zaczęły maleć i zdaniem analityków, tendencja ta miała utrzymać się przez najbliższe miesiące. Również na rynku walutowym ukształtowała się relatywnie stabilna sytuacja i nic nie wskazywało na pogarszanie się kursu złotówki. Co więcej, banki komercyjne przewidywały, że w średnim okresie złoty będzie zyskiwał na wartości za sprawą wysokiego tempa wzrostu polskiej gospodarki. Uznania Prezesa URE nie znalazł również argument o nierentowności obrotu gazem wysokometanowym. Prawdą jest, iż za sprawą mechanizmu uśredniania cen gazu z importu i kosztów wysokometanowego gazu krajowego przedsiębiorstwo odnotowuje w tym zakresie nierentowność, ale z kolei na obrocie

128) Te zwiększone zakupy zostały przypisane ostrej zimie.

wszystkimi rodzajami gazów uzyskuje dodatni wynik finansowy. Wynika to ze sposobu kalkulacji hurtowych cen gazu zaazotowanego, którego sprzedaż stale generuje znaczny zysk. Trzeba mieć na uwadze, że PGNiG SA prowadzi działalność obrotu na podstawie jednej koncesji, wspólnej dla wszystkich rodzajów gazu. Oczekiwanie, by sprzedaż każdego z nich odrębnie gwarantowała zysk, nie znajduje uzasadnienia. Tym bardziej, że i w kolejnym, II kwartale 2006 r. PGNiG SA wykazało się zyskiem przekraczającym 800 mln zł, co w stosunku do pierwszego kwartału oznaczało wzrost o 53%.

W obu przypadkach przedsiębiorstwo odwołało się do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

Uzasadnienie odmowy zatwierdzenia wnioskowanej przez Mittal Steel Poland korekty ceny gazu koksowniczego o 8,4% było zbieżne z uzasadnieniem odmowy zatwierdzenia PGNiG SA korekty cen paliw gazowych, tj. niespełnieniem przesłanek określonych w art. 155 Kpa i w § 30 rozporządzenia taryfowego. W szczególności, wnioskowana podwyżka cen gazu koksowniczego nie znajdowała uzasadnienia w nieprzewidzianych okolicznościach o charakterze nadzwyczajnym, a tylko takie mogłyby za taką podwyżką przemawiać. Fakt wzrostu kosztów zakupu tego paliwa znany był jednak przedsiębiorstwu w trakcie wcześniej prowadzonego postępowania o zatwierdzenie taryfy.

W grudniu 2006 r. Prezes URE przychylił się do wniosku PGNiG SA zatwierdzając wyższe o 9,9% ceny paliw gazowych, zamiast wnioskowanego 14,3% wzrostu tych cen. Było to wyłącznie wynikiem wzrostu – w stosunku do cen stanowiących podstawę kalkulacji obowiązującej taryfy – cen importowych gazu ziemnego wysokometanowego oraz konieczności uwzględnienia kosztów wynikających z obowiązku utrzymywania w rezerwie magazynowej 3% gazu pochodzącego z importu. Te ostatnie koszty nie były dotychczas ujęte w kalkulacji taryfy. Wzrost cen gazu importowanego spowodowała przede wszystkim zmiana formuły cenowej, według której określa się cenę gazu pochodzącego z kontraktu jamalskiego. Droższe okazały się również tzw. zakupy spotowe. W obu przypadkach wzrost cen przekroczył próg 5%, odpowiednio o 14,6% i 10,7%, co czyniło zadość wymaganiom przepisów i upoważniało do zaakceptowania wnioskowanej podwyżki. W ślad za gazem wysokometanowym nastąpił także wzrost cen gazu zaazotowanego¹²⁹⁾.

Jest oczywiste, iż korekta hurtowej taryfy PGNiG SA oznaczała zgodę na korekty taryf spółek dystrybucyjnych i pozostałych przedsiębiorstw zajmujących się obrotem gazem. Nastąpiły one w tej samej dacie, tj. 1 stycznia 2007 r. i tylko w takim zakresie, jaki implikował wyłącznie wzrost hurtowych cen paliw gazowych.

129) Zabrzmi to nieco paradoksalnie, ale warte jest powtórzenia. Wzrost cen gazu wysokometanowego, z uwagi na relację cena gazu – ciepło spalania, implikuje wzrost cen gazu zaazotowanego, ale ten wzrost z kolei przyczynia się do relatywnego spadku cen gazu wysokometanowego (z uwagi na mechanizm uśredniania).

1.2.3. Wnioski (skutki regulacji)

2000 r.

Przy ocenie skutków działań regulacyjnych Prezesa URE w zakresie taryfowania trzeba pamiętać o pewnych ograniczeniach dla przedsiębiorstw gazowniczych, zawartych w przepisach powszechnie obowiązujących. Na mocy rozporządzenia taryfowego wzrost średniej ceny dostawy gazu (obliczonej jako iloraz przychodów uzyskanych z działalności obrotu oraz przesyłania i dystrybucji do ilości tego gazu dostarczonego odbiorcom) w pierwszej taryfie ustalonej przez dane przedsiębiorstwo gazownicze ograniczony został do 11% w stosunku do analogicznej ceny stosowanej do tego czasu¹³⁰⁾, a wzrost płatności poszczególnych odbiorców nie mógł przekroczyć 12,5%. Gdyby jednak takie ograniczenie nie istniało, przedsiębiorstwo prawdopodobnie wnioskowałoby o zatwierdzenie taryfy pokrywającej planowane koszty. W skali roku różnica między przychodami pokrywającymi koszty (uznanymi przez PGNiG SA za uzasadnione) a przychodami ograniczonymi 11% wskaźnikiem wynosiła **1 669,9 mln zł**.

2001 r.

Różnica między przychodami proponowanymi a zatwierdzonymi przy korekcie cen, która weszła w życie 15 marca 2001 r., w skali roku wyniosła 189,8 mln zł. Termin obowiązywania I taryfy upływał 14 września 2001 r., stąd też PGNiG SA w lipcu 2001 r. wystąpiło o zatwierdzenie nowej taryfy, w której średnia cena byłaby wyższa od stosowanej o 9%. Postępowanie zakończyło się decyzją odmowną. W skali roku odbiorcy zyskali 776,6 mln zł.

Od 1 października 2001 r. przedsiębiorstwo ponownie wnioskowało o zatwierdzenie taryfy, w której średnia cena była wyższa od stosowanej o 2,2%, co przekładało się na roczny wzrostu płatności o 190,6 mln zł. Postępowanie również zakończyło się decyzją odmowną. Zatem w 2001 r. dzięki działaniom Prezesa URE odbiorcy zapłacili mniej o **320,6 mln zł**.

2002 r.

Redukcja przychodów w taryfie PGNiG SA obowiązującej w okresie od 1 kwietnia 2002 r. do 30 września 2003 r. w skali roku wyniosła 146,6 mln zł. Od 1 kwietnia do 31 grudnia 2002 r. odbiorcy zapłacili więc za gaz o 98,2 mln zł mniej. Jeśli dodać do tego 256,3 mln zł jako skutek niezatwierdzenia taryfy od 15 września 2001 r., łączne obniżenie opłat odbiorców paliw gazowych wyniosło **354,5 mln zł**.

130) Taryfa dla paliw gazowych ustalana była przez Ministra Finansów w oparciu o koszty ponoszone przez PGNiG SA. Pozostałe podmioty zajmujące się dystrybucją i obrotem paliwami gazowymi, bez względu na ponoszone koszty, musiały stosować ceny nie wyższe niż ceny urzędowe ustalone przez Ministra Finansów.

2003 r.

Nowe taryfy weszły w życie 1 października 2003 r. a redukcja przychodów spółek dystrybucyjnych grupy kapitałowej PGNiG SA w skali roku wyniosła 334,8 mln zł, a PGNiG SA – 160,3 mln zł. W rezultacie działań Prezesa URE płatności odbiorców tych spółek w skali roku były niższe o 399,1 mln zł w stosunku do tych, jakie odbiorcy ponieśliby gdyby taryfy zatwierdzone zostały zgodnie ze złożonymi wnioskami.

Zmniejszenie płatności w okresie 1 stycznia-30 września 2003 r. wyniosło 104,1 mln zł. Natomiast w okresie 1 października-31 grudnia 2003 r. – 115,7 mln zł. Zatem w 2003 r. dzięki działaniom Prezesa URE odbiorcy zapłacili mniej o **219,8 mln zł**.

2004 r.

Zmniejszenie płatności odbiorców w 2004 r. odpowiada kwocie redukcji rocznych przychodów poszczególnych spółek grupy kapitałowej PGNiG SA, co nastąpiło w trakcie postępowań administracyjnych o zatwierdzenie taryf od 1 października 2003 r., czyli równą się kwocie **399,1 mln zł**.

2005 r.

Zmniejszenie płatności odbiorców w 2005 r. spowodowane redukcją oczekiwań PGNiG SA w zakresie obniżenia cen paliw gazowych wnioskowanych przez przedsiębiorstwo wyniosło **718,4 mln zł**.

2006 r.

Redukcja przychodów:

- **PGNiG SA** wyniosła:
 - I kwartał – 934,4 mln zł,
 - II kwartał – 195,8 mln zł,
 - II półrocza – 251,4 mln zł,
 - łącznie – **1 676,1 mln zł**;
- **OGP Gaz-System SA** w skali roku – 50,6 mln zł. Ponieważ taryfa OGP weszła w życie 1 kwietnia 2006 r., obniżenie opłat odbiorców w 2006 r. wyniosło **33,9 mln zł**;
- **SGT EuRoPol GAZ SA** w skali roku – 194,6 mln zł. Przez I kwartał 2006 r. zwiększone przychody tego przedsiębiorstwa powodowałyby jedynie obniżenie wyniku PGNiG SA, które jest nabywcą usług tranzytowych. Skonsumowana w taryfach spółek dystrybucyjnych byłaby jedynie kwota 130,4 mln zł.

Łączne skutki dla odbiorców w 2006 r. szacuje się na 1 840,4 mln zł.

Pomimo świadomości ułomności tego rodzaju wyliczeń, zasadne jest dokonanie podsumowania efektów pieniężnych regulacji taryfowej za cały okres jej stosowania, tj. od 2000 r. Od tej daty do dziś odbiorcy zaoszczędzili na płatnościach za gaz i usługi jego przesyłania kwotę około 5 523 mln zł.

Charakterystyka ilościowa taryfowania w 2006 r. wygląda następująco. Rozpatrzone łącznie 64 wnioski

o zatwierdzenie lub zmianę taryf dla paliw gazowych ustalonych lub stosowanych przez przedsiębiorstwa sektora gazowego. Postępowania administracyjne w tej sprawie zakończyły się:

- 1) zatwierdzeniem taryfy:
 - dla spółek obrotu – 1,
 - dla operatora systemu przesyłowego – 2,
 - dla spółek dystrybucyjnych, które mają obowiązek wydzielenia operatora systemu dystrybucyjnego – 6,
 - dla pozostałych spółek dystrybucyjnych – 10;
- 2) zmianą zatwierdzonej taryfy:
 - dla spółek obrotu – 1,
 - dla spółek dystrybucyjnych, które mają obowiązek wydzielenia operatora systemu dystrybucyjnego – 6,
 - dla pozostałych spółek dystrybucyjnych – 29;
- 3) umorzeniem postępowania:
 - dla spółek dystrybucyjnych, które mają obowiązek wydzielenia operatora systemu dystrybucyjnego – 6;
- 4) odmową zatwierdzenia zmiany taryfy:
 - dla spółek obrotu – 2,
 - dla pozostałych spółek dystrybucyjnych – 1.

1.3. Wyznaczanie operatorów systemów przesyłowych (OSP) i dystrybucyjnych (OSD)

1.3.1. Wyznaczenie OSP

Przedsiębiorstwo PGNiG – Przesył Sp. z o.o. zostało utworzone w ramach programu restrukturyzacji całego holdingu. Zrealizowane przekształcenia miały na celu zapewnienie odrębności prawnej podmiotu pełniącego obowiązki operatora gazowego systemu przesyłowego. Nazwa przedsiębiorstwa została następnie zmieniona na Operatora Gazociągów Przesyłowych Gaz-System Sp. z o.o., co miało na celu nieeksponowanie związków z przedsiębiorstwem dominującym.

Spółka, 30 czerwca 2004 r., uzyskała koncesję na przesyłanie paliw gazowych na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej, a decyzją Prezesa URE z 23 czerwca 2005 r. została wyznaczona na operatora gazowego systemu przesyłowego na okres od 1 lipca 2005 r. do 30 czerwca 2006 r.¹³¹⁾

Następnie przedsiębiorstwo wraz z PGNiG SA jako właścicielem sieci przesyłowej zwróciło się 25 maja

¹³¹⁾ Dla pełnej niezależności OSP niezbędne jest posiadanie własnego majątku przesyłowego. Z chwilą wyodrębnienia takowego nie posiadał. 16 maja 2005 r. OGP Gaz-System Sp. z o.o. zawarł z przedsiębiorstwem PGNiG SA „Umowę leasingu operacyjnego”, która pozwoli operatorowi na stopniowe przejęcie sieci przesyłowej. Istotne wsparcie w tym zakresie operator otrzymał od Skarbu Państwa, który pobiera od PGNiG SA dywidendę rzeczową w postaci kluczowych elementów gazowego systemu przesyłowego i przekazuje ją do OGP Gaz-System SA.

2006 r. do Prezesa URE z identycznym wnioskiem o wyznaczenie na operatora gazowego systemu przesyłowego. Prezes URE wydał 23 czerwca 2006 r. decyzję o wyznaczeniu Spółki na operatora gazowego systemu przesyłowego na terenie Rzeczypospolitej Polskiej w okresie od 1 lipca 2006 r. do 30 czerwca 2007 r.

3 listopada 2006 r. do Prezesa URE wpłynął wniosek PGNiG SA oraz OGP Gaz-System SA o zmianę wydanej decyzji w sprawie wyznaczenia operatora gazowego systemu przesyłowego, w związku ze zmianą formy prawnej oraz numeru w Rejestrze przedsiębiorców¹³²⁾. Wniosek dotyczył również zmiany czasu obowiązywania decyzji z 1 lipca 2006 r. do 30 czerwca 2007 r. na okres od 1 lipca 2006 r. do 1 lipca 2014 r., tj. analogicznie do posiadanej koncesji na działalność przesyłową.

Rozpatrując powyższy wniosek, Prezes URE zbadał czy i na ile OGP Gaz-System SA spełniał wówczas warunki, określone dla operatora systemu przesyłowego w ustawie – Prawo energetyczne. Badanie dokumentów dowiodło, iż nie było przeszkód prawnych, które stałyby na przeszkodzie wyznaczenia Spółki na OSP na ustawowy okres obowiązywania koncesji na przesyłanie paliw gazowych. Prezes URE zdecydował zatem o zmianie zarówno firmy, pod którą działa operator, jak i okresu ważności tej decyzji.

Tak więc Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz-System SA z siedzibą w Warszawie został wyznaczony na operatora gazowego systemu przesyłowego na terenie Rzeczypospolitej Polskiej na okres do 1 lipca 2014 r.

1.3.2. Wyznaczanie OSD

Dla poprawnego działania konkurencyjnego rynku gazowego nie wystarczy wydzielenie ze struktur podmiotu poziomo zintegrowanego operatora przesyłowego. W ślad za tym musi nastąpić identyczny proces na rynku detalicznym. Zgodnie z wymogami ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwa zintegrowane pionowo zostały zobowiązane do organizacyjnego i funkcjonalnego wydzielenia przedsiębiorstwa pełniącego wyłącznie obowiązki operatora sieci dystrybucyjnej. Obowiązek uzyskania przez wyspecjalizowanego OSD odrębnej formy prawnej wejdzie w życie 1 lipca 2007 r.¹³³⁾

132) Zgodnie z art. 9k ustawy – Prawo energetyczne, operator systemu przesyłowego musi działać w formie spółki akcyjnej, której jedynym akcjonariuszem jest Skarb Państwa. W celu zapewnienia OSP statusu prawnego zgodnego z wymogami ustawy w spółce zostały podjęte działania dostosowawcze. W ich efekcie 29 września 2006 r. dotychczasowy przedsiębiorca – Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz-System Sp. z o.o. – został przekształcony w spółkę akcyjną Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz-System SA, a jego akcje zostały przekazane na rzecz Skarbu Państwa.

133) Ustawodawca przeznaczył na ten proces wystarczająco długi okres, formalnie dwa lata i trzy miesiące. Niemniej jednak przez blisko dwa lata niewiele się w tym zakresie działo. Zdaje się jednak, że kolejny raz rzeczy ważne dla rynku robimy w pośpiechu i na ostatnią chwilę.

W październiku i w listopadzie 2006 r. do Prezesa URE wpłynęły wnioski o wyznaczenie na operatorów gazowych sieci dystrybucyjnych sześciu spółek gazownictwa należących do GK PGNiG SA, które już poprzednio pełniły funkcje operatorów¹³⁴⁾.

W świetle przedstawionych informacji Prezes URE uznał, że spółki gazownictwa spełniają warunki określone w art. 9d ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Mają bowiem zapewnioną niezależność organizacyjną oraz funkcjonalną. W tym celu w strukturach pionowo zintegrowanych przedsiębiorstwach zostały wyodrębnione samodzielne komórki, które wypełniają obowiązki operatorskie. Osoby kierujące OSD nie uczestniczą w strukturach zarządzania innych przedsiębiorstwach energetycznych zajmujących się działalnością gospodarczą związaną z paliwami gazowymi. Mają również zapewnioną możliwość niezależnego działania oraz podejmowania suwerennych decyzji w zakresie zarządzania majątkiem koniecznym do sprawnego wykonywania funkcji operatorskich, ze szczególnym uwzględnieniem możliwości podejmowania decyzji w zakresie eksploatacji, konserwacji, remontów oraz rozbudowy sieci. Efektywnie realizują również zadania związane z alokowaniem mocy przesyłowych, obsługą nominacji i zarządzaniem ograniczeniami sieciowymi.

Po pozytywnym rozpatrzeniu wniosków Prezes URE w grudniu 2006 r. wyznaczył sześciu operatorów gazowych systemów dystrybucyjnych. Przy czym wszystkie spółki zostały wyznaczone na operatorów na okres od 1 stycznia do 30 czerwca 2007 r. Wynikało to z faktu, że do 30 czerwca 2007 r. wyspecjalizowani OSD powinni w ramach swojej formy prawnej realizować wyłącznie działalność operatorską, co oznacza, iż z 1 lipca 2007 r. uzyskają odrębność prawną i będą działać wyłącznie w zakresie dystrybucji paliw gazowych, nie łącząc tego z inną koncesjonowaną działalnością, zwłaszcza z prowadzeniem obrotu paliwami gazowymi¹³⁵⁾.

Wyznaczając operatora systemu dystrybucyjnego, Prezes URE ma wskazać miejsce wykonywania działalności operatorskiej. Wydana decyzja musi więc wskazywać przynajmniej ten obszar, na którym zlokalizowane są zarządzane sieci dystrybucyjne, określone w koncesji na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie dystrybucji paliw gazowych. Ponieważ do wniosku o wyznaczenie na operatora gazowej sieci

134) Na podstawie art. 7 ustawy z 4 marca 2005 r. zmieniającej ustawę – Prawo energetyczne. W momencie rozpatrywania złożonych wniosków wszystkie spółki gazownictwa działały w ramach przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo (zgodnie z definicją zawartą w art. 3 pkt 12a ustawy – Prawo energetyczne) a także same były przedsiębiorstwami pionowo zintegrowanymi w rozumieniu tego przepisu. Zajmowały się bowiem zarówno dystrybucją, jak i sprzedażą paliw gazowych.

135) Wyłączenie działalności handlowej ze spółek dystrybucyjnych, należących do Grupy Kapitałowej PGNiG SA, odbędzie się poprzez przejęcie działalności w tym zakresie przez PGNiG SA, a tym samym wszystkie spółki będą prowadziły wyłącznie działalność operatorską.

dystrybucyjnej żadna ze spółek nie załączyła wniosków właścicieli innych sieci dystrybucyjnych, w wydanej decyzji administracyjnej Prezes URE wskazał obszar określony w wydanych wcześniej koncesjach na dystrybucję paliw gazowych, z wyłączeniem jednakże zlokalizowanych na ich obszarze sieci dystrybucyjnych, za których ruch jest odpowiedzialny inny operator systemu dystrybucyjnego gazowego lub operator systemu połączonego gazowego wyznaczony w trybie art. 9h ustawy – Prawo energetyczne¹³⁶).

Ponadto 27 grudnia 2006 r. właściciel gazowej sieci dystrybucyjnej zlokalizowanej w Tomaszowie Mazowieckim, POLENERGIA SA z siedzibą w Warszawie zwróciła się do Prezesa URE z wnioskiem o wyznaczenie na operatora gazowego systemu dystrybucyjnego na obszarze swojej sieci. Do końca 2006 r., co zrozumiałe, postępowanie w tej sprawie się nie zakończyło¹³⁷.

1.4. Udzielanie zgody na budowę gazociągu bezpośredniego

W 2006 r. Prezes URE nie otrzymał żadnego wniosku dotyczącego wyrażenia zgody na budowę gazociągu bezpośredniego.

1.5. Uzgadnianie planu wprowadzania ograniczeń w poborze paliw gazowych, opracowanego przez operatora gazowego systemu przesyłowego

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 gazowych¹³⁸). To niezwykle ważny dokument. Pozwala on przedsiębiorstwom energetycznym na

136) Powyższe wyłączenie jest konieczne ze względu na fakt, iż na terenie podstawowej jednostki podziału terytorialnego kraju, jaką jest gmina, mogą być zlokalizowane również sieci dystrybucyjne innych operatorów.

137) Postępowanie jest w toku – w styczniu 2007 r. spółka została wezwana do złożenia dodatkowych wyjaśnień i dokumentów, w celu potwierdzenia, iż będzie w stanie wypełnić obowiązki, jakie ustawa – Prawo energetyczne nakłada na operatora gazowego systemu dystrybucyjnego.

138) Tryb przygotowania planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze paliw gazowych został szczegółowo określony w ustawie – Prawo energetyczne oraz w rozporządzeniu Rady Ministrów z 11 marca 2003 r. w sprawie szczegółowych zasad trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych lub ciekłych oraz dostarczaniu i poborze paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła. 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.

częściowe odstępianie od wykonywania swoich obowiązków publicznych i zaspokojenie jedynie tych potrzeb energetycznych społeczeństwa, które są istotne dla życia, zdrowia i bezpieczeństwa

„Plan wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze paliw gazowych”, opracowany przez operatora gazowego systemu przesyłowego Gaz-System Sp. z o.o., został uznany za uzgodniony decyzją Prezesa URE z 30 sierpnia 2005 r. Decyzją z 25 sierpnia 2006 r. Prezes URE uznał za uzgodnioną aktualizację tego planu, przedłożoną przez Gaz-System Sp. z o.o., obowiązującą w okresie od 1 września 2006 r. do 31 sierpnia 2007 r. Było to pierwsze uzgodnienie aktualizacji tego planu, uwzględniającego m.in. wnioski wynikające z wprowadzonych po raz pierwszy ograniczeń spowodowanych wyjątkowo ostrą zimą w 2006 r., czego konsekwencją był nieplanowany wzrost poboru paliw gazowych.

1.6. Uzgadnianie projektów planów rozwoju gazowniczych przedsiębiorstw sieciowych

Ważną kompetencją Prezesa URE jest uzgadnianie z przedsiębiorstwem energetycznym 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. Ma to szczególne znaczenie w procesie zatwierdzania taryf, 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.

W 2006 r. Prezes URE uznał za uzgodniony projekt planu rozwoju na lata 2006-2008, który został opracowany przez OGP Gaz-System Sp. z o.o. Był to pierwszy taki projekt, który został sporządzony przez operatora po jego wydzieleniu ze struktur PGNiG SA i rozpoczęciu działalności operacyjnej 8 lipca 2004 r. Przedłożony projekt został przygotowany zgodnie z kryteriami, które zostały zdefiniowane w „Założeniach polityki energetycznej kraju” oraz strategii przygotowanej przez operatora systemu przesyłowego. Uwzględnił m.in. nakłady inwestycyjne na gazociągi wysokiego ciśnienia oraz obiekty systemowe, które stanowią elementy infrastruktury zarządzanej przez spółkę.

W projekcie planu priorytetowo zostały potraktowane inwestycje, których celem jest podnoszenie poziomu konkurencji na krajowym rynku paliw gazowych. Chodzi przede wszystkim o likwidację ograniczeń systemowych w sieci przesyłowej oraz rozbudowę systemów telemetrycznych. Te ostatnie są niezbędne w celu dokonywania pomiarów oraz przesyłania i przetwarzania ich wyników, co jest konieczne do sterowania pracą całego systemu, jego bilansowania oraz kontroli parametrów fizyko-chemicznych przesyłanego paliwa. Zgodnie z planem udział nakładów na zwiększenie przepustowości sieci przesyłowej

wej, likwidację „wąskich gardeł” (na odcinkach, gdzie z powodu ograniczeń fizycznych odmawia się wydania warunków technicznych przyłączenia do sieci) w całości planowanych wydatków inwestycyjnych systematycznie rośnie. W 2008 r. wynosić będzie ok. 55%.

Występowanie ograniczeń systemowych jest szczególnie uciążliwe przede wszystkim w północno-zachodniej części kraju jak również wzdłuż trasy przebiegu południowej magistrali przesyłowej. Wykonanie głównych zadań, związanych z ich eliminacją, planowane jest na następujących odcinkach sieci:

- Szczecinek – Koszalin,
- Pogórska Wola – Tworzeń,
- Opole – Ołtaszyn,
- Piotrków Trybunalski – Częstochowa,
- Włocławek – Gdynia.

Ponadto planowana jest budowa tzw. magistrali północnej łączącej rejon Szczecina i Gdańska oraz gaziociągu Lubliniec-Częstochowa.

Spółki dystrybucyjne, wchodzące w skład grupy kapitałowej PGNiG SA, także uzgadniały w 2006 r. z Prezesem URE projekty planów rozwoju. W 2005 r. skończył się okres obowiązywania wcześniejszych planów opracowanych na lata 2003-2005. Spółki przedłożyły więc zaktualizowane projekty, które będą realizowane w latach 2006-2008.

Projekty planów rozwoju pięciu spółek zostały uznane przez Prezesa URE za uzgodnione, a projekt planu jednej ze spółek nie uzyskał takiej aprobaty. Przyczyną odmowy było przyjęcie przez spółkę granicznej wartości wskaźnika IRR (wewnętrznej stopy zwrotu), stosowanego w procesie oceny zasadności ekonomicznej przyłączania nowych odbiorców, w wysokości znacznie przekraczającej stopę zalecaną przez Prezesa URE¹³⁹). Zaakceptowanie wartości IRR wyższej niż wskazana w Stanowisku Prezesa URE nie znajdowało w tym przypadku uzasadnienia merytorycznego i oznaczałoby, że nie zostanie zrealizowana część uzasadnionych ekonomicznie wniosków o przyłączenie. Byłoby to niezgodne z interesem potencjalnych odbiorców¹⁴⁰). Wśród uzgodnionych projektów planów, z uwagi na obiektywną potrzebę restytucji podstawowego majątku sieciowego w znacznym zakresie, Prezes URE uznał za uzgodniony projekt planu opartego na wartości IRR, która początkowo przekroczyła poziom 9%¹⁴¹).

139) Prezes URE w Stanowisku z 1 września 2005 r. w sprawie postępowania w przypadku odmowy przyłączenia do sieci gazowych z powodu braku warunków ekonomicznych określił wartość graniczną IRR w oparciu o średnią ważoną średniej rentowności 10-letnich obligacji Skarbu Państwa z 3 ostatnich przetargów do dnia 1.08.2005 r., która wynosiła 5,4%. Tymczasem spółka wnioskowała o stopę „nie mniejszą od stopy dyskonta określonej na poziomie 9%”.

140) Gwoli informacji, wypada dodać, iż na 2007 r. spółka ta przedłożyła projekt planu rozwoju uwzględniający stopę IRR w wysokości 5,4% tj. zgodnie ze Stanowiskiem Prezesa URE.

141) Spółka w ciągu roku sukcesywnie obniżała wartość IRR, aktualnie stosuje stopę 8,5%.

Na podstawie informacji zawartych w projektach planów, poniżej przedstawiono syntetyczną prezentację zakresu i struktury zamierzeń inwestycyjnych. W tabelach 15-16 przytoczono zbiorcze dane dotyczące zamierzeń inwestycyjnych na lata 2003-2005 oraz ich wykonanie a także planowane nakłady na lata 2006-2008.

Tabela 15. Nakłady inwestycyjne na dystrybucję paliw gazowych (ceny stałe z 2005 r.)

	2003	2004	2005	2003-2005
Plan [tys. zł]	408 798	519 210	546 066	1 474 074
Wykonanie [tys. zł]	368 194	422 145	565 944	1 356 282
% wykonania	90	81	104	92

Źródło: URE

Uwaga: Planowane nakłady inwestycyjne obliczone w cenach 2002 r. przeliczono na ceny z 2005 r. poprzez zastosowanie odpowiednich indeksów wzrostu cen konsumpcyjnych (CPI). Również wartości wykonania planu przeliczono z cen bieżących na ceny z 2005 r. przy pomocy tego samego wskaźnika.

Projekty planu opracowane na lata 2003-2005 były pierwszymi projektami przedstawionymi Prezesowi URE przez spółki gazownictwa po ich prawnym wydzieleniu ze struktur PGNiG SA. Z przedstawionych przez nie informacji wynika, że – ze względu na niedostateczne środki finansowe (spowodowane niższymi od przewidzianych wynikami finansowymi lub niewłaściwą oceną ze strony spółek proporcji podziału zysku pomiędzy PGNiG SA i spółki) – plany nie zostały wykonane w całości. Niska trafność planowania to zapewne także rezultat zbyt krótkiego okresu samodzielnego funkcjonowania wyżej wymienionych spółek.

Na podstawie danych zawartych w tabeli 16 (str. 128) można spostrzec następującą tendencję: w okresie do 2005 r. a zwłaszcza w 2005 r. inwestycje wzrastały w zadowalającym stopniu. Natomiast, w latach 2006-2008 średnie planowane tempo wzrostu nakładów inwestycyjnych mało, wykazując tendencję do stabilizacji.

Rysunek 10 (str. 128) przedstawia nakłady inwestycyjne planowane i wykonane w latach 2002-2008¹⁴²). Pierwsze projekty planów rozwoju, które wyodrębniły spółki gazownictwa przedłożyły Prezesowi URE do uzgodnienia dotyczyły lat 2003-2005. Dlatego też w 2002 r. wykres prezentuje jedynie wartość wykonanych inwestycji zrealizowanych przez Zakłady Gazownicze, które w 2003 r. weszły w skład spółek dystrybucyjnych. Ponadto, w chwili sporządzania niniejszego sprawozdania URE nie dysponowało jeszcze danymi dotyczącymi wykonania planów za 2006 r.

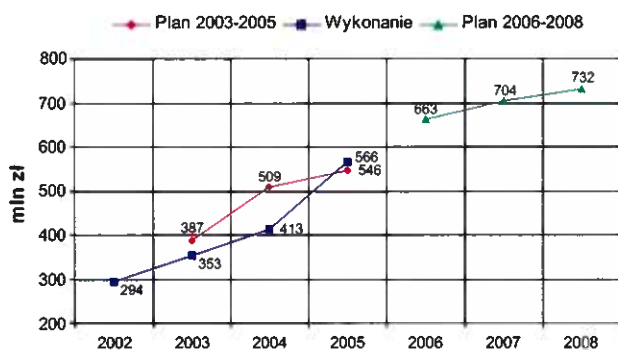
142) Wartości planowanych nakładów inwestycyjnych na lata 2006-2008 zostały podane w cenach 2005 r. a następnie przeliczone na ceny bieżące przy zastosowaniu planowanych wskaźników wzrostu cen detalicznych dla kolejnych lat (CPI 2006=1,5%, CPI2007=2,1%, CPI2008=2,1%).

Tabela 16. Roczne nakłady inwestycyjne (ceny stałe 2005 r.)

	Wykonanie				Plan		
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Nakłady [tys. zł]	312 699	368 194	422 145	565 944	652 959	681 646	694 435
Roczne tempo wzrostu (%)		18	15	34	15	4	2

Źródło: URE

Uwaga: Wartości planu podano w cenach stałych za 2005 r. Wartości wykonania przeliczono natomiast z cen bieżących na ceny 2005 r. przy pomocy odpowiednich wskaźników wzrostu cen konsumpcyjnych (CPI).



Rysunek 10. Nakłady inwestycyjne na dystrybucję paliw gazowych (ceny bieżące) (Źródło: URE)

Uwaga: Wartości planu na lata 2003-2005 podane w cenach z 2002 r. przeliczono na ceny bieżące przy zastosowaniu odpowiednich wskaźników cen (CPI 2003=0,8%, CPI 2004=3,5%, CPI 2005=2,1%).

W okresie 2006-2008 zmienia się także struktura inwestycji służących wzrostowi sprzedaży. Wzrasta bowiem zainteresowanie spółek nowymi inwestycjami w rozbudowę gazociągów wysokiego ciśnienia. W projektach planu rozwoju na lata 2006-2008 prawie połowa nakładów obejmowała gazociągi o tych parametrach. Najwyższe nakłady roczne, związane z ich rozbudową, planowane są na rok 2008.

W 2006 r. uzgodniono dwa projekty planów rozwoju, które zostały przygotowane przez niezależnych operatorów, którzy działają na lokalnych rynkach gazu i posiadają własne sieci dystrybucyjne. Zasięg ich sieci ogranicza się jednak na razie do obszaru jednej lub kilku gmin. Oba przedsiębiorstwa w 2006 r. obsługiwały około 8 tys. odbiorców gazu.

1.7. Zatwierdzenie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci w zakresie bilansowania i zarządzania ograniczeniami sieciowymi

Celem instrukcji jest przede wszystkim określenie zasad korzystania z danego systemu sieciowego oraz wspólnie respektowanych reguł postępowania uczestników rynku. Do najważniejszych postanowień „kodek-

su sieci” należą szczegółowo zdefiniowane zasady alokacji przepustowości, prorynkowe reguły bilansowania oraz wdrożenie skutecznej metodologii zapobiegania kontraktowemu blokowaniu mocy przesyłowych. To dzięki regulacjom w tym zakresie nie tylko obiektywizują się działania operatora danego systemu, ale i uczestnicy rynku zyskują równy dostęp do danej sieci i w niezależny sposób mogą zawierać umowy na przesył gazu pochodzącego z dowolnie wybranego źródła.

21 czerwca 2006 r. Prezes URE zatwierdził Instrukcję Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP) przedsiębiorstwa OGP Gaz-System SA w części dotyczącej bilansowania i zarządzania ograniczeniami sieciowymi. Wydanie decyzji administracyjnej zakończyło postępowanie, które zostało rozpoczęte 3 listopada 2005 r., kiedy OGP Gaz-System Sp. z o.o. złożył do Prezesa URE wnioski o zatwierdzenie IRiESP.

Zawartość dokumentu znacząco odbiegała od wcześniejszych projektów, które poddane zostały formalnym konsultacjom. Podstawową wadą pierwotnej wersji dokumentu był brak wyodrębnienia części dotyczącej bilansowania i zarządzania ograniczeniami sieciowymi, a więc tych części instrukcji, które podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE.

Na skutek interwencji Prezesa URE operator systemu przesyłowego w toku postępowania wprowadził następujące zmiany:

- wyeliminował niejasne i niejednoznaczne zapisy o charakterze postulatywnym. W ich miejsce wprowadził zapisy bardziej czytelne, które precyzyjnie zdefiniowały zakres oraz sposób egzekwowania praw i obowiązków,
- do części IRiESP, która jest zatwierdzana przez Prezesa URE, włączył szczegółowe zasady prowadzenia rozliczeń z tytułu niedotrzymania parametrów jakościowych przesyłanego paliwa gazowego w punkcie wejścia i wyjścia,
- do części IRiESP podlegającej zatwierdzeniu przeniósł stawki opłat związane z bilansowaniem oraz określił sposób wyznaczania i publikacji Ceny Referencyjnej Gazu wraz z warunkami jej stosowania,
- w części dotyczącej systemu opłat:
 - wprowadził dwa poziomy limitów niezbilansowania: dobowy i narastający określany w zależności od wielkości zamówionej przez zlecającego usługę przesyłową (ZUP) i sumy mocy umownych na wszystkich punktach wyjścia; dla ZUP, którzy zamówili łącznie na wszystkich punktach wyjścia moc umowną poniżej 15 000 m³/godzinę, zwiększono trzykrotnie limity niezbilansowania dobowego a niezbilansowania narastającego – dwukrotnie;

- wyeliminował dyskryminacyjne zapisy i sformułowania, stawiające OSP w uprzywilejowanej pozycji (np. nałożony wyłącznie na ZUP obowiązek rozliczenia się na zakończenie okresu rozliczeniowego, podczas gdy OSP był uprawniony do przeniesienia rozliczeń na kolejne okresy poprzez udzielanie bonifikat w opłatach za świadczoną usługę przesyłową).

Projekt IRiESP przewidywał także utratę ważności porozumienia dotyczącego sposobu alokacji w momencie zmiany jakiegokolwiek ZUP, będącego użytkownikiem danego punktu, co powodowałoby konieczność wykonania przez ZUP dodatkowych czynności. Operator przychylił się do sugestii Prezesa URE i ostatecznie wprowadził rozwiązanie, w którym zmiana ZUP w danym punkcie nie skutkuje koniecznością zmiany całego porozumienia.

W 2006 r. do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki wpłynęły wnioski Dolnośląskiej, Górnośląskiej, Karpackiej, Mazowieckiej, Pomorskiej i Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa o zatwierdzenie IRiESP w części dotyczącej bilansowania i zarządzania ograniczeniami systemowymi. Złożenie wniosków uruchomiło sześć odrębnych postępowań administracyjnych, które choć do końca roku sprawozdawczego nie zostały jeszcze zakończone, to pozwoliły ukierunkować dalsze prace operatorów na przygotowanie nowych, szczegółowych i spójnych zapisów dotyczących w szczególności następujących zagadnień:

- sposobu współpracy operatora systemu dystrybucyjnego z innymi uczestnikami rynku, w tym udostępnianie danych pomiarowych,
- zasady rozliczania kosztów usługi dystrybucyjnej,
- warunków dokonywania zmiany sprzedawcy,
- wysokości opłat za niedotrzymanie parametrów fizyko-chemicznych gazu ze szczególnym uwzględnieniem ciepła spalania paliwa gazowego,
- nawaniania paliwa gazowego,
- dokonywania zmiany mocy umownej przez odbiorcę, wymagań technicznych stawianych układom pomiarowo-rozliczeniowym oraz urządzeniom do transmisji danych dla odbiorców zaliczonych do poszczególnej kategorii.

Powyższa lista zagadnień istotnych dla każdego operatora systemu dystrybucyjnego i niestety nieujętych właściwie we wnioskach o zatwierdzenie IRiESP zdaje się potwierdzać przypuszczenie, iż instrukcje zostały złożone do zatwierdzenia głównie po to, by uczynić zadość formalnym wymaganiom¹⁴³). A to oznaczało koniecz-

143) Art. 9g ust. 9 ustawy – Prawo energetyczne obliguje operatorów systemów dystrybucyjnych do złożenia stosownych wniosków w terminie 60 dni od dnia ogłoszenia zatwierdzonej części IRiESP, nie uzależniając tego od dodatkowych okoliczności. Decyzja w sprawie zatwierdzenia IRiESP, została podpisana 21 czerwca 2006 r. i opublikowana w biuletynie branżowym URE 24 czerwca 2006 r.

ność złożenia stosownych wniosków przez Spółki Dystrybucyjne w sierpniu 2006 r. Formalnościom sprostano, ale nie przybliżyło to nas w żaden sposób do konkurencyjnego rynku detalicznego. Na kanwie tej sytuacji naturalnie pojawia się pytanie o potrzebę wyposażenia Regulatora w takie władcze kompetencje, które uniemożliwiłyby podobne praktyki. Kolejny raz bowiem przedsiębiorstwa energetyczne nie dołożyły należytej staranności, występując *de facto* z nieprzygotowanym wnioskiem o wymaganą prawem decyzję administracyjną, choć wiedziały z góry, że nie grożą z tego powodu żadne sankcje. Oczywiście nie chodzi wyłącznie o to by karać czy wręcz represjonować przedsiębiorstwa. Ale trzeba mieć świadomość prozaicznego faktu, iż tego rodzaju gra na zwłokę jest działaniem zmierzającym do utrzymania *status quo* i tym samym szkodzi konsumentom. I jako takie – powinno być dotkliwie usankcjonowane.

1.8. Kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz parametrów jakościowych

Monitorowanie jakości świadczonych usług sieciowych oraz parametrów fizyko-chemicznych dostarczanych paliw gazowych jest szczególnie istotne w warunkach monopolistycznego modelu funkcjonowania rynku usług sieciowych oraz braku rzeczywistej konkurencji na rynku dostaw paliw gazowych. Zagrożenia dla jakości oferowanych paliw gazowych wynikają również ze znacznego uzależnienia Polski od jednego kierunku dostaw z importu a także konieczności sięgania w procesie wydobywania realizowanego w kraju do zasobów oferujących zróżnicowaną jakość pozyskiwanych paliw gazowych. Standardy jakościowe obsługi odbiorców końcowych oraz parametry fizyko-chemiczne dostarczanych paliw gazowych określa rozporządzenie przyłączeniowe¹⁴⁴).

Działania regulacyjne Prezesa URE w przedmiotowym zakresie stosowane są m.in. w procesie zatwierdzania taryf i w toku uzgadniania projektów planów rozwoju przedsiębiorstw sieciowych. Uwzględniana jest konieczność realizacji wymaganych przez prawo standardów świadczenia usług sieciowych oraz zapewnienia parametrów fizyko-chemicznych.

W taryfie dla paliw gazowych określone są opłaty za niedotrzymanie wymaganych przez prawo warunków jakościowych obsługi odbiorców w tym standardów jakościowych dostarczanych odbiorcom paliw gazowych, skutkujących obniżeniem ciepła spalania paliwa gazowego w stosunku do wielkości wymaganej przez prawo.

Określona w taryfie opłata za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców przysługuje

144) Rozporządzenie Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z 6 kwietnia 2004 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączania podmiotów do sieci gazowych, ruchu i eksploatacji tych sieci (Dz. U. Nr 105, poz. 1113).

– między innymi – w przypadku odmowy udzielenia odbiorcy informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostaw po usunięciu awarii, braku udzielanej z 14-dniowym wyprzedzeniem informacji na temat terminów i czasu trwania planowanych przerw w dostarczaniu gazu, obowiązujących zasad rozliczeń oraz aktualnych taryf także w przypadku niedotrzymania trzydziestodniowego terminu rozpatrzenia wniosku lub reklamacji odbiorcy w sprawie zasad rozliczeń i udzielania odpowiedzi.

2. Monitorowanie systemu gazowego

Działania Prezesa URE w zakresie monitorowania systemu gazowego sytuują się z pewnością jako komplementarne wobec działań regulacyjnych związanych z koncesjonowaniem, taryfowaniem, uzgadnianiem projektów planów rozwoju czy też rozstrzygnięciem sporów.

Monitorowanie polegające na ciągłej obserwacji danego systemu nie należy z pewnością do katalogu działań *stricte* administracyjnych. Ale mimo braku takiego administracyjnego wsparcia jest działaniem nie mniej ważnym. To dzięki wieloaspektowej obserwacji – prowadzonej zarówno systematycznie, jak i *ad hoc* – można zidentyfikować to wszystko, co determinuje zjawiska, zdarzenia i procesy charakteryzujące system gazowniczy, a w konsekwencji także rynek gazu. Jedną z najważniejszych cech skutecznego monitorowania jest możliwość antycypowania stanów niepożądanych w systemie i podejmowanie na podstawie tych alertów – stosownych działań zaradczych. Natomiast z punktu widzenia Regulatora – monitorowanie pozwala oceniać skuteczność i jakość prowadzonej regulacji, oraz pozyskać wiedzę o zachowaniach i działaniach dostosowawczych ze strony użytkowników systemu gazowego.

Wnioski, które wynikają z prowadzonych obserwacji, są systematycznie publikowane, np. w formie opracowań i raportów, a także autorskich publikacji. Przyczynia się to do dyfuzji wiedzy o stanie sektora i jego funkcjonowaniu, co z kolei może zostać wykorzystane przy kształtowaniu polityki gospodarczej w zakresie energetyki i w działaniach restrukturyzacyjnych dotyczących sektora gazowego. Nie sposób także abstrahować od pożytków z monitorowania dla wypełnienia przez Regulatora obowiązków informacyjnych względem Komisji Europejskiej, a także dla prowadzenia studiów porównawczych w ujęciu międzynarodowym.

2.1. Monitorowanie zasad alokowania przepustowości i zapobiegania jej blokowaniu

W ramach powierzonych ustawowo kompetencji Prezes URE monitorował funkcjonowanie systemu gazowego m.in. w zakresie zasad alokowania mocy przesyłowych oraz mechanizmów bilansowania i za-

ządzania ograniczeniami systemowymi, które występują w sieci krajowej. Te aspekty funkcjonowania sieci przesyłowej zostały szczegółowo sprecyzowane w zatwierdzonej przez Prezesa URE Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej.

W tabeli 17 (str. 131) zamieszczono informację o występujących w 2006 r. ograniczeniach systemowych i sposobach zapobiegania im.

Ten sposób postępowania, polegający na ujawnianiu zidentyfikowanych ograniczeń ma znaczenie przede wszystkim dla kształtowania planów rozwoju, zarówno samego operatora systemu przesyłowego, jak i systemów dystrybucyjnych. Także i zamierzeń odbiorców. Sprzyja też równoprawnemu i transparentnemu dostępowi do sieci gazowniczych.

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

PGNiG SA był dotychczas jedynym dysponentem pojemności magazynowych na terenie Polski. Nie prowadził też żadnych prac mających na celu ich udostępnienie innym podmiotom. Przedsiębiorstwo nie zbudowało oddzielnych baz danych i wyspecjalizowanych systemów informatycznych dedykowanych wyłącznie dla magazynów gazu. W roku sprawozdawczym PGNiG SA, pomimo uzyskania koncesji na magazynowanie paliw gazowych, nie rozpoczął działalności w zakresie świadczenia usług magazynowych na rzecz podmiotów niezależnych. To przejaw wyjątkowej arogancji monopolisty. Pomimo wielokrotnego monitorowania i prób przywołania koncesjonariusza „do porządku” przez Prezesa URE, PGNiG SA pozostał głuchy na te apele. Nie pomogły też interwencje u Ministra Skarbu Państwa i Ministra Gospodarki. Te organy też nie wykazały żadnego zainteresowania w zmianie istniejącego stanu rzeczy. W tej sytuacji nie sposób oprzeć się wrażeniu, iż istniało i istnieje nadal polityczne przyzwolenie na tego typu postępowanie krajowego monopolisty. Chodzi zatem o to, by ograniczając dostęp do magazynów gazu uniemożliwić wejście jakiegokolwiek konkurencji na rynek polski. Zwłaszcza konkurentom z Rosji lub z nią powiązanym¹⁴⁵⁾.

W 2006 r. bilansowanie gazowego systemu przesyłowego realizowane było przez operatora OGP Gaz-System SA. Działalność w tym zakresie prowadzona jest przy wykorzystaniu podziemnego magazynu gazu w Mogilnie, którego właścicielem jest PGNiG SA. Na swoje potrzeby operator wynajął objętość 50 mln m³. Mogilno jest jedynym magazynem w Polsce, który może zostać wykorzystany na potrzeby bilansowania

145) Zgodnie z przepisami prawa, warunkiem *sine qua non* wejścia na polski rynek gazu jest utrzymywanie 3% zapasów gazu w magazynach na terytorium Rzeczypospolitej.

Tabela 17. Zarządzanie fizycznymi ograniczeniami systemowymi

Miejsce występowania	Skala ograniczeń	Sposób zapobiegania
Cały system	W styczniu 2006 r. wystąpiły problemy związane z niezbilansowaniem systemu spowodowane ekstremalnym wzrostem zapotrzebowania odbiorców i zmniejszeniem dostaw z importu. Od 22 stycznia 2006 r. PGNiG SA zmniejszył dostawy gazu dla zakładów azotowych i PKN Orlen w stosunku do zawartych umów handlowych. Trwały one do 7 lutego. Na skutek wystąpienia Zarządu OGP Gaz-System Sp. z o.o. do Ministra Gospodarki, Rada Ministrów rozporządzeniem z 24 stycznia 2006 r. wprowadziła dalsze ograniczenia dla odbiorców na terenie całego kraju. Obowiązywały one od 26 do 30 stycznia 2006 r.	
Obszar Pomorza Zachodniego	Brak przepustowości i związany z tym brak możliwości przyłączenia nowych punktów wyjścia oraz zwiększania mocy ma miejsce na odcinku Piła – Koszalin – Słupsk oraz w układzie zasilającym mieszalnię paliwa gazowego grupy E i grupy L _n , produkujące dla obszaru Przymorza (Koszalin, Kołobrzeg) gaz naazotowany grupy L _s (gazociąg Goleniów – Nowogard – Gorzysław). Na obszarze braku przepustowości Piła – Koszalin – Słupsk brak mocy przesyłowej oceniono na poziomie 5-8 m ³ /h	Planowana rozbudowa układu przesyłowego Goleniów – Nowogard – Gorzysław pozwoli na zwiększenie dostaw gazu oraz rozbudowę gazociągu Włocławek – Gdańsk. Dla odbiorcy przemysłowego zaproponowano umowę na dostawy przerywane (moc dostępna zależna jest od sytuacji w systemie przesyłowym)
Obszar północno-zachodniej Polski	Stwierdzono zmniejszoną rezerwę przepustowości w systemie gazu wysokometanowego	W celu poprawy przepustowości w rejonie północno-zachodniej Polski rozbudowywany jest układ przesyłowy Goleniów – Nowogard – Płoty, co poprawi warunki dostaw gazu grupy E do mieszalni na Przymorzu. Dodatkowo w celu poprawy przepustowości w tym rejonie planowana jest budowa tłoczni Goleniów
Rejon Gdańska	Stwierdzono zmniejszoną rezerwę w systemie gazu wysokometanowego	Prowadzone są prace nad rozbudową gazociągów Karlino-Koszalin-Słupsk z połączeniem z gazociągiem Włocławek-Gdynia w okolicach Wiczlina
Rejon Częstochowy	Stwierdzono zmniejszoną rezerwę w systemie gazu wysokometanowego	W celu umożliwienia zwiększenia dostaw w rejonie Częstochowy budowany jest gazociąg DN 500 Lubliniec – Częstochowa

Źródło: OGP Gaz-System Sp. z o.o.

ze względu na zlokalizowanie go w kawernach solnych. Pozwala to na dokonywanie szybkich zmian trybu pracy magazynu z załaczania na wytłaczanie. Magazyny zlokalizowane w wyeksploatowanych złożach gazowych nie pozwalają na natychmiastową zmianę trybu pracy ze względu na potrzebę ustabilizowania się złoża, co z kolei jest konieczne z uwagi na niebezpieczeństwo zniszczenia użytkowanych struktur geologicznych.

2.3. Monitorowanie bezpieczeństwa dostarczania paliw gazowych

Jednym z najistotniejszych zagadnień związanych z szeroko rozumianą energetyką jest bezpieczeństwo. Zwykle, jeszcze lepiej – intuicyjnie – wiąże się je z brakiem przerw w dostawach energii i paliw, choć nie do końca jest to precyzyjna definicja. Dlatego też warto choćby skrótowo zaprezentować podstawowe pojęcia dotyczące tych zagadnień i pokazać ich istotę. W tym

celu należy odwołać się do kluczowego dla polityki energetycznej dokumentu rządowego, jakim jest „Polityka energetyczna Polski do 2025 roku”¹⁴⁶⁾.

Zgodnie z tym dokumentem, bezpieczeństwo energetyczne to kategoria makroekonomiczna, definiowana 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. Jest oczywiste, że tak sformułowane bezpieczeństwo energetyczne jest domeną Ministra Gospodarki, będącego naczelnym organem państwa właściwym w sprawach polityki energetycznej¹⁴⁷⁾. Nie podlega jednak dyskusji, iż jednym z filarów tak zdefiniowanego bezpieczeństwa energetycznego jest wła-

146) Dokument przyjęty przez Radę Ministrów 4 stycznia 2005 r. Zob. www.mgips.gov.pl.

147) Art. 12 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

śnie bezpieczeństwo dostaw paliw i energii a monitorowanie tego procesu zapewnia Prezes URE. W UE bezpieczeństwo dostaw zostało zdefiniowane jako zapewnienie dostępu odbiorców do energii w czasie, kiedy tego potrzebują, o określonej jakości i po przejrzystych, zależnych od kosztów cenach¹⁴⁸⁾.

Transponowanie tej definicji na polski grunt oznacza konieczność prowadzenia w toku działań regulacyjnych wieloaspektowych obserwacji i ocen kształtowania się przesłanek wskazanych w powyższej definicji: czy odbiorcy mają dostęp do sieci gazowych, czy mogą kupić paliwo gazowe, czy występują zakłócenia w transporcie lub sprzedaży, czy otrzymują paliwo właściwej jakości i czy jego cena jest adekwatna do kosztów poniesionych na jego zakup i transport. By odpowiedzieć na te pytania, w procesie monitorowania poddawane są analizie napływające od przedsiębiorstw energetycznych i ich odbiorców informacje (różne zarówno ilościowo, jak i jakościowo) na temat dostępności paliwa w źródłach i złożach, zdywersyfikowania kierunków dostaw, sprawności funkcjonowania sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, stanu zapasów a także sytuacji ekonomicznej przedsiębiorstw gazowniczych i wielu innych, często bardzo szczegółowych zagadnień. Całość tych działań tworzy system monitorowania, pozwalając tym samym na ocenę stanu rzeczywistego poziomu bezpieczeństwa dostarczania paliw gazowych i wszelkich ewentualnych nieprawidłowości i zagrożeń tego procesu.

W 2006 r. istotne dla monitorowania 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,
- ocena stanu infrastruktury sieciowej i jej potrzeb inwestycyjnych w odniesieniu do operatora systemu przesyłowego i operatorów systemów dystrybucyjnych została dokonana w trakcie procedury uzgadniania ich projektów planów rozwoju. Szczególną uwagę poświęcono planowanym i będącym w reali-

148) Definicja dotyczy co prawda bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, ale nie ma żadnych merytorycznych przeciwwskazań, by objąć nią także gaz. Definicja ta w oczywisty sposób wiąże bezpieczeństwo dostaw z techniczną jakością energii, jakością usługi handlowej oraz niezawodnością. Przy czym – słowo „dostawy” należy traktować łącznie jako sprzedaż i transport paliwa lub energii. Ta uwaga wydaje się być w pełni zasadna, choćby z racji wielu nieporozumień jakie zrodziły się za sprawą tłumaczenia słów – *supply*, *supplier*. Tłumaczy się je właśnie jako „dostawa” i „dostawca”, choć właściwszym słowem byłaby sprzedaż i sprzedawca. Zob. Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej, CEER (Council of European Energy Regulators), Security of Electricity Supply, Raport 2004.

zacji inwestycjom zwiększającym poziom niezawodności dostaw paliw gazowych¹⁴⁹⁾,

- inwentaryzacja ilości i parametrów punktów zdawczo-odbiorczych krajowego systemu przesyłowego. Przeanalizowano zasady i jakość zarządzania i nominowania przepustowości połączeń międzysystemowych oraz zasady zarządzania ograniczeniami w sieci przesyłowej,
- pozyskanie w ramach europejskiej sprawozdawczości informacji i dokonanie porównań międzynarodowych krajowego bilansu gazowego i szczegółowej struktury zużycia gazu ziemnego w Polsce,
- wspólne z ekspertami z OSP Gaz-System SA dokonanie analizy pracy krajowego systemu gazowniczego w okresie zimy 2005/2006, ze szczególnym zwróceniem uwagi na połączenia i dostawy transgraniczne, oraz załączanie i wytlaczanie gazu z magazynów,
- przeanalizowanie na podstawie uzgadniania planów stosowania ograniczeń w przesyłce gazu¹⁵⁰⁾ trybu wprowadzania i zakresu oraz wartości efektów zrealizowania ograniczeń dla poszczególnych grup odbiorców, zamawiających co najmniej 10 000 m³ gazu na dobę¹⁵¹⁾,
- dokonanie oceny sytuacji ekonomiczno-finansowej SGT EuRoPol Gaz SA w trakcie postępowania taryfowego, a także ocena bieżącego funkcjonowanie i perspektywy rozwoju spółki,

149) Za najistotniejsze inwestycje obecnie realizowane przez OSP i zarazem ważne z punktu widzenia funkcjonowania całości systemu należy wskazać: • Gazociąg Włocławek-Gdynia, • Gazociąg Czeszów-Wrocław, • Gazociąg Nowogard-Ploty-Karlino-Koszalin, • Gazociąg Lubliniec-Częstochowa, • Gazociąg Mory-Piotrków Tryb.-Częstochowa. Ponadto OSP planuje po roku 2008 nowe inwestycje w zakresie rozbudowy infrastruktury, mające na celu zwiększenie możliwości przesyłowych systemu oraz eliminację tzw. „wąskich gardeł”. Są to: • Gazociąg Jarosław-Głuchów, w celu wzmocnienia południowej magistrali przesyłowej; • Gazociąg Pogórska Wola-Tworzeń, w celu wzmocnienia południowej magistrali przesyłowej; • Gazociąg Koszalin-Wiczlino wraz z połączeniem w węźle Wiczlino z budowanym obecnie gazociągiem Włocławek-Gdynia, w celu wzmocnienia układu dostaw gazu w rejonie pasa nadmorskiego; • Gazociąg Odolanów-Gorzów Wielkopolski, w celu wzmocnienia magistrali przesyłowej w kierunku Polic; • Gazociąg Odolanów-Wydartowo (Mogilno), w celu operatywnego połączenia PMG Wierzychowice z PMG Mogilno i SGT (polskim odcinkiem gazociągu tranzytowego Jamał-Europa); • Gazociąg Meszcze-Wronów-Odolanów, w celu poprawy operatywnego zarządzania strumieniami gazu w systemie; • Gazociąg Rembelszczyzna-Huta-Mory, w celu wzmocnienia układu dostaw gazu w rejonie Warszawy; • Gazociąg Wierzychowo-Bonin, w celu poprawy dostaw gazu do rejonu Pomorza (Sławno, Słupsk, Ustka); • Gazociąg Kielczów-Ottaszyn, w celu poprawy zasilania w gaz Dolnego Śląska.

150) Rozporządzenie Rady Ministrów z 11 marca 2003 r. w sprawie szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw gazowych.

151) Dobowa wielkość zamówiona określana jest jako 24-krotność zamówionej mocy godzinowej zawartej w umowie. Ograniczenia w poborze paliw gazowych określa się w stopniach zasilania od dwóch do dziesięciu, odpowiednio do możliwości dostaw gazu ze wszystkich dostępnych źródeł. Zgodnie z rozporządzeniem Rady Ministrów z 24 stycznia 2006 r. wydajność podawana jest godzinowo i wynosi 417 m³/godz.

- ocena postanowień instrukcji ruchu i eksploatacji systemu przesyłowego pod kątem zapewnienia niezawodności dostaw.

Ważnym elementem zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju jest dywersyfikacja dostaw gazu z zagranicy, zgodnie w wielkościach określonych w rozporządzeniu Rady Ministrów¹⁵²). Rozporządzenie nakłada obowiązek przestrzegania przepisów o dywersyfikacji źródeł gazu na przedsiębiorstwa energetyczne, którym będą wydawane koncesje na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie obrotu hurtowego gazem ziemnym z zagranicą. Zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne, koncesji wymaga wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą, przy czym koncesje te są wydawane z uwzględnieniem dywersyfikacji źródeł gazu oraz bezpieczeństwa energetycznego. W koncesjach na obrót gazem ziemnym z zagranicą udzielanych przez Prezesa URE zamieszczony został warunek przypominający koncesjonariuszowi o obowiązku dywersyfikacji źródeł gazu.

W latach 2005-2009 maksymalny udział procentowy zakupu gazu z jednego źródła ma wynosić 72%¹⁵³). Możliwość sprawdzenia wykonania obowiązku zakupu przez koncesjonariuszy będzie realna po uzyskaniu od tych przedsiębiorców informacji dotyczących wielkości zakupów gazu ziemnego z zagranicy w 2006 r., co nastąpi na początku 2007 r.¹⁵⁴)

Przeprowadzone monitorowanie dostarczyło następujących wniosków o stanie bezpieczeństwa dostarczania paliw gazowych z uwzględnieniem sytuacji geopolitycznej kraju oraz funkcjonowaniem sektora gazowego,

ze szczególnym zwróceniem uwagi na system przesyłowy i dystrybucyjny gazu w ścisłym powiązaniu z możliwościami technicznymi i finansowymi przedsiębiorstw.

Informacje dotyczące źródeł i kierunków zaopatrzenia Polski w gaz ziemny oraz jego importu wskazują na znaczące uzależnienie się od dostaw gazu rosyjskiego. Jest to sytuacja, która stwarza realną groźbę pełnego lub częściowego wstrzymania dostaw gazu. Skutecznym antidotum w tym zakresie, zdaniem aktualnego rządu, jest przyspieszenie działań zmierzających do zwiększenia dywersyfikacji. Dlatego też uznano, że niezbędne jest poszukiwanie nowych źródeł dostaw, a także przygotowywanie systemu krajowego do zapewnienia nieprzerwanego zaopatrywania polskich odbiorców w sytuacjach zakłóceń w dostawach surowca. Temu ostatniemu celowi ma służyć przede wszystkim budowa gazoportu, do którego drogą morską trafiałby LNG (skroplony gaz ziemny). Realizatorem tych politycznych koncepcji uczyniono PGNiG SA, powierzając mu obydwie zadania. Tego rodzaju koncentracja i wyłączność jednego podmiotu na realizację działań, które w swej istocie również powinny podlegać dywersyfikacji, zdaje się źle wróżyć tym zamierzeniom. Nie bez znaczenia jest bowiem fakt, iż już dziś ten krajowy monopolista ma niemal pełną wyłączność na wydobycie, import, obrót hurtowy i obrót detaliczny gazem. I niewiele tę sytuację zmienia status tej spółki z dominującą własnością Skarbu Państwa. Można się obawiać, iż niedługo organom państwa przyjdzie podejmować nadzwyczajne działania, aby ten monopol zrestrukturyzować, a przede wszystkim – ograniczyć. Można też żałować, iż nie rozważono bardziej skutecznej, jak się wydaje, drogi zapewnienia niezawodności dostaw gazu. Zabrzmiałoby to nieco paradoksalnie – ale wystarczyłoby opracować i wdrożyć ... program ograniczania dostaw gazu z importu. Wystarczyłoby wzorować się chociażby na Szwecji, która taki program redukcji zużycia ropy naftowej z powodzeniem od lat realizuje. Gdyby ten przykład nie przekonywał – są inne. Licząca blisko 200 mln mieszkańców Brazylii nie zakupiła w zeszłym roku ani jednej baryłki ropy naftowej z importu. Zamiast ropy bowiem – od trzydziestu lat z powodzeniem jako paliwo do pojazdów stosuje się tam alkohol etylowy wytwarzany z trzciny cukrowej. Podobnie można byłoby postąpić z gazem. Polska, na szczęście, posiada rodzime złoża gazu, dostarczające 30% jego podaży. Z tych źródeł powinno być zaspakajane produkcyjne i konsumpcyjne zapotrzebowanie na gaz, dla którego nie ma alternatywnego paliwa lub surowca. Reszta użytkowników gazu powinna znaleźć inne paliwo niż gaz, tak by można było sukcesywnie ograniczać jego import, aż do całkowitej z niego rezygnacji. Dopiero sytuację takiej samowystarczalności moglibyśmy utożsamiać z pełnym bezpieczeństwem dostaw gazu i jednocześnie – z polityczną autonomią na rynku gazu i wyeliminowaniem tego nośnika energii jako politycznego oręża. Nie ulega wątpliwości, że żadna dywersyfikacja, nawet z udziałem najbardziej dojrzałej i przewidywalnej demokracji, takiego komfortu nie byłaby w stanie nam zapewnić.

152) Zamieszczona w art. 32 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne delegacja dla Rady Ministrów do wydania rozporządzenia określającego minimalny poziom dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy poprzez ustalenie maksymalnego procentowego udziału gazu z jednego źródła. W celu wypełnienia tej delegacji Rada Ministrów wydała 24 października 2000 r. rozporządzenie w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy. W § 1 ust. 1 tego rozporządzenia został ustalony maksymalny procentowy udział gazu importowanego z jednego kraju pochodzenia, w stosunku do całkowitej wielkości gazu importowanego w danym roku. W rozporządzeniu zakłada się, że w latach 2001-2020, maksymalny procentowy udział gazu importowanego z jednego kraju pochodzenia będzie spadał z 88 do 49% całkowitej wielkości gazu importowanego w danym roku. Poszczególne poziomy wskaźnika maksymalnego procentowego udziału gazu importowanego z jednego kraju pochodzenia są ustalone dla okresów od dwóch do czterech lat.

153) Przepisu nie stosuje się jednak do gazu wydobywanego w państwach członkowskich UE.

154) Rozporządzenie nie określa jednak szczegółowego trybu weryfikacji i dokumentów, na podstawie których ma zostać dokonana. Sposób, w jaki zostały ujęte okresy dla poszczególnych poziomów dywersyfikacji, pozostawia sporą dowolność interpretacyjną, dając podstawę do wykazania przez przedsiębiorstwa importujące gaz określonego współczynnika dywersyfikacji jedynie na koniec poszczególnych okresów. W rozporządzeniu nie został również wskazany podmiot odpowiedzialny za weryfikację poziomu dywersyfikacji gazu. Pomimo ewidentnych luk i presji obecnego Rządu na dywersyfikację źródeł gazu, do chwili obecnej rozporządzenie nie zostało znowelizowane.

By nie wybiegać tylko w przyszłość i pozostając przy próbie sformułowania aktualnej oceny stanu bezpieczeństwa dostaw gazu, należy przede wszystkim chwilę uwagi poświęcić strukturze podmiotowej sektora. Fotografia sektora (przedstawiona w pierwszej części niniejszego sprawozdania) jednoznacznie dowodzi, iż dzisiejszy stan sektora, z punktu widzenia bezpieczeństwa dostaw, można uznać za satysfakcjonujący. W 2006 r. łączna liczba przedsiębiorstw posiadających koncesje w sektorze gazu wyniosła 153, co świadczy o sporym potencjale rozwojowym sektora i możliwościach postępu w procesie liberalizacji rynku gazu w Polsce. O tych ostatnich przesądza głównie zróżnicowana struktura własnościowa sektora. Co prawda największe polskie przedsiębiorstwo gazownicze pozostaje własnością państwa, i z tego powodu zbyt często wykorzystywane jest dla realizacji celów bardziej politycznych niż ekonomicznych i w interesie klientów, ale pozostaje mieć nadzieję, że zapoczątkowana przed dwoma laty prywatyzacja będzie kontynuowana i przyniesie przedsiębiorstwu nowy impuls rozwojowy.

W odniesieniu do sytuacji finansowej przedsiębiorstw energetycznych sektora gazu należy podkreślić, iż odnotowują one poprawę wyniku finansowego w porównaniu do lat poprzednich, zyskując wiarygodność i możliwości finansowania zamierzeń inwestycyjnych, zarówno modernizacyjnych, jak i rozwojowych.

W zapewnieniu bezpieczeństwa zaopatrzenia w gaz ziemny niezwykle istotną funkcję spełnia infrastruktura przesyłowa, dystrybucyjna i magazynowa. W 2006 r. sprawność systemu nie budziła zastrzeżeń, należy mieć jednak świadomość, iż przy zwiększającym się zapotrzebowaniu na gaz, dla poprawy funkcjonowania systemu konieczne będą inwestycje dla znacznego zwiększenia zdolności przesyłowych polskiego systemu, a także jego modernizacji, gdyż blisko połowa została wybudowana ponad 26 lat temu. Nie można w tym miejscu pominąć tak istotnego faktu, jakim są zakłócenia w dostawach przypadające na okres szczytowego zapotrzebowania na gaz, jak miało to miejsce w styczniu 2006 r. Dzięki zapewnieniu elastyczności kontraktowej oraz wykorzystaniu maksymalnej przepustowości systemu w okresie wzmożonego poboru możliwa była pełna ochrona odbiorców domowych i zapewnienie im nieprzerwanej dostawy gazu. Tym niemniej niezbędne stają się działania dla zwiększenia ilości utrzymywanych zapasów gazu ziemnego oraz rozbudowy pojemności magazynowych.

3. Promowanie konkurencji

W odbiorze społecznym konkurencja w sektorze gazu na dziś nie tylko nie istnieje, ale też jest czasami trudniej wyobrażalna niż konkurencja w elektroenergetyce. Takie wrażenie rodzi przede wszystkim sprawa ograniczeń występujących po stronie podażowej. Jest ona mniej zróżnicowana niż w elektroenergetyce, gdzie jest znacznie więcej alternatywnych źródeł wytwarzania energii i pośredników w obrocie. Nie oznacza to jednak, że konkurencja w gazie jest niemożliwa.

A skoro tak, to należałoby podejmować również działania związane z promowaniem konkurencji.

Zgodnie z art. 21 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne zadanie to przypada w udziale Prezesowi URE. Obok działań regulacyjnych, polegających na stosowaniu przewidzianych prawem narzędzi, takich jak: koncesjonowanie, taryfowanie, uzgadnianie projektów planów rozwoju, rozstrzyganie sporów, itp. – promowanie konkurencji jest jednym z najważniejszych obszarów aktywności Prezesa URE. Mimo takiej rangi zakres działań dotyczących promowania konkurencji nie jest w przepisach prawa określony. Oznacza to z jednej strony znaczną swobodę w doborze stosownego instrumentarium, z drugiej zaś – pozbawia promowanie konkurencji jakichkolwiek cech władczych. Z całą pewnością nie ma ono atrybutów działań *stricte* administracyjnych, a zatem logicznym wnioskiem jest utożsamianie promowania konkurencji głównie z narzędziami typu *moral suggestion*, czyli działaniami o charakterze perswazyjnym.

Są one zazwyczaj realizowane w dwojaki sposób. Po pierwsze – stale towarzyszą regulacyjnym działaniom administracyjnym. Są niemal zwyczajowym ich dopełnieniem. Obojętnie czy w koncesjonowaniu, czy w taryfowaniu podejmowana decyzja administracyjna zawsze ma swoją podbudowę w postaci refleksji, czy i na ile sprzyja ona konkurencji, czy zwiększy się zakres swobody i wyboru odbiorcy, czy dane rozstrzygnięcie ma prorynkowy charakter, czy umowa na dostawę energii lub paliwa wiążąca strony nie narusza zasad rynku konkurencyjnego i nie zawiera klauzul abuzywnych. Drugi sposób to samostanna praca organiczna i praca u podstaw realizowana przede wszystkim poprzez działalność publicystyczną 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”¹⁵⁵.

W toku licznych polemik i dyskusji Prezes URE konsekwentnie opowiada się po stronie odbiorców końcowych, którzy z różnych względów nie są w stanie samodzielnie bronić swoich interesów. Ich głos jest konsekwentnie prezentowany przez ekspertów Urzędu Regulacji Energetyki i stanowi skuteczną przeciwwagę dla opinii reprezentowanych przez przedstawicieli wpływowego lobby energetycznego.

Trzeba mieć nadzieję, że nagłaśnianie potrzeby poszerzenia zakresu konkurencji w gazownictwie choćby w minimalnym stopniu zapada w społecznej świadomości i sprzyjać będzie upomnieniu się przez odbiorców o ich własne prawa. Dziś takiej sytuacji nie mamy, ale to nie oznacza, że nie wystąpi ona w niedalekiej przyszłości.

Nie ulega jednak wątpliwości, że na tym polu można odnotować pewne, choć póki co, niewielkie sukcesy. Idzie między innymi o prace conceptualne w zakresie kształtowania przyszłego modelu konkurencyjnego

155) Zob. podrozdział „promowanie konkurencji” w części A. „Elektroenergetyka”.

rynku gazu w Polsce, w których miał okazję współuczestniczyć Prezes URE i jego współpracownicy.

Zyskały one nowy impuls za sprawą rządowego programu gospodarczego „Program restrukturyzacji i prywatyzacji PGNiG SA”, przyjętego przez Radę Ministrów 13 sierpnia 2002 r. Zintensyfikowano prace nad wyodrębnieniem spółek dystrybucyjnych, działających w ramach struktury holdingowej. W zamyśle miało to służyć realizacji tzw. *unbundlingu* funkcjonalnego, czyli rozdzieleniu poszczególnych rodzajów działalności energetycznej, a w niedalekiej przyszłości miało ułatwić wydzielenie operatorów, tak systemu przesyłowego, jak i systemów dystrybucyjnych – a więc rozwiązań niezbędnych dla rynku i jego infrastruktury¹⁵⁶).

Wyodrębnienie spółek gazowniczych spowodowało konieczność ustalenia przez nowo powstałe podmioty odrębnych тариф. Przeprowadzone postępowania pozwoliły na zastosowanie analizy porównawczej osiąganych wyników ekonomiczno-finansowych. Ułatwiło także weryfikację prawidłowości stosowanej metodologii kwalifikowania kosztów do poszczególnych rodzajów działalności, a tym samym umożliwiło sprawne wykrywanie i stopniowe eliminowanie subsydiowania skrośnego pomiędzy odbiorcami przyłączonymi do sieci dystrybucyjnej¹⁵⁷).

Za kolejne prorynkowe działanie należy uznać oddzielenie w ramach struktury PGNiG SA działalności sieciowej od pozostałych działalności w zakresie poszukiwania i obrotu hurtowego gazem. Stało się tak za sprawą realizacji „Programu wprowadzania konkurencyjnego rynku gazu w Polsce i harmonogramem jego wdrażania”, przyjętego przez Radę Ministrów 27 kwietnia 2004 r. Rozpoczęło to trudny proces kształtowania niezależnego operatora systemu przesyłowego w sektorze gazowym, zaprezentowany we wcześniejszej części sprawozdania.

Trudnym procesem okazało się nie tylko ustanawianie operatorów, ale także kształtowania ram prawnych rozwiązań funkcjonalnych dotyczących wszystkich uczestników rynku, realizowane właśnie przez operatorów. Instrukcje ruchu sieciowego przez nich przygotowane wywoływały niekończące się dyskusje, zarówno o charakterze tych regulacji, jak i skutkach ich stosowania przez uczestników rynku. Po raz kolejny okazało się, że choć o rynku w Polsce wiele się mówi, to znajomość działania jego mechanizmów pozostawia sporo do życzenia. Było i jest to ważne, bowiem w kształtowaniu reguł postępowania obowiązujących uczestników rynku raczej trzeba dążyć do wypracowania kompromisu na rzecz poszano-

wania partnerów i ich dążeń do wypracowywania przychodów i zysków, niż jednostronnie preferować swój partykularny interes. Innymi słowy, nie jest dobrze, gdy nie próbuje się zachować koniecznej symetrii pomiędzy prawami a obowiązkami, pomiędzy kosztami a korzyściami będących uczestnikami tego samego rynku.

Udostępnienie sieci przesyłowej na niedyskryminacyjnych zasadach wszystkim uczestnikom rynku energii determinuje rozwój rynku gazu ziemnego. Zapewnienie dostępu do infrastruktury ma szczególne znaczenie dla niezależnych uczestników obrotu, którzy nie są powiązani z dominującymi operatorami sieci gazowej. Możliwość korzystania odbiorców z usług przesyłowych w sektorze gazu wprowadziły przepisy ustawy – Prawo energetyczne uchwalonej w 1997 r. W art. 65 zawarto delegację ustawową dla Ministra Gospodarki, która uprawniła go do określenia w drodze rozporządzenia harmonogramu uzyskiwania przez poszczególne grupy odbiorców prawa do korzystania z usług przesyłowych, zależnie od wielkości dokonywanych przez nich rocznych zakupów paliw gazowych¹⁵⁸). W odniesieniu do gazu, podobnie jak w zakresie energii elektrycznej i ciepła, odbiorcy używali wspomniane prawo w zależności od zużycia gazu (w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy) w datach wskazanych w rozporządzeniu. Ilustruje to tabela 18 (str. 136), która także podaje skalę zjawiska.

Zaprezentowany w tabeli 18 harmonogram cyklicznie uwalnia rynku (a pamiętać należy, iż został on określony na etapie akcesji Polski do Unii Europejskiej) został całkowicie zmieniony wraz z uzyskaniem członkostwa europejskiego. Stało się tak przede wszystkim za sprawą Strategii Lizbońskiej, która z założenia miała ujednoczyć i przyspieszyć proces liberalizacji rynku energii elektrycznej i rynku gazu. Nie bacząc na różne krajowe harmonogramy (o różnych grupach uprawnionych i w różnym czasie) wprowadzono tylko dwie kategorie uprawnionych i tylko dwie daty progowe określające terminy realizacji nabywania prawa do TPA. Bez względu na zużycie za uprawnionych uznano odbiorców przemysłowych i odbiorców w gospodarstwach domowych. Dla pierwszej grupy datą przełomu miał się stać 1 lipca 2004 r. a dla drugiej wyznaczono termin trzy lata późniejszy, tj. 1 lipca 2007 r. Oznacza to, że wszyscy odbiorcy gazu w Polsce, nie będący gospodarstwami domowymi, mogą w swobodny i nieskrępowany sposób wybrać sprzedawcę innego niż dotychczasowy i skorzystać w praktyce z zasady TPA.

A jak ta praktyka wyglądała? Dotychczasowe doświadczenia związane ze zmianą sprzedawcy paliw gazowych pokazują jednak, iż niewielu odbiorców końcowych zdecydowało się skorzystać z tej możliwości. I tak, od 1 lipca 2000 r., kiedy uprawnienia do korzystania z usług przesyłowych przysługiwały podmiotom zużywającym nie mniej niż 25 mln m³ gazu rocznie, tylko

156) Rozdział działalności został przeprowadzony zgodnie z opracowanym przez spółki i zatwierdzonymi przez Prezesa URE „Programami zgodności”, w których szczegółowo zapisano – niedyskryminacyjne dla niezależnych przedsiębiorstw obrotu – zasady współdziałania poszczególnych działów przedsiębiorstwa współpracującego z grupą kapitałową.

157) Miało to z pewnością większe znaczenie dla działania regulacyjnego polegającego na zatwierdzaniu тариф, ale istotny był też walor prorynkowy – dążenie do sytuacji, kiedy każdy odbiorca pokrywa koszty związane ze sprzedażą i usługami na jego rzecz.

158) Wypada podkreślić, iż minister skorzystał z tego uprawnienia stosunkowo szybko, wydając rozporządzenie 6 sierpnia 1998 r., w okresie początków regulacji i obowiązywania jeszcze cen urzędowych na nośniki energii.

Tabela 18. Uprawnienie do korzystania z zasady TPA

	1 lipca 2000	2001	2002	2003	1 stycznia 2004	5 grudnia 2005	2006
Roczne zakupy paliw gazowych nie mniejsze niż	25 mln m ³	25 mln m ³	25 mln m ³	25 mln m ³	15 mln m ³		
Liczba podmiotów uprawnionych	21	25	21	28	ok. 58 tys.	wszyscy	wszyscy

Źródło: URE

Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. wystąpiła o udostępnienie sieci przesyłowej i uzyskała zgodę na jej wykorzystanie. Pomimo istniejących uregulowań prawnych w 2006 r. tylko jeden podmiot korzystał z dostępu do sieci przesyłowej. Niemniej jednak odnotowano dwa przypadki, w których odbiorcy zasięgaliby opinii odnośnie możliwości zmiany sprzedawcy.

Nikt z uprawnionych odbiorców nie wnioskował natomiast o rozdzielenie umowy kompleksowej (obejmującej zapisy umowy na sprzedaż gazu i umowy o świadczenie usługi jego dystrybucji). Odnotowano jednak pięć przypadków, w których odbiorcy byli zainteresowani rozdzieleniem tego typu umowy.

Nie ulega wątpliwości, że działania dotyczące promowania konkurencji w gazownictwie nie tylko trzeba realizować, ale też trzeba zapewnić im swoiste wsparcie i wzmocnienie. Choćby po to, by objąć nimi szerszy krąg uczestników rynku, czy po to, by w trudnym dziele promowania konkurencji pozyskać poważnych instytucjonalnych sojuszników.

Kierując się takimi właśnie przesłankami, w 2006 r. Prezes URE wystąpił do Urzędu Komitetu Integracji Europejskiej z wnioskiem o realizację projektu finansowanego ze środków przejściowych Unii Europejskiej, pt. „Wdrażanie konkurencyjnego rynku energii”. Przewiduje on między innymi realizację działań związanych z przygotowaniem do całkowitego otwarcia rynku gazu, które nastąpi 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.

Zgodnie z harmonogramem zapisanym w fiszce projektowej realizacja komponentu ma się odbyć w 2007 r.

4. Kontrolowanie realizacji obowiązków wynikających z przepisów Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady nr 1775/2005/WE z 28 września 2005 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego

Zgodnie z przepisami art. 23 ust. 2 pkt 20 lit. d ustawy – Prawo energetyczne obowiązkiem Prezesa URE jest nadzorowanie zasad publikowania danych o funkcjonowaniu systemu gazowego oraz stosowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne procedur mających na celu zapewnienie ochrony informacji poufnych. Natomiast w związku z wejściem do polskiego systemu prawnego Rozporządzenia 1775/2005/WE – art. 23 ust. 2 pkt 11 lit. a ustawy – Prawo energetyczne zobowiązał Prezes URE do prowadzenia kontroli realizacji obowiązków wynikających z tego rozporządzenia.

Ustawa – Prawo energetyczne nadała Prezesowi URE kompetencje w zakresie zatwierdzania listy informacji, które operator gazowego systemu przesyłowego ma obowiązek podawać do wiadomości publicznej. Wyraża również zgodę na jej ograniczenie w przypadku stwierdzenia istnienia konfliktu pomiędzy potrzebą szerokiego informowania uczestników rynku a koniecznością ochrony informacji niejawnych. Do obowiązków Prezesa URE należy także opiniowanie wniosków, które OSP kieruje do pierwotnych dysponentów przepustowości w sprawie udostępnienia innym użytkownikom sieci niewykorzystanych zdolności przesyłowych. Taka procedura przeciwdziałania kontraktowemu blokowaniu przepustowości stosowana jest w przypadku umów o świadczenie usług przesyłania gazu ziemnego, które wykluczają dysponowanie niewykorzystaną przepustowością przez operatora. W 2006 r. nie miały miejsca przypadki, w których konieczne byłoby skorzystanie z tych kompetencji.

C. CIEPŁOWNICTWO

Do chwili wejścia w życie ustawy – Prawo energetyczne, a więc do 1998 r., działalność związana z zaopatrzeniem odbiorców w ciepło nie podlegała żadnym specyficznym regulacjom. Oddziaływanie państwa na przedsiębiorstwa ciepłownicze ograniczało się do urzędowego stanowienia cen ciepła i ewentualnych dotacji w przypadku, gdy przychody uzyskiwane ze sprzedaży ciepła nie pokrywały kosztów działalności. Przez dziesiątki lat przedsiębiorstwa ciepłownicze funkcjonowały w bezpiecznym świecie pozbawionym konkurencji, a ich pozycja była uprzywilejowana ze względu na zapewnione rynki zbytu, bo dostarczanie ciepła do odbiorców przy pomocy specjalnie do tego przeznaczonej infrastruktury sieciowej ma charakter tzw. monopolu naturalnego.

Brak konkurencji i mechanizmów rynkowych spowodował, że sektor ciepłowniczy został poddany regulacji prawno-ekonomicznej.

1. Konsesjonowanie

Jednym z pierwszych narzędzi, które Prezes URE wykorzystał, rozpoczynając proces regulacji sektora ciepłowniczego, było konsesjonowanie rozpoczęte w 1998 r. na podstawie art. 67 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Nałożony został na niego obowiązek, by w terminie 18 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy udzielił z urzędu koncesji przedsiębiorstwom energetycznym działającym lub będącym w budowie w dniu ogłoszenia ustawy, o ile spełniały one warunki w niej określone. Obowiązek uzyskania koncesji przez przedsiębiorstwa energetyczne dotyczył (i obecnie dotyczy) działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania ciepła, przesyłania i dystrybucji ciepła oraz obrotu ciepłem. Udzielanie koncesji związane było z analizą specjalnie do tego celu opracowanych kwestionariuszy wypełnianych przez przedsiębiorstwa energetyczne, do których były one wysyłane wraz z zawiadomieniami o wszczęciu postępowania administracyjnego w sprawie udzielenia koncesji¹⁵⁹. Aktualnie koncesje udzielane są na wniosek przedsiębiorstwa.

W 1998 r., czyli w chwili rozpoczęcia procesu udzielenia koncesji, nie wszystkie przedsiębiorstwa funkcjo-

nowały zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne. Dlatego Prezes URE udzielając koncesji, nakładał na nie „szczególne” warunki. Do najistotniejszych należały:

- dostosowanie do 31 grudnia 1999 r. treści zawartych umów sprzedaży do przepisów ustawy – Prawo energetyczne i wydanych na jej podstawie przepisów wykonawczych,
- wyposażenie do 30 września 1999 r. w układy pomiarowo-rozdzielcze wszystkich węzłów cieplnych w eksploatowanych sieciach,
- wyposażenie w układy automatycznej regulacji węzłów cieplnych w eksploatowanych sieciach w okresie trzech lat od dnia udzielenia koncesji (najczęściej do końca 2000 r.),
- opracowanie programu racjonalnego i oszczędnego zużycia paliw,
- zmniejszenie ubytków wody sieciowej,
- opracowanie programów zmierzających do ograniczenia obciążeń środowiska,
- uzyskanie zezwolenia na emisję zanieczyszczeń.

Po 1998 r. kolejnym etapem w procesie konsesjonowania były prace związane z wydawaniem decyzji dotyczących zmian, cofnięć i wygaśnień koncesji posiadanych przez przedsiębiorstwa ciepłownicze. Zmiany koncesji wiązały się ze zmianami formy prawnej przedsiębiorstw, zmianami w rodzaju zużywanych paliw wykorzystywanych w procesie wytwarzania ciepła (konwersja paliw), zmianami mocy źródeł oraz ilości sieci ciepłowniczych. Cofnięcia koncesji były wynikiem m.in. wypowiedziania umów przez odbiorców lub sprzedaży majątku przez konsesjonowany podmiot. Wygaszenia koncesji dla przedsiębiorstw energetycznych wynikały z faktu, że zamówiona moc cieplna przez odbiorców była mniejsza niż 1 MW, co w myśl art. 32 ustawy – Prawo energetyczne nie wymagało uzyskania lub posiadania koncesji przez te przedsiębiorstwa.

Zmiany w zakresie ilości posiadanych koncesji i ich zakresu oprócz wymienionych już powyżej przyczyn spowodowane były również trwającymi w przedsiębiorstwach przemysłowych procesami restrukturyzacji własnościowej i organizacyjnej¹⁶⁰. Część zmian wynikała z konieczności dostosowania zapisu koncesji do aktualnego stanu organizacyjno-prawnego konsesjonariusza¹⁶¹.

160) W wyniku tych zmian nastąpiło wydzielanie – w formie odrębnych spółek – wydziałów energetycznych z dotychczasowych zakładów chemicznych, metalurgicznych, kopalń itp. lub łączenie przedsiębiorstw prowadzących działalność w różnych województwach.

161) Ustawą z 2 lipca 2004 r. – Przepisy wprowadzające ustawę o swobodzie działalności gospodarczej (Dz. U. z 2004 r. Nr 173, poz. 1808) został znowelizowany art. 37 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, poprzez wprowadzenie zapisu stanowiącego, że koncesja powinna określać numer w rejestrze przedsiębiorców albo ewidencji działalności gospodarczej oraz numer identyfikacji podatkowej NIP.

159) Regulator podczas postępowania administracyjnego sprawdza, czy wnioskodawca spełnia ustawowo określone przesłanki uzyskania koncesji, czyli czy dysponuje on środkami finansowymi w wielkości gwarantującej prawidłowe wykonywanie działalności, bądź czy jest w stanie udokumentować możliwości ich uzyskania, czy ma możliwości techniczne gwarantujące prawidłowe wykonywanie działalności, czy uzyskał wymagane decyzje o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu oraz czy zapewnia zatrudnienie osób zajmujących się eksploatacją sieci oraz urządzeń i instalacji wymaganych odrębnymi przepisami. Po indywidualnej wnikliwej analizie przedłożonych dokumentów Prezes URE wydaje decyzje administracyjne udzielające przedsiębiorstwom, z reguły na 10 lat, koncesji na prowadzenie konkretnej działalności, formułując jednocześnie warunki każdej koncesji, do realizacji których konsesjonariusz zostaje zobowiązany.

Nowelizacja Prawa energetycznego z 2005 r.¹⁶²⁾ dokonała m.in. zmianę przesłanek dotyczących obowiązku posiadania koncesji w zakresie zaopatrzenia odbiorców w ciepło. Spowodowało to wzrost liczby wniosków o stwierdzenie wygaśnięcia koncesji, czego następstwem było znaczne ograniczenie liczby koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych¹⁶³⁾. Część koncesjonowanych przedsiębiorstw poza zaopatrzeniem w ciepło prowadzi nadal inne rodzaje działalności gospodarczej (np. produkcja przemysłowa, wytwarzanie energii elektrycznej, usługi komunalne, gospodarka mieszkaniowa itd.).

Zmieniają się przepisy prawne, zmieniają się również warunki prowadzenia działalności związanej z zaopatrzeniem w ciepło, w tym i koncesjonowanej. Powoduje to, że proces koncesjonowania trwa. Potwierdzeniem jest ilość koncesji, ich promes (przyrzeczenie ich udzielenia), ich zmian oraz cofnięcia w 2006 r.

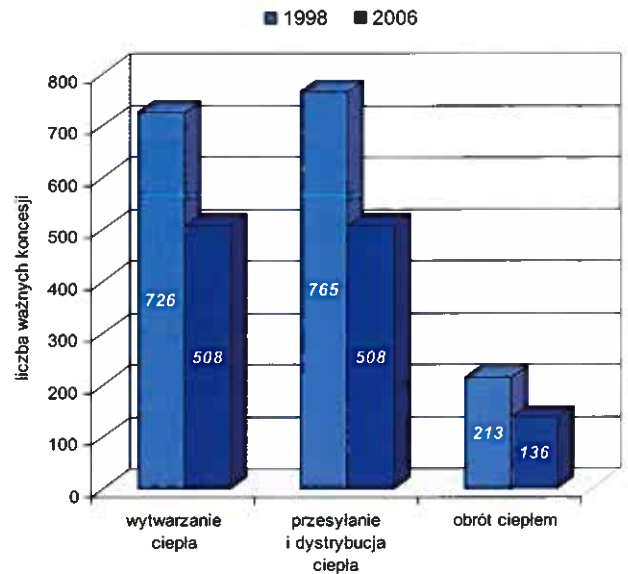
Według stanu na 31 grudnia 2006 r. na krajowym rynku ciepła koncesję na prowadzenie działalności w zakresie zaopatrzenia w ciepło miało 566 przedsiębiorstw, którym udzielono łącznie 1 152 koncesje, w szczególności na:

- wytwarzanie ciepła – 508 koncesji,
- przesyłanie i dystrybucję ciepła – 508 koncesji,
- obrót ciepłem – 136 koncesje.

Można sformułować wniosek, że Prezes URE – poprzez proces koncesjonowania, a w szczególności poprzez nakładanie na przedsiębiorstwa energetyczne szczegółowych warunków koncesyjnych, a następnie kontrolę ich realizacji – dyscyplinuje te przedsiębiorstwa do efektywnego działania. Udzielenie koncesji opiera się na merytorycznych przesłankach i równoprawnym traktowaniu ubiegających się o nią podmiotów, bez względu na ich formę własności. Koncesje są stabilnym instrumentem regulacji z określonym okresem ich ważności oraz zasadami zmian warunków koncesji lub jej cofnięcia. Wszystko to wpływa na proces zmniejszenia nieefektywności przedsiębiorstw ciepłowniczych.

162) Dokonana ustawą z 4 marca 2005 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2005 r. Nr 62, poz. 522); weszła w życie 3 maja 2005 r. Zgodnie z tą nowelizacją uległ zmianie m.in. zakres ciepłowniczej działalności gospodarczej, której prowadzenie wymaga uzyskania koncesji poprzez podniesienie progu mocowego z 1 MW do 5 MW. Z obowiązku posiadania koncesji zostały zatem wyłączone przedsiębiorstwa, które prowadzą działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania ciepła w źródłach ciepła o łącznej mocy nieprzekraczającej 5 MW, przesyłania lub dystrybucji oraz obrotu ciepłem, jeśli łączna moc zamówiona przez odbiorców nie przekracza 5 MW, a także wytwarzanie ciepła w przemysłowych procesach technologicznych, gdy wielkość mocy zamówionej przez odbiorców nie przekracza 5 MW.

163) Przedsiębiorstwa te nie zaprzestały wykonywania działalności gospodarczej polegającej na zaopatrzeniu odbiorców w ciepło, wykonują ją nadal, jednak w wymiarze nie wymagającym posiadania koncesji.



Rysunek 11. Koncesje według rodzaju działalności ciepłowniczej – stan na koniec 1998 i 2006 r. (Źródło: URE)

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.

2. Taryfy dla ciepła

Zasady ustalania cen ciepła przed rozpoczęciem ich regulacji przez Prezesa URE

Do 1998 r. ceny i stawki opłat określone były na podstawie ustawy o cenach, która upoważniała Ministra Finansów do ustalania cen urzędowych¹⁶⁴⁾ dla poszczególnych grup odbiorców i wprowadzania maksymalnych wskaźników wzrostu cen umownych¹⁶⁵⁾, a Rada Ministrów była

164) Ceny urzędowe były niezależne od poziomu kosztów dostarczania ciepła (wynikających z uwarunkowań lokalnych) i miały charakter „cen socjalnych”, chroniących odbiorców przed zbyt wysokim poziomem opłat za ciepło. Ze względu na brak pomiarów stosowane były opłaty ryczałtowe (za m² ogrzewanej powierzchni lub liczbę osób korzystających z ciepłej wody).

165) Natomiast ceny umowne były określane przez sprzedawców w umowach, ale swoboda ich kształtowania była ograniczona przepisami wydawanymi przez Ministra Finansów lub Radę Ministrów. Ceny te w zasadzie powinny wynikać z kosztów ponoszonych przez sprzedawców ciepła, ale wprowadzane przez rząd różne formy ograniczania swobody ich kształtowania powodowały, że były to ceny regulowane. Ograniczenia wzrostu umownych cen ciepła wprowadzane były do końca 1998 r. przez Ministra Finansów lub Radę Ministrów, przeważnie jako jednolity dla całego kraju wskaźnik maksymalnego wzrostu cen. Ponadto ceny umowne ustalone były jako średnie dla całego przedsiębiorstwa, a więc dotyczyły wszystkich odbiorców na terenie jego działania (województwa lub jego części bądź miasta).

nawet upoważniona do wprowadzania okresowego zakazu podwyższania cen umownych. Ceny urzędowe były wprowadzane w formie taryf ustalanych przez Państwową Komisję Cen, a później przez Ministra Finansów.

W okresie tym brak było właściwych relacji między poziomem cen a kosztami zaopatrzenia w nośniki energii. Ceny paliw i energii (w tym ciepła) były tak niskie, że nie pokrywały kosztów ich pozyskania i dostarczenia do odbiorców. Szczególna sytuacja występowała w zakresie zaopatrzenia w ciepło, gdzie stosowano ceny urzędowe (dla gospodarstw domowych) i ceny umowne (dla zarządców budynków i innych odbiorców).

Taki system stanowienia cen ciepła miał podstawową wadę, gdyż wzrost cen ciepła nie był powiązany z wzrostem kosztów dostarczania ciepła, które zależą od warunków lokalnych, głównie od rodzaju i wielkości źródeł ciepła oraz ich stanu technicznego i poziomu eksploatacji, a także rodzaju i odległości transportu paliwa, stanu sieci ciepłowniczych itd. Ponadto wzrost wielu pozycji kosztów jest niezależny od dostawców ciepła (np. podatki, ceny paliw, energii, opłaty ustalone przez gminy itp.). Doprowadziło to do zaniechania szczegółowej ewidencji kosztów i ich analizowania, gdyż ustalanie nowej ceny sprowadzało się do pomnożenia dotychczasowej ceny przez obowiązujący wskaźnik wzrostu ceny ciepła. Dyskryminowane były więc przedsiębiorstwa o niskim poziomie kosztów i cen, a ustalone dla całego kraju średnie wartości wskaźnika wzrostu cen pogłębiały istniejące różnice w poziomie cen ciepła ustalanych przez różne przedsiębiorstwa.

Jednocześnie stosowane były dotacje pokrywające różnice pomiędzy ceną urzędową ustaloną dla gospodarstw domowych i cenami umownymi, ustalonymi dla zarządców budynków mieszkalnych. Spółdzielnie mieszkaniowe otrzymywały dotacje z budżetu państwa, a dotacje dla zarządców budynków komunalnych wypłacano z budżetów lokalnych (gmin). Nie sprzyjało to oszczędzaniu z uwagi na brak ekonomicznego zainteresowania lokatorów i zarządców budynków w racjonalnym użytkowaniu ciepła. Ceny rosły głównie wskutek bardzo wysokiej inflacji i skokowego wzrostu cen paliw.

Przyjęta w 1997 r. ustawa – Prawo energetyczne przewidywała wyłączenie cen nośników energii z ustawy o cenach, a uwolnienie cen ciepła planowano już od 1998 r., jednakże ze względu na uwarunkowania społeczno-polityczne było to niemożliwe¹⁶⁶). Jednocześnie opracowane w 1998 r. przepisy wykonawcze do ustawy umożliwiły rozpoczęcie taryfowania ciepła od 1 stycznia 1999 r.¹⁶⁷)

166) Do końca 1998 r. obowiązywały jeszcze wskaźniki maksymalnego wzrostu cen ciepła, określone przez Ministra Finansów w wydanych na podstawie tej ustawy i ustawy o cenach rozporządzeniach „w sprawie ustalenia taryf dla ciepła”.

167) Zob. rozporządzenie Ministra Gospodarki z 6 października 1998 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie ciepłem, w tym rozliczeń z indywidualnymi odbiorcami w lokalach (Dz. U. Nr 132, poz. 867 z późn. zm.). Obowiązywało ono do 24 listopada 2000 r.

Zasady regulacji cen ciepła przez Prezesa URE

Zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne, taryfy ustalane przez przedsiębiorstwa ciepłownicze powinny zapewniać:

- pokrycie uzasadnionych kosztów działalności przedsiębiorstwa energetycznego w zakresie wytwarzania, przetwarzania, magazynowania, przesyłania i dystrybucji lub obrotu ciepłem, wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w tę działalność,
- ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen.

Podstawowym zadaniem kompleksowej działalności regulacyjnej w zakresie zatwierdzania taryf dla ciepła jest doprowadzenie do sytuacji, aby zawarte w taryfie ceny i stawki opłat zostały ustalone wyłącznie na podstawie kosztów uzasadnionych prowadzenia działalności, czyli kosztów niezbędnych do wykonania zobowiązań powstałych w związku z prowadzoną działalnością, odpowiadających wielkości ekonomicznie uzasadnionej, z zachowaniem należytej staranności, zmierzającej do ochrony interesów odbiorców. Rolą weryfikacji jest więc doprowadzenie do poziomu kosztów uwzględniających optymalne warunki funkcjonowania przedsiębiorstwa zarówno pod względem technicznym, jak i ekonomicznym i wyeliminowanie po drodze ekstensywnych czynników wykorzystywania środków produkcji.

W praktyce „wyłuskanie” kosztów o charakterze nieuzasadnionym i wymuszenie poprawy efektywności gospodarowania wymaga uświadomienia przedsiębiorstwom, że regulacja działalności w obszarze naturalnych monopolii wymaga innej systematyki kosztowej, niż to ma miejsce w działalności konkurencyjnej. Koszty uzasadnione stanowiące podstawę kalkulacji cen i stawek opłat nie są kategorią tożsamą z kosztami uzyskania przychodów, zatem nawet koszty poniesione i zweryfikowane w trakcie badania sprawozdania finansowego nie mogą stanowić dla przedsiębiorstwa, a tak jest to często interpretowane, wystarczającej podstawy kalkulacji tych cen i stawek opłat dla pierwszego roku stosowania taryfy.

W dotychczasowej praktyce regulacyjnej – poza przypadkami incydentalnymi – nie zdarzyło się, aby ceny i stawki opłat zaproponowane w pierwotnej taryfie dla ciepła przez przedsiębiorstwo zostały w takiej wysokości zatwierdzone. Zawsze były wątpliwości co do ich wysokości. Przedsiębiorstwa w przedkładanych propozycjach zamierzały uzyskiwać przychody znacznie wyższe od wynikających z kosztów uzasadnionych, ostatecznie akceptowalnych przez Regulatora. Regułą finalizującą postępowanie taryfowe jest, aby przychody z działalności koncesjonowanej pokrywały wyłącznie uzasadnione koszty wytwarzania, przesyłania i dystrybucji ciepła oraz zwrot z kapitału, a efekt postępowania taryfowego jednocześnie chronił odbiorców ciepła przed nieuzasadnionym poziomem cen i stawek opłat.

Pierwsze wnioski przedsiębiorstw w sprawie zatwierdzenia taryf dla ciepła, wpływające do oddziałów w 1999 r., często zawierały braki formalne i merytoryczne. Wiele przedsiębiorstw energetycznych miało poważne problemy zarówno z właściwą interpretacją nowych przepisów, jak i z właściwym opracowaniem na ich podstawie taryf dla ciepła. Wiele błędów wynikało wręcz z niedostatecznej znajomości przepisów. Problemy te związane były przede wszystkim z kalkulacją cen i stawek opłat na podstawie kosztów uzasadnionych. Uprzednio ceny nie miały związku z faktycznie ponoszonymi uzasadnionymi kosztami prowadzonej działalności ciepłowniczej. Przedsiębiorstwa zazwyczaj nie prowadziły ewidencji kosztów umożliwiającej określenie ich wielkości poniesionych na poszczególne rodzaje działalności związanej z zaopatrzeniem w ciepło, jak również poniesionych w związku ze świadczeniem usług danej grupie odbiorców. Wszystkie wnioski taryfowe złożone przez przedsiębiorstwa energetyczne były przedmiotem wnikliwej analizy pod kątem ograniczeń cenowych przewidzianych w ówczesnym rozporządzeniu taryfowym, czyli zasady ustalania wzrostu cen i stawek opłat nie większego niż 15%.

Historycznie rzecz biorąc, stwierdzić można, że najwyższe wzrosty cen proponowane przez przedsiębiorstwa pojawiły się na początku i było to wynikiem urealniania cen, które do 1999 r. nie były związane z kosztami uzasadnionymi. Oprócz braku poprawnej regulacyjnie ewidencji kosztów nie wyodrębniono obrotu ciepłem, co w przypadkach przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się takim rodzajem działalności pozwalało na ustalenie ceny sprzedaży ciepła na poziomie wyższym od ceny zakupu ciepła nabytego w celu odsprzedaży, w wyniku czego niektóre przedsiębiorstwa czerpały nieuzasadnione korzyści. W konsekwencji taryfy tych przedsiębiorstw nie mogły zostać zatwierdzone z powodu braku możliwości ustalenia w sposób jednoznaczny i przejrzysty kosztów prowadzonej działalności koncesjonowanej w podziale na jej rodzaje, chociażby w związku z „przepływem kosztów” pomiędzy rodzajami działalności.

W 2000 r. nastąpiła zmiana aktów wykonawczych¹⁶⁸⁾, które wprowadziły zupełnie odmienne spojrzenie na taryfowanie ciepła, a w szczególności: kalkulowanie cen i stawek opłat w oparciu o koszty planowane, przyjęcie kosztów z roku kalendarzowego poprzedzającego pierwszy rok stosowania taryfy do oceny kosztów stanowiących podstawę kalkulacji cen i stawek opłat zawartych w taryfie, zmiana metodologii ustalania kosztów wytwarzania ciepła w przedsiębior-

stwach energetycznych produkujących ciepło w skojarzeniu z energią elektryczną, wprowadzenie współczynnika redukcyjnego kosztów stałych wytwarzania ciepła, uzależnienie wysokości zysku od analizy nakładów na przedsięwzięcia inwestycyjne. Nowe rozporządzenie taryfowe z 2000 r. wprowadziło także obowiązek obliczania średnich wskaźnikowych cen w celu określenia dopuszczalnego poziomu cen i stawek opłat dla pierwszego roku stosowania taryfy (rezygnacja z 15% maksymalnego wzrostu w pierwszej taryfie), uwzględnienie współczynnika korekcyjnego X_w określającego projektowaną poprawę efektywności już w pierwszym roku stosowania taryfy, wprowadzenie współczynnika X_r przy zatwierdzaniu taryf o okresie obowiązywania co najmniej dwuletnim, umożliwienie przedsiębiorstwom ciepłowniczym zmianę taryfy w przypadku nieprzewidzianej, istotnej zmiany warunków prowadzenia działalności gospodarczej oraz ustalenie maksymalnego poziomu wzrostu cen i stawek opłat dla subsydiowanych grup taryfowych.

Biorąc pod uwagę ośmioletni okres taryfowania, można w znacznym stopniu stwierdzić, że działania oddziałów miały istotny wpływ na poprawność składanych wniosków taryfowych, a także na malejącą liczbę popełnianych błędów czy prób nieuzasadnionego podniesienia kosztów działalności koncesjonowanej przedsiębiorstw energetycznych. Należy też zwrócić uwagę, że pracownicy oddziałów terenowych uczestniczyli w konferencjach, których celem było wyjaśnienie regulacji zawartych w zmieniających się przepisach prawa: chociażby sprawa ustalenia jednolitego sposobu określenia planowanej sprzedaży ciepła dla pierwszego roku stosowania taryfy. Może dlatego obowiązujące rozporządzenie taryfowe¹⁶⁹⁾ nie narzuca sposobu określenia sprzedaży ciepła, lecz pozwala przedsiębiorstwom energetycznym w oparciu o własne doświadczenia i analizę rynku określić planowaną sprzedaż.

Przy okazji tego przykładu nasuwa się stwierdzenie, że częste zmiany prawa nie wychodzą na dobre, bo przedsiębiorstwa mając doświadczenie w jednolitości przedstawianych danych, borykają się z kolejnym wyzwaniem, jakim jest uczenie się kalkulacji taryf na nowo.

Zaobserwowane w przeszłości, nadal dają się zauważyć nierzadkie przypadki, że przedsiębiorstwa planują roczne koszty prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie zaopatrzenia w ciepło, bez jakiegokolwiek ich analizy pod kątem celowości i zasadności ich poniesienia w pierwszym roku stosowania taryfy dla ciepła. Koszty faktycznie poniesione w roku po-

168) Zob. rozporządzenie Ministra Gospodarki z 12 października 2000 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie ciepłem (Dz. U. Nr 96, poz. 1053). Rozporządzenie to, na podstawie art. 5 ustawy z 24 lipca 2002 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 135, poz. 1144), utraciło moc 1 stycznia 2004 r.

169) Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 9 października 2006 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło (Dz. U. Nr 193, poz. 1423). Rozporządzenie to weszło w życie w listopadzie 2006 r. i zastąpiło rozporządzenie Ministra Gospodarki i Pracy z 30 lipca 2004 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie ciepłem (Dz. U. Nr 184, poz. 1902).

przedzającym pierwszy rok stosowania taryfy są indeksowane z zastosowaniem np. planowanego dla pierwszego roku stosowania taryfy średniorocznego wskaźnika wzrostu cen towarów i usług konsumpcyjnych. Poszukują zatem maksymalnie prostej drogi w ustaleniu planowanych kosztów, zmierzając tym samym do ewentualnego uzyskiwania nieuzasadnionych przychodów w przyszłości, chociażby z czynności rodzajowo i kosztowo niepowtarzalnych (np. remonty). Regulator wskazuje na nieprawidłowość takiego postępowania. Koszty uzasadnione, na bazie których dokonuje się wyliczeń cen i stawek opłat, są przyjmowane jako wielkości planowane. Są więc obarczone (niekiedy nawet znacznym) błędem prognozy, różnej wielkości w zależności od przyjętych założeń. Regulator może mieć i ma najczęściej inną opinię co do prawidłowości proponowanych przez przedsiębiorstwo wielkości taryfowych. To powoduje, że dojście do konsensusu wymaga kolejnych uzgodnień.

Istniejąca możliwość uwzględniania w taryfach zwrotu z kapitału wymaga szczególnie wyważonego podejścia do jego wysokości ujmowanej w kalkulacji cen i stawek opłat. Pojawiają się bowiem próby nadmiernego korzystania z tego uprawnienia i wprowadzania do kalkulacji cen i stawek opłat zawyżonego, z ekonomicznego punktu widzenia, zwrotu z kapitału zaangażowanego w działalność koncesjonowaną. W 2005 r. tylko nieliczne przedsiębiorstwa skorzystały z możliwości uwzględnienia zwrotu z kapitału w taryfach. W 2006 r. zaczęto korzystać z tego elementu cenotwórczego w odpowiednio większym zakresie i wymiarze. Charakterystyczne jest jednak to, że w znacznie mniejszym stopniu korzystają z tego uprawnienia spółki z ograniczoną odpowiedzialnością, w których udziałowcem jest miasto lub gmina, natomiast w znacznym stopniu korzystają spółki z udziałem kapitału zagranicznego.

Na zmniejszenie ilości obecnie zatwierdzanych taryf dla ciepła (tabela 19) mają wpływ przede wszystkim dwa czynniki: zmniejszanie liczby koncesjonariuszy związane m.in. ze zmianą zakresu koncesjonowania oraz zatwierdzanie taryf kilkuletnich (nawet trzyletnich) przedsiębiorstwom ciepłowniczym o ustabilizowanej

sytuacji finansowej i programie inwestycyjnym. W ostatnich kilku latach nastąpiła względna stabilizacja zmian cen i stawek opłat za ciepło wytwarzane z węgla kamiennego, która wynika głównie ze stabilizacji cen tego paliwa oraz poprawy efektywności funkcjonowania przedsiębiorstw ciepłowniczych.

Konkludując, istota regulacji polega na tym, że Regulator dokonując weryfikacji kosztów przedsiębiorstwa musi tak zweryfikować przedłożoną propozycję, aby pogodzić interes przedsiębiorstwa i odbiorców ciepła. Wbrew opinii przedsiębiorstw ciepłowniczych, ich interesy ma zawsze na uwadze. Wyrazem tego jest uznawanie tych wszystkich pozycji kosztowych, które mają racjonalny charakter, a dynamika ich wzrostu nie odbiega od ogólnopolskich tendencji.

Poza działaniem Regulatora wynikającym z przepisów prawa, uwidaczniają się działania rynku, na którym to przedsiębiorstwa energetyczne słabo się adaptujące tracą klientów – najczęściej instalujących własne źródła ciepła. Tym samym wytwarza się presja konkurencyjności. Urealnienie cen spowodowało inne podejście do zapotrzebowania na ciepło i doprowadziło do racjonalizacji zużycia i oszczędności. Wysoka cena ciepła, oferowanego przez przedsiębiorstwo energetyczne, stwarza przesłanki do dokonania przez odbiorców analizy opłacalności zastosowania rozwiązań alternatywnych. Jeśli się patrzy na kolejne lata taryfowania ciepła, należy spodziewać się utrzymania dążenia odbiorców do oszczędności, objawiającego się racjonalizacją zarówno ilości zużywanego ciepła, jak i wysokości zamówionych mocy cieplnych, oraz podejmowania działań termomodernizacyjnych.

Korzyści regulacyjne

Konsekwentne działania Regulatora w kierunku ograniczania zbyt wysokich kosztów poprzez obniżkę jednostkowych kosztów produkcji ciepła i świadczonych usług przesyłowych doprowadziły do tego, że przedsiębiorstwa nie uzależniają swoich wyników ekonomicznych już tylko od podnoszenia cen i stawek opłat. Analiza procesu zatwierdzania taryf dowodzi, że reforma instytucjonalna w ciepłownictwie przynosi pozytywne

Tabela 19. Zestawienie taryf dla ciepła – stan na 31 grudnia 2006 r.

Oddział terenowy URE	Liczba zatwierdzonych taryf							Zmiany taryf	
	I taryfa	II taryfa	III taryfa	IV taryfa	V taryfa	VI taryfa	VII taryfa		VIII taryfa
OT Warszawa	2	1	4	7	11	5	4		19
OT Wrocław	1	1		5	12	11	3	3	22
OT Poznań		6	4	6	12	14	3	6	13
OT Gdańsk		4	5	14	11	7	5		10
OT Kraków	1		8	11	19	5	2		13
OT Katowice	1	2	6	12	9	8	7		15
OT Łódź	2	3	3	3	5	7	12	3	19
OT Szczecin		3	1	5	10	11	7	4	22
OT Lublin	1	4	1	3	7	5	3	1	13
Ogółem	8	24	32	66	96	73	46	17	146

Źródło: URE

efekty. Przede wszystkim zmusiła przedsiębiorstwa do kształtowania cen na podstawie rzetelnej kalkulacji kosztów. W nowym systemie regulacyjnym przedsiębiorstwa energetyki ciepłej są traktowane jako firmy nowoczesne, prowadzące działania marketingowe, które inwestują i chcą być przyjazne środowisku. Spowodowało to spowolnienie dynamiki wzrostu cen, a w odniesieniu do części podmiotów nawet ich spadek.

Do kształtowania zachowań proefektywnościowych w całym okresie regulacji przyczyniły się następujące narzędzia, które mógł egzekwować od przedsiębiorstw lub uwzględnić na ich wnioski Prezes URE:

- przyjęcie współczynnika redukcyjnego kosztów stałych, który to mobilizował przedsiębiorstwo do dostosowywania potencjału produkcyjnego do wielkości zapotrzebowania na ciepło lub rozszerzenia sprzedaży przez pozyskiwanie nowych odbiorców w przypadku nadwyżki tego potencjału,
- ustalenie współczynnika udziału opłat stałych w cenach i stawkach opłat na poziomie nie większym niż 0,3. Miało to stymulować przedsiębiorstwo do obniżenia kosztów stałych prowadzonej działalności ciepłowniczej,
- obowiązek przedstawiania analizy porównawczej planowanego kosztu jednostkowego z kosztami wykonanymi oraz dokonanie oceny poziomu cen i stawek opłat opracowanych na podstawie tych kosztów z cenami i stawkami innych przedsiębiorstw,
- ustalanie współczynników korekcyjnych X_w , mających poprawić efektywność funkcjonowania przedsiębiorstwa z uwzględnieniem warunków prowadzenia jego działalności; przedsiębiorstwo zobowiązane decyzją Prezesa URE przeliczało ceny i stawki opłat z uwzględnieniem tych współczynników,
- przyjęcie elastycznego okresu stosowania przez przedsiębiorstwa ciepłownicze taryf, w tym poprzez określenie dłuższych okresów ich obowiązywania, możliwości przedłużania okresu obowiązywania taryf wcześniej zatwierdzonych oraz konsekwencji wprowadzania nowych regulacji prawnych określających warunki, w jakich istnieje możliwość stosowania dotychczas obowiązujących taryf do dnia wejścia w życie nowej taryfy; z tej ostatniej możliwości przedsiębiorstwa często korzystają, zwłaszcza w sytuacji relatywnie stabilnych warunków prowadzenia działalności, także z powodu niskiej inflacji.

Narzędzia, jakimi dysponuje Prezes URE, pozwalają na zatwierdzanie taryf na poziomie, który:

- zapewnia ciągłość dostaw ciepła,
- stwarza warunki dla dotrzymania standardów jakościowych obsługi odbiorców, a także służy poprawie jakości dostaw oraz rozszerzeniu działalności gospodarczej związanej z ciepłem.

Zatwierdzanie w taryfach przedsiębiorstw ciepłowniczych także stawek opłat za przyłączenie do sieci oraz weryfikowanie ich poziomu zgodnie z przepisami tak,

aby odnosiły się one tylko do 1/4 średniorocznych nakładów inwestycyjnych wynikających z planu rozwoju przedsiębiorstwa przewidzianych rocznie na budowę odcinków sieci (§ 23 ust. 1 rozporządzenia taryfowego dla ciepła), wpływa na rozwój tego rynku i gwarantuje przyszłym odbiorcom ciepła dostęp do sieci ciepłowniczych, a przedsiębiorstwu – lepsze wykorzystanie potencjału sieciowego i rozszerzenie działalności.

Należy podkreślić, że ostateczne wzrosty opłat za ciepło, w przypadku niemal wszystkich przedsiębiorstw energetycznych, są niższe od proponowanych przez nie w pierwszych wersjach składanych wniosków o zatwierdzenie taryf dla ciepła. Żądania najwyższych podwyżek zgłaszane były przez przedsiębiorstwa energetyczne wytwarzające ciepło z gazu ziemnego i oleju opałowego. Było to spowodowane wzrostami cen gazu w taryfach dostawców gazu – spółek gazowych oraz sytuacją na rynku paliw ciekłych. Poniższa tabela przedstawia tego rodzaju informacje dla poszczególnych lat okresu 2001-2006.

Tabela 20. Efekty regulacji w procesie zatwierdzania taryf na ciepło w latach 2001-2006

Lata	Przychody roczne		Obniżka przychodów	
	wnoskowane przez przedsiębiorstwa	zatwierdzone w taryfach		
	w mln zł		w %	
2001	9 448	9 026	422	4,5
2002	8 429	8 135	294	3,5
2003	8 138	7 887	251	3,1
2004	7 063	6 901	162	2,3
2005	5 725	5 551	174	3,0
2006	8 053	7 749	304	3,8

Źródło: URE

Prowadzone w latach 1999-2006 przez oddziały terenowe działania z jednej strony doprowadziły do poprawy zgodności działań przedsiębiorstw energetycznych z obowiązującymi przepisami prawa, z drugiej strony – do zapewnienia ochrony interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen, przy jednoczesnym respektowaniu prawa tych przedsiębiorstw do pokrycia uzasadnionych kosztów prowadzonej przez nie działalności koncesjonowanej. Wzrosła przy tym efektywność ich funkcjonowania. Skutkiem tych działań było także wynikające z zatwierdzonych taryf dla ciepła zmniejszenie obciążenia odbiorców z tytułu należności za ciepło w stosunku do żądanych we wnioskach składanych przez przedsiębiorstwa. Wyraża się to zmniejszeniem tych należności o 1 607 mln zł w okresie 2001-2006.

Mimo że od zatwierdzenia w oddziałach pierwszej taryfy dla ciepła minęło już osiem lat, przyzwyczajenia do planowania kosztów w nadmiernej wysokości są trwałe. Potwierdzeniem tej tezy jest fakt, że w 2006 r., w wyniku weryfikacji wniosków taryfowych, odbiorcy ciepła płacili łącznie o 304 mln zł mniej od pierwotnych oczekiwań przedsiębiorstw. Na tle lat poprzednich róż-

nica pomiędzy ceną żadaną przez przedsiębiorstwa a ostatecznie zatwierdzoną w taryfach była w 2006 r. wyraźnie wyższa; w 2006 r. odbiorcy płacili za ciepło średnio 3,8% mniej w stosunku do opłat, jakie musieliby ponieść według cen i stawek opłat, o jakie pierwotnie wnioskowały przedsiębiorstwa.

Ostateczne ustalenie taryf przez przedsiębiorstwa na poziomie wynikającym ze zweryfikowanych przez Regulatora kosztów potwierdza, że w sposób właściwy zostały odczytane przez Regulatora „zapędy” do stanowienia cen na poziomie zawyżonym, niemającym merytorycznego uzasadnienia, a Regulator swoim działaniem zabezpieczył interes przedsiębiorstwa energetycznego i właściwie zrealizował ochronę odbiorców ciepła przed nieuzasadnionym poziomem cen.

Nadal jednak, mimo istniejącej asymetrii informacyjnej i zmian zachodzących w strukturze i sposobie funkcjonowania przedsiębiorstw ciepłowniczych, istnieją niewykorzystane przez przedsiębiorstwa przy ustalaniu taryf możliwości poprawy efektywności ich funkcjonowania, ponieważ sytuacja finansowa sektora ulega systematycznej poprawie.

Można stwierdzić, że wynikiem działań Regulatora jest:

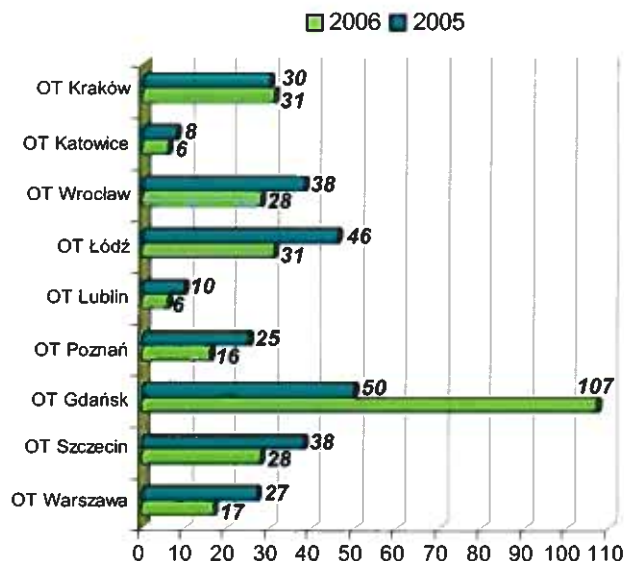
- uporządkowanie rynku ciepłowniczego, stymulowanie zachowań proefektywnościowych i prooszczędnościowych zarówno po stronie przedsiębiorstw energetycznych, jak i odbiorców ciepła,
- zmiana w strukturze własności przedsiębiorstw ciepłowniczych – większość obecnych przedsiębiorstw stanowią spółki kapitałowe,
- ograniczenie działalności ciepłowniczej prowadzonej przez przedsiębiorstwa przemysłowe, w których działalność ta była marginalna i nie wiązała się z branżą energetyczną.

Obecność Regulatora na rynku ciepła jest zatem niezbędna, a potwierdzają to dotychczasowe efekty jego działania.

3. Pozostała działalność OT na rynku ciepła

Oddziały terenowe w ramach działań regulacyjnych na rynku ciepłowniczym, poza koncesjonowaniem i zatwierdzaniem taryf, zajmują się również rozpatrywaniem skarg na działalność przedsiębiorstw ciepłowniczych (rysunek 12), 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.

W początkowym okresie regulacji zdecydowaną większość spraw spornych w oddziałach terenowych stanowiły sprawy wnoszone przez odbiorców ciepła. W następnych latach w strukturze sporów dominujące miejsce ciepła zajęły inne nośniki energii.



Rysunek 12. Liczba skarg dotyczących ciepła w latach 2005-2006 (Źródło: URE)

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 dostawca ciepła – odbiorca, 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 konsekwencji wzrosła ostatnio liczba skarg dotyczących samodzielnie ustalonych cen i stawek opłat przez niekoncesjonowane już przedsiębiorstwa ciepłownicze, które nadal prowadzą działalność w zakresie zaopatrzenia odbiorców w ciepło.

W trakcie rozstrzygania sporów i rozpatrywania skarg pracownicy oddziałów terenowych dążą do eliminacji 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 2006 był drugim 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. Przesłanką wprowadzenia tej regulacji prawnej była ochrona interesu potencjalnych odbiorców przed monopolistycznymi praktykami przedsiębiorstw energetycznych w zakresie przyłączeń do sieci. W przypadku przedsiębiorstw ciepłowni-

czych, liczba rozpatrywanych spraw dotyczących odmowy przyłączenia do sieci z powodu braku warunków ekonomicznych utrzymała się na marginalnym poziomie w stosunku do innych nośników energii.

Liczba rozpatrywanych spraw, których tematyka dotyczy kwestii standardów jakościowych obsługi odbiorców, zasady dostępu stron trzecich do sieci oraz zagadnień związanych z przyłączeniem do sieci i zawieraniem umów sprzedaży energii, utrzymuje się na tym samym poziomie.

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.

D. INNE ZADANIA PREZESA URE

1. Koncesjonowanie paliw ciekłych

W 2006 r. nie nastąpiły znaczące zmiany przepisów dotyczących koncesjonowania działalności gospodarczej związanej z rynkiem paliw ciekłych. W roku sprawozdawczym obejmowało ono wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, magazynowania oraz obrotu tymi paliwami. Obecnie jedyną działalnością, która nie wymaga udzielania koncesji jest obrót gazem płynnym (LPG), o ile wartość tego obrotu nie przekracza równowartości 10 tys. EUR rocznie.

Wytwarzanie paliw ciekłych

Koncesjonowanie wytwarzania paliw ciekłych dotyczyło, podobnie jak w 2005 r., głównie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania oleju napędowego, w tym takiego, w którym zawartość biokomponentów przekraczała 5%, oraz oleju opałowego. W 2006 r. zostały również udzielone pierwsze koncesje na wytwarzanie gazu płynnego.

Łącznie udzielono 14 koncesji na wytwarzanie paliw ciekłych, w tym dwie na wytwarzanie gazu płynnego.

31 grudnia 2006 r. udzielonych i ważnych było 88 koncesji na wytwarzanie paliw ciekłych.

Magazynowanie paliw ciekłych

W 2006 r. Prezes URE udzielił czterech koncesji na magazynowanie paliw ciekłych. Przy tym należy zauważyć, że wnioski o ich udzielenie pochodziły od przedsiębiorców, którzy posiadali infrastrukturę techniczną przejętą od podmiotów, które zrezygnowały z tego rodzaju działalności lub też infrastruktura techniczna wcześniej była użytkowana w innym celu, np. zbiorniki służyły jedynie do gromadzenia paliw na własne potrzeby.

31 grudnia 2006 r. ważnych było 110 koncesji na magazynowanie paliw ciekłych.

Obrót paliwami ciekłymi

Koncesjonowanie działalności gospodarczej polegającej na obrocie paliwami ciekłymi w 2006 r. polega-

ło przede wszystkim na udzielaniu nowych koncesji oraz dokonywaniu zmian już istniejących. W 2006 r. wpłynęło 1 164 wniosków o udzielenie koncesji.

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, umorzeniem postępowania, gdy rezygnował on z wykonywania działalności koncesjonowanej lub też jego wniosek pozostawiany był bez rozpatrzenia zgodnie z postanowieniami ustawy o swobodzie działalności gospodarczej, gdy wnioskodawca nie uzupełnił wymaganych dokumentów. Najczęstszą przyczyną odmów udzielenia koncesji to brak posiadania lub możliwości udokumentowania posiadania przez przedsiębiorcę środków finansowych umożliwiających prawidłowe wykonywanie działalności gospodarczej.

W 2006 r. Prezes URE udzielił 975 koncesji na obrót paliwami ciekłymi, odmówił 123 przedsiębiorcom, a 432 wniosków nie rozpatrzył.

Łącznie na 31 grudnia 2006 r. ważnych było 8 580 koncesji na obrót paliwami ciekłymi.

Zmiany koncesji

Zgodnie z postanowieniami art. 41 Prawa energetycznego i art. 155 Kpa Prezes URE 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 prywatyzacją przedsiębiorcy, sprzedażą przedsiębiorstwa lub wniesieniem go aportem do spółki prawa handlowego.

Ze względu na fakt, że po wejściu w życie ustawy o swobodzie działalności gospodarczej w koncesji powinien zostać umieszczony numer identyfikacji podatkowej (NIP), w każdym przypadku złożenia wniosku przez przedsiębiorcę o zmianę koncesji jest on proszo-

ny o rozważenie możliwości uzupełnienia wniosku o dokonanie zamiany numeru REGON na numer NIP. Wszyscy przedsiębiorcy, którym zaproponowano powyższe uzupełnienie wniosku, wrzili 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 możliwości udokumentowania posiadania przez przedsiębiorcę środków finansowych pozwalających prawidłowo wykonywać działalność gospodarczą w zakresie, w jakim wnioskował o zmianę koncesji.

W 2006 r. wpłynęło 489 wniosków o zmianę decyzji koncesyjnej w zakresie obrotu paliwami ciekłymi, wydano natomiast 511 decyzji. (Liczba decyzji zmieniających koncesję jest większa od liczby wniosków, ponieważ w 2006 r. zakończono rozpatrywanie wniosków, które wpłynęły jeszcze w 2005 r.) Ponadto zostało wydanych 20 decyzji zmieniających 18 koncesji na wytwarzanie paliw ciekłych oraz 27 decyzji zmieniających 22 koncesje na ich magazynowanie¹⁷⁰).

Cofnięcia i wygaśnięcia koncesji

W okresie sprawozdawczym Prezes URE wydawał także decyzje w sprawie cofnięcia koncesji. Działania takie były podejmowane, gdy:

- przedsiębiorca zaprzestał wykonywania koncesjonowanej działalności gospodarczej,
- przedsiębiorca nie uiszczał opłat koncesyjnych,
- przedsiębiorca w sposób rażący naruszył warunki udzielonej koncesji (np. wprowadzał do obrotu – wielokrotnie lub w znacznej skali – paliwa o jakości, niezgodnie z obowiązującymi przepisami).

W 2006 r. Prezes URE cofnął 300 koncesji na obrót paliwami ciekłymi, w tym 26 za wielokrotne wprowadzanie do obrotu paliw o niewłaściwej jakości. Ponadto zostało cofniętych 14 koncesji na wytwarzanie paliw ciekłych i tyle samo na magazynowanie tych paliw.

W 2006 r. wydano 150 decyzji, w których orzeczono wygaśnięcie koncesji na obrót paliwami ciekłymi. Koncesja udzielona przedsiębiorstwu na podstawie ustawy wygasa przed upływem czasu, na jaki została wydana, z dniem wykreślenia tego przedsiębiorstwa z właściwego rejestru lub ewidencji (art. 42). 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

170) Liczba decyzji zmieniających koncesję jest większa od liczby zmienionych koncesji, ponieważ niektórzy przedsiębiorcy więcej niż raz w roku występowali z wnioskami o zmianę koncesji. Zmiany w powyższych przypadkach dotyczyły rozszerzenia wykonywanej działalności lub też zmian w nazwie lub siedzibie przedsiębiorców.

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.

2. Koncesjonowanie odnawialnych źródeł energii

Podobnie jak w latach poprzednich, także w 2006 r. każdy podmiot rozpoczynający działalność gospodarczą polegającą na wytwarzaniu energii elektrycznej w odnawialnym źródle energii (niezależnie od mocy zainstalowanej źródła) podlegał koncesjonowaniu¹⁷¹).

W roku sprawozdawczym Prezes URE wydał 58 decyzji o udzieleniu koncesji dla instalacji – o łącznej mocy zainstalowanej 202 MW – wytwarzających energię elektryczną w odnawialnych źródłach energii (OZE), 99 wniosków o zmianę i 16 wniosków o cofnięcie koncesji. Jedną z bardziej charakterystycznych zmian dokonywanych w koncesjach były te dokonywane w koncesjach dużych jednostek systemowych polegające na uwzględnianiu w nich tzw. technologii współspalania¹⁷²). Na 31 grudnia 2006 r., moc zainstalowana źródeł wytwarzających energię elektryczną w oparciu o tę technologię można oszacować na 1 700 MW.

Szczegółowe informacje dotyczące potencjału odnawialnych źródeł energii (bez uwzględnienia technologii współspalania) przedstawia tabela 21.

Tabela 21. Instalacje wytwarzające energię elektryczną w OZE – koncesje ważne na 31 grudnia 2006 r.

Rodzaj źródła OZE	Moc zainstalowana [MW]	Liczba instalacji [szt.]
Elektrownie na biomasę	238,79	6
Elektrownie na biogaz	36,76	74
Elektrownie wiatrowe	152,56	104
Elektrownie wodne	1 081,43	684
Łącznie	1 307,54	868

Źródło: URE

W 2006 r. do Prezesa URE wpłynęło także 39 wniosków o udzielenie promesy koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w OZE. Do końca roku zostało rozpatrzonych z wynikiem pozytywnym (wydaniem decyzji o udzieleniu stosownej promesy) 36 z nich. Łączna moc zainstalowana objęta promesami wynosi 692,482 MW (tabela 22, str. 146).

171) Ze względu na liczne pytania kierowane do URE dotyczące procesu koncesjonowania, w celu jego usprawnienia, został sporządzony i opublikowany na stronie internetowej Urzędu swoisty „przewodnik po koncesjonowaniu” – pakiet informacyjny. Zawiera on wzór wniosku o udzielenie koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w odnawialnym źródle energii oraz wykaz wszystkich dokumentów niezbędnych do załączenia do wniosku.

172) Wspólne spalanie paliw kopalnych i biomasy lub biogazu.

Tabela 22. Instalacje wytwarzające energię elektryczną w OZE – promesy koncesji udzielone do 31 grudnia 2006 r.

Rodzaj źródła OZE	Moc zainstalowana [MW]	Liczba instalacji [szt.]
Elektrownie na biomasę	0,526	1
Elektrownie na biogaz	2,661	2
Elektrownie wiatrowe	675,344	26
Elektrownie wodne	0,451	5
Współspalanie	13,500	2
Łącznie	692,482	36

Źródło: URE

Do Prezesa URE wpłynęło również siedem wniosków o rozszerzenie warunków udzielonej koncesji na wytwarzanie ciepła, poprzez uwzględnienie w nich technologii współspalania. Do końca 2006 r. pozytywnie rozpatrzono trzy wnioski, natomiast jeden wniosek ze względu na braki formalno-prawne pozostawiono bez rozpatrzenia. Do końca 2006 r. nie zakończono trzech postępowań administracyjnych w sprawie rozszerzenia warunków udzielonej koncesji na wytwarzanie ciepła poprzez uwzględnienie w nich technologii współspalania.

3. Wspieranie odnawialnych źródeł energii

Potrzeba wsparcia wytwarzania energii elektrycznej w źródłach odnawialnych wynika z potrzeby bezpieczeństwa energetycznego i ochrony środowiska. Dlatego podejmowane są działania mające doprowadzić do systematycznego ich rozwoju¹⁷³). Od początku obowiązywania Prawo energetyczne zawierało regulację promującą energię odnawialną. System wsparcia opierał się na ustawowym obowiązku zakupu (lub wytworzenia) przez przedsiębiorstwa energetyczne energii elektrycznej w źródłach odnawialnych. Jednocześnie prawo przewiduje sankcję – nakładanie przez Regulatora kar pieniężnych na podmioty, które się z niego nie wywiązują.

Początkowo uregulowania dotyczące tej kwestii (obowiązujące do 13 czerwca 2000 r.) miały charakter wręcz lakoniczny, ale z biegiem czasu uległy istotnym zmianom. I tak od 2004 r. rozliczanie obowiązku zakupu odnawialnej energii oraz jego dokumentowanie jest związane ze świadectwem pochodzenia tej energii, zwane dalej „świadectwem pochodzenia”¹⁷⁴). Od tego momentu podstawowym mechanizmem wsparcia produkcji energii elektrycznej z OZE, mającym przyczynić się do ich rozwoju, stał

173) Ważnym impulsem takich działań było wyznaczenie państwom członkowskim UE referencyjnego wskaźnika krajowego udziału energii elektrycznej wytworzonej w OZE w całkowitym zużyciu energii elektrycznej do 2010 r. (Dyrektywa 2001/77/WE).

174) I tak, od 14 czerwca 2000 r. do 31 grudnia 2002 r. zagadnienie to regulował art. 9 ust. 3, w brzmieniu nadanym temu artykułowi przez ustawę z 26 maja 2000 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2000 r. Nr 48, poz. 555).

się system wydawania i umarzania świadectw pochodzenia. Został on wprowadzony przy założeniu, że podstawą tego wsparcia jest obowiązek zakupu świadectw pochodzenia lub wniesienie opłaty zastępczej. Wysokość jednostkowej opłaty zastępczej została określona na poziomie 240 zł/MWh, co obowiązywało do końca 2006 r.¹⁷⁵)

Jak wskazuje dotychczasowe funkcjonowanie mechanizmu wsparcia, podstawowym jego mankamentem jest sztywna wysokość opłaty zastępczej, silnie i bezpośrednio wpływająca na cenę świadectw pochodzenia. Z doświadczeń 2006 r. wynika, że rosnący popyt na świadectwa powoduje, że producenci energii odnawialnej nie konkurują ze sobą, a świadectwa pochodzenia sprzedają po najwyższej cenie, równej bez mała opłacie zastępczej. Zatem cena świadectw pochodzenia nie ma powiązania z rzeczywistymi kosztami wytwarzania energii elektrycznej, co jest sprzeczne z założeniami przyjętymi przy wprowadzaniu mechanizmu. Trudno jest jeszcze w pełni ocenić skutki wprowadzenia tego mechanizmu wsparcia, ze względu na krótki okres jego funkcjonowania, niemniej jednak biorąc pod uwagę 2006 r. można zauważyć, że bezpośrednio wpływa on na cenę energii elektrycznej, a tym samym na wzrost cen energii dla odbiorców końcowych.

3.1. Wydawanie i umarzanie świadectw pochodzenia

Rok 2006 był kolejnym rokiem funkcjonowania systemu wydawania i umarzania świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w źródłach odnawialnych. W tym czasie Prezes URE wydał 4 112 świadectw na wolumen energii 4 449 960,354 MWh¹⁷⁶) (tabela 23).

Z kolei w okresie od 1 stycznia 2003 r. do 31 grudnia 2004 r. zagadnienie rozliczania obowiązku zakupu energii elektrycznej (i ciepła) oraz dokumentowania pochodzenia energii regulowały: art. 9a, dodany przez ustawę z 24 lipca 2002 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2002 r. Nr 135, poz. 1144) i art. 9e dodany przez ustawę z 2 kwietnia 2004 r. (Dz. U. z 2004 r. Nr 91, poz. 875). Ważnym elementem mechanizmu wsparcia stał się wspomniany art. 9e, którego ust. 1 stanowił, że: *Potwierdzeniem wytworzenia energii elektrycznej w odnawialnym źródle energii jest świadectwo pochodzenia tej energii, zwane dalej „świadectwem pochodzenia”*. Kolejne istotne zmiany, które zasadniczo ukształtowały obowiązujący system wsparcia i rozliczenia obowiązku zakupu, zostały dokonane ustawą z 4 marca 2005 r. (Dz. U. z 2005 r. Nr 62, poz. 552) oraz ustawą z 12 stycznia 2007 r., pierwsza z nich weszła w życie 3 maja 2005 r., druga 24 lutego 2007 r. (Dz. U. z 2007 r. Nr 21, poz. 124).

175) Począwszy od 2007 r. opłata zastępcza zostanie (art. 9a ust. 3) zwaloryzowana średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych (CPI) i ogłoszona przez Prezesa URE do 31 marca 2007 r. Natomiast obowiązywać zacznie dopiero od momentu wywiązania się przedsiębiorstw energetycznych z obowiązku za 2007 r.

176) Liczba zawiera świadectwa wydawane na część produkcji 2005 r., ale nie obejmuje całej ilości energii elektrycznej wytworzonej w IV kwartale 2006 r., ponieważ świadectwa pochodzenia na tę energię wydawane są na początku 2007 r.

Tabela 23. Świadectwa pochodzenia wydane w 2006 r. (za produkcję w 2005 i 2006 r.) w rozbiu na poszczególne technologie wytwarzania

Rodzaj OZE	Okres wytwarzania 1.01.2005 – 31.12.2005		Okres wytwarzania 1.01.2006 – 31.12.2006	
	ilość energii [MWh]	ilość SP [szt.]	ilość energii [MWh]	ilość SP [szt.]
Elektrownie na biogaz	29712,5920	56	89 031,927	254
Elektrownie na biomasę	125895,6760	8	455 895,111	47
Elektrownie wiatrowe	40795,6060	57	196 349,080	261
Elektrownie wodne	316481,6808	629	1 783 925,632	2682
Współspalanie	281520,8770	14	1 130 352,172	104
Łącznie	794 406,4320	764	3 655 553,922	3 348

Źródło: URE

Jednocześnie przedsiębiorstwa energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na wytwarzaniu lub obrocie energią elektryczną i sprzedające ją do odbiorców końcowych, w celu wywiązania się z ustawowego obowiązku za 2006 r., występowały do Prezesa URE z wnioskami o umorzenie świadectw pochodzenia. Prezes URE umorzył 4 659 świadectw pochodzenia na łączny wolumen energii 3 884 211,853 MWh.

Tabela 24. Wolumen energii elektrycznej oraz liczba umorzonych SP

Rok	Wolumen energii [MWh]	Liczba SP [szt.]
2005	3 208 610,800	4 536
2006	3 884 211,853	4 659
Łącznie	7 092 822,653	9 195

Źródło: URE

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 wytwarzaniu energii elektrycznej lub obrocie nią kontroluje Prezes URE.

Do 30 września 2005 r., przedsiębiorstwo energetyczne było obowiązane, na warunkach określonych w rozporządzeniu¹⁷⁷⁾ (wydanym na podstawie art. 9a ust. 6 Prawa energetycznego) do zakupu lub wytworzenia energii elektrycznej w źródłach odnawialnych przyłączonych do wspólnej sieci oraz jej odsprzedaży bezpośrednio lub pośrednio odbiorcom dokonującym zakupu energii elektrycznej na własne potrzeby, a tak-

177) Rozporządzenie 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. z 2005 r. Nr 261, poz. 2187).

że (zgodnie z art. 9e ust. 6) przekazania uzyskanych świadectw pochodzenia przedsiębiorstwom energetycznym dokonującym zakupu w celu jej odsprzedaży. Natomiast od 1 października przedsiębiorstwo energetyczne zobowiązane było do uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE odpowiedniej ilości świadectw pochodzenia energii elektrycznej lub uiszczenia opłaty zastępczej w stosunku do energii elektrycznej sprzedanej do odbiorców końcowych (zgodnie z treścią art. 9a ust. 1, obowiązującą od 1 października 2005 r. Jednocześnie w myśl § 3 pkt 1 przywołanego rozporządzenia przedsiębiorstwo energetyczne w 2005 r. powinno osiągnąć 3,1% udział odnawialnej energii elektrycznej (wynikającej ze świadectw pochodzenia, które przedstawiło do umorzenia, lub uiszczonych opłat zastępczej) w całkowitym wolumenie sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym.

W związku z powyżej opisanymi zmianami sposobu realizacji obowiązku, wywiązanie się z niego we właściwy sposób w 2005 r., było możliwe w jeden z następujących sposobów:

- przedstawienie umorzonych do 30 września 2005 r. świadectw pochodzenia wydanych na zasadach funkcjonujących od 1 stycznia 2005 r. do 30 września 2005 r.,
- przedstawienie umorzonych do 31 marca 2006 r. świadectw pochodzenia na nowych zasadach prawnych, a więc po uzyskaniu odpowiedniego zaświadczenia z Towarowej Giełdy Energii,
- przedstawienie dokumentu potwierdzającego wniesienie opłaty zastępczej w przypadku, gdy przedsiębiorstwo nie miało odpowiedniej ilości umorzonych świadectw pochodzenia,
- nabycie w celu odsprzedaży do swoich odbiorców końcowych energii elektrycznej według zatwierdzonej przez Prezesa URE taryfy (przy uwzględnieniu konieczności uzupełnienia tej ilości do wymaganego w 2005 r. poziomu 3,1% poprzez zakup świadectw pochodzenia bądź uiszczenie opłaty zastępczej).

Należy więc zauważyć, że wywiązać się z obowiązku za 2005 r. mógł każdy podmiot zobowiązany. Istotny jest także fakt, że każdy podmiot mógł wywiązać się z nałożonego obowiązku przez zakup bądź to odpo-

wiedniej ilości energii elektrycznej, w ślad za którą zostały mu przekazane świadectwa pochodzenia (w okresie od 1 stycznia do 30 września 2005 r.), bądź też przez zakup odpowiedniej ilości praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia na Towarowej Giełdzie Energii (w okresie od 1 października 2005 r. do 31 marca 2006 r.). W 2005 r. istniała bowiem nadwyżka produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w stosunku do obowiązkowego limitu wynikającego z przepisów prawa.

Kontrolą realizacji obowiązku za 2005 r. objęto 999 przedsiębiorstw energetycznych prowadzących działalność gospodarczą na podstawie udzielonej przez Prezesa URE koncesji na wytwarzanie lub obrót energią elektryczną. Z grupy tej wyłoniono 232 przedsiębiorstwa, które w 2005 r. sprzedawały energię elektryczną do odbiorców końcowych, zatem faktycznie podlegających obowiązkowi, o którym mowa w art. 9a ust. 1. Następnie po ocenie zgromadzonych dokumentów Prezes URE w stosunku do 47 z kontrolowanych przedsiębiorstw wszczął postępowania administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej w związku z ujawnieniem nieprawidłowości polegających na nieprzestrzeganiu obowiązku określonego w art. 9a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

Przedsiębiorstwa, w stosunku do których wszczęto postępowanie administracyjne, w odpowiedzi na wezwanie Prezesa URE złożyły dodatkowe wyjaśnienia i dokumenty, których analiza pozwoliła na podjęcie przez Prezesa URE decyzji o nałożeniu kary pieniężnej na 28 spośród nich. Ze zgromadzonego materiału dowodowego wynikało bowiem, że przedsiębiorstwa te nie wywiązały się w 2005 r. z określonego prawnie obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii lub uiszczenia opłaty zastępczej. Tylko pięciu z nich złożyło do SOKiK odwołanie od decyzji Prezesa URE.

Prezes URE podjął także 19 decyzji o umorzeniu postępowań o ukaranie, ponieważ po analizie dokumentów i wyjaśnień nadesłanych już po wszczęciu postępowania o wymierzenie kary pieniężnej okazało się, że przedsiębiorstwa te nie były w 2005 r. objęte omawianym obowiązkiem. Ustalono bowiem bezspornie, że w ogóle nie prowadziły działalności polegającej na sprzedaży energii do odbiorców końcowych (mimo przekazania pierwotnie odmiennych informacji) lub osiągnęły wskaźnik wskazany w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z 19 grudnia 2005 r.

Jak wynika z tłumaczeń przedsiębiorców, najczęstszą przyczyną powstawania nieprawidłowości powodujących naruszenie art. 9a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne była nieznamość prawa i brak świadomości obowiązków, wadliwe uwzględnianie ilości energii zakupionej w ramach taryfy (wyliczano ilość energii z całości energii zakupionej taryfowo, a nie jedynie jej części zawartej w energii odsprzedanej do odbiorców końcowych). Częstą przyczyną uchybień było także

umorzenie świadectw pochodzenia lub uiszczenie opłaty zastępczej za brakującą do wypełnienia obowiązku ilość energii elektrycznej po wskazanym w ustawie terminie (czyli po 31 marca 2006 r.).

Łączna wysokość nałożonych kar pieniężnych w związku z ujawnieniem nieprawidłowości polegających na nieprzestrzeganiu w 2005 r. obowiązku określonego w art. 9a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne wyniosła 2 924 099,75 zł.

Reasumując, należy wskazać, że ze względu na dokonujące się w 2005 r. zmiany treści art. 9a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, proces kontroli wypełnienia w 2005 r. obowiązku był procesem złożonym, wymagającym operowania bardzo zróżnicowanymi regulacjami prawnymi oraz czasochłonnym. Na wzrost czasochłonności samego procesu kontroli miał wpływ trzykrotny wzrost (w stosunku do 2004 r.) liczby kontrolowanych podmiotów (kontroli poddano przedsiębiorstwa zajmujące się zarówno obrotem, jak i wytwarzaniem energii elektrycznej), a także zapis art. 9a ust. 5 oraz art. 9e ust. 14 ustawy – Prawo energetyczne, warunkujący rozpoczęcie rozliczenia wywiązania się przedsiębiorstw z obowiązku za 2005 r. najwcześniej w II kwartale 2006 r.

W 2006 r. zostało także wszczętych 91 postępowań administracyjnych w związku z odmową udzielenia przez przedsiębiorstwa energetyczne informacji żądanych przez Prezesa URE na podstawie art. 28 ustawy – Prawo energetyczne. Przedsiębiorstwa te zostały wezwane do przekazania wyjaśnień o dokonanej w okresie od 1 stycznia 2005 r. do 31 grudnia 2005 r. sprzedaży energii elektrycznej na rzecz odbiorców końcowych, w celu zbadania realizacji obowiązku określonego w art. 9a ust. 1 i 8 ustawy – Prawo energetyczne. Po nadesłaniu dokumentów i wyjaśnień w stosunku do 40 z tych przedsiębiorców podjęto decyzję o umorzeniu postępowania na podstawie art. 105 § 1 Kpa ze względu na ich bezprzedmiotowość. Postępowania administracyjne wszczęte w stosunku do pozostałych 51 przedsiębiorstw energetycznych w 2006 r. nie zostały zakończone.

3.3. Wstępna ocena realizacji obowiązku w 2006 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). W związku z tym, że 2006 r. był pierwszym pełnym rokiem, w którym stan prawny dotyczący odnawialnych źródeł energii nie zmieniał się zasadniczo, a sposób realizacji obowiązku nie budził już tylu wątpliwości, wydaje się, że przedsiębiorstwa energetyczne nie będą miały już problemów z jego realizacją. Za słusznością takiego stwierdzenia przemawia to, że już na etapie taryfowania przedsiębiorstwa energetyczne zobowiązane są brać pod uwagę sposób reali-

zacji przedmiotowego obowiązku poprzez zawarcie w taryfie dwóch zestawów cenowych. Pierwszego zestawu – dla odbiorców końcowych, który będzie zawierał ceny energii elektrycznej skalkulowane na podstawie pełnego portfela zakupu, oraz zestawu drugiego – w którym kalkulacja cen energii nie będzie uwzględniała kosztów zakupu świadectw pochodzenia i energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła. W taryfie (w ramach obrotu regulowanego) została zatem wyraźnie rozdzielona energia elektryczna sprzedawana przedsiębiorstwu dokonującego zakupu na potrzeby własne od tej na potrzeby odbiorców końcowych.

4. Wspieranie źródeł wytwarzających energię elektryczną w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła

Podstawowym mechanizmem wsparcia produkcji energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła (w latach 1997-2006) jest jej obowiązkowy zakup nałożony na przedsiębiorstwa prowadzące działalność gospodarczą polegającą na wytwarzaniu energii elektrycznej lub obrocie nią i sprzedające ją do „odbiorców zużywających ją na własne potrzeby”, a późniejszych regulacjach – „końcowych”¹⁷⁸⁾. Przy czym obowiązek ten uznaje się za spełniony, jeżeli przedsiębiorstwo zobowiązane wykaże się odpowiednim udziałem energii ze skojarzenia w stosunku do całkowitej ilości energii elektrycznej sprzedanej odbiorcom końcowym.

Wypełnienie obowiązku za rok 2006, jak i jego ocena (ze względu na brak przeniesienia do krajowego porządku prawnego przepisów Dyrektywy 2004/8/EC, która m.in. przewiduje nowy mechanizm wsparcia w postaci „czerwonych certyfikatów”¹⁷⁹⁾), następuje na zasadach dotychczasowych.

4.1. Kontrola realizacji obowiązku zakupu energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła

W roku sprawozdawczym Prezes URE przeprowadził kontrolę wypełnienia obowiązku zakupu energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł wytwarzających energię elektryczną w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła za 2005 r.

Przedsiębiorstwa, na których ciąży ten obowiązek, powinny osiągnąć 13,7% udział – zakupionej energii elektrycznej ze skojarzonych źródeł energii przyłączo-

nych do sieci lub wytworzonej we własnych skojarzonych źródłach i sprzedanej odbiorcom na ich własne potrzeby – w całkowitej rocznej sprzedaży energii elektrycznej tym odbiorcom¹⁸⁰⁾.

Podobnie, jak w przypadku sprawdzenia realizacji obowiązku zakupu energii elektrycznej pochodzącej z OZE, kontrolą realizacji obowiązku zakupu energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł wytwarzających energię elektryczną w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła w 2005 r. objęto tę samą grupę 999 podmiotów. W stosunku do 51 z kontrolowanych przedsiębiorstw Prezes URE wszczął postępowania administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej w związku z ujawnieniem nieprawidłowości polegających na nieprzebrnięciu obowiązku zakupu energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł wytwarzających energię elektryczną w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła.

W odniesieniu do dziewięciu przedsiębiorstw podjęto decyzję o umorzeniu postępowania administracyjnego (w związku z uzyskaniem dodatkowych materiałów dowodowych przesłanych po wszczęciu postępowania administracyjnego). W stosunku do pozostałych 42 do końca 2006 r. postępowania administracyjne nie zostały ostatecznie zakończone. Wynika to z faktu, że rozliczenie obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł skojarzonych stanowi zadanie nader skomplikowane. Konieczne jest bowiem przeanalizowanie fizycznych przepływów energii elektrycznej pomiędzy kilkudziesięcioma podmiotami w całym 2005 r.

Po dogłębnej analizie ustalono jednak, że ilości wytworzonej energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła w 2005 r. były niewystarczające do wypełnienia obowiązku przez wszystkie przedsiębiorstwa, których sprawa dotyczyła. Ustalenie to stanowić będzie niewątpliwie istotną przesłankę przy ocenie realizacji indywidualnych obowiązków.

Badanie realizacji obowiązku zakupu energii ze skojarzenia za 2005 r., ujawniło pewne nieprawidłowości. Polegały one na zakupie energii elektrycznej od przedsiębiorstw wytwarzających ją w oparciu o technologię współspalania oraz spalania biomasy, jako pochodzącej ze skojarzenia, a na którą zostały wydane świadectwa pochodzenia. Była to zatem ta energia, która skorzystała już z mechanizmu wsparcia przeznaczonego dla OZE¹⁸¹⁾.

Względem siedmiu podmiotów, które nie wypełniły obowiązku z powodu zakupu energii elektrycznej z „podwójną cechą” wszczęto postępowania admini-

178) Początkowo w art. 9, następnie art. 9a ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne.

179) Dyrektywa 2004/8/EC Parlamentu Europejskiego i Rady z 11.02.2004 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 z 2004 r. Nr 52, poz. 50). Termin na jej transpozycję upłynął 21 lutego 2006 r.

180) Zgodnie z art. 9a ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne i rozporządzeniem Ministra Gospodarki i Pracy z 9 grudnia 2004 w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku zakupu energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła (Dz. U. z 2004 r. Nr 267, poz. 2657).

181) Zgodnie z obowiązującymi regulacjami prawnymi niezasadne jest kwalifikowanie zakupu energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła w odnawialnym źródle energii jako jednoczesnego wypełnienia kilku obowiązków, o których mowa w przepisach ustawy – Prawo energetyczne.

stracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej za niewywiązanie się z obowiązku zakupu energii elektrycznej ze skojarzenia za rok 2005.

Ponadto postępowania w sprawie wymierzenia kary pieniężnej wszczęto także w odniesieniu do trzech podmiotów, u których dostrzeżono uchybienia polegające na niezaliczeniu do ilości energii objętej obowiązkiem energii sprzedanej do odbiorców końcowych, którą nabywcy zakupili na podstawie umowy kupna – sprzedaży w ramach tzw. zakupu na wymianę (energii konwencjonalnej na energię ze skojarzenia, bądź energię odnawialną) i zużyli ją na własne potrzeby.

4.2. Wstępna ocena realizacji obowiązku w 2006 r.

Ocena realizacji obowiązku zakupu energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła w 2006 r., podobnie jak w 2005 r., będzie nadal czasochłonna i skomplikowana. Wynika to z faktu, że nadal konieczne będzie przesłanie setek faktur dokumentujących transakcje zawarte pomiędzy przedsiębiorstwami produkującymi taką energię a takimi, na których ciąży obowiązek zakupu. Sytuacja może się jeszcze bardziej skomplikować wobec faktu, że Polska nie przeniosła przepisów Dyrektywy 2004/8/WE do krajowego porządku prawnego. Spowodowało to, że część przedsiębiorstw uznała, iż możliwe będzie zaliczenie energii elektrycznej produkowanej z oszczędnością 10% paliwa pierwotnego na potrzeby wypełnienia obowiązku zakupu energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła za 2006 r.¹⁸²⁾ W celu rozwiania powstałych wątpliwości co do sposobu rozliczania ich z obowiązku zamieszczono na stronie internetowej Urzędu komunikat jego Prezesa informujący, że energia elektryczna, nawet jeśli spełnia parametry określone w dyrektywie, a nie spełnia wymogów stawianych przez prawodawstwo krajowe, nie zostanie uznana do wypełnienia obowiązku zakupu energii elektrycznej ze skojarzenia.

Wprowadzenie systemu świadectw pochodzenia z kogeneracji (wraz z alternatywną możliwością wypełnienia obowiązku poprzez uiszczenie opłaty zastępczej) znacznie uprościłoby zarówno możliwość wywiązania się z tego obowiązku przez przedsiębiorstwa zobowiązane, jak i rozliczanie tego obowiązku przez Prezesa URE.

4.3. Obliczanie i publikowanie średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła

W 2005 r. kolejna nowelizacja prawa energetycznego rozszerzyła m.in. obowiązek Regulatora polegający na zbieraniu i przetwarzaniu informacji dotyczących przedsiębiorstw energetycznych o obliczanie i publiko-

¹⁸²⁾ Przedsiębiorstwa te powołują się w tym zakresie na tzw. bezpośrednią stosowalność dyrektywy.

wanie w terminie do 31 marca każdego roku średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła.

Po raz pierwszy cena ta została policzona w 2005 r. za poprzedni rok kalendarzowy (2004) i wyniosła 134 zł/MWh. Natomiast w 2006 r. obliczono cenę za 2005 r. i ukształtowała się ona na poziomie 136,19 zł/MWh.

Informacja o tej cenie ukazała się na stronie internetowej URE.

5. Kontrola zapasów paliw

W 2006 r. w celu oceny realizacji obowiązku posiadania zapasów paliw przez przedsiębiorstwa energetyczne przeprowadzono trzy kontrole problemowe oraz dwie kontrole bieżące stanu zapasów paliw utrzymywanych przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub ciepła¹⁸³⁾.

5.1. Kontrole problemowe

Każda kontrola problemowa stanu zapasów paliw obejmowała najistotniejsze z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego państwa elektrownie i elektrociepłownie systemowe oraz przedsiębiorstwa energetyczne o lokalnym zasięgu działania, wytypowane każdorazowo przez oddziały terenowe URE. Dane dotyczące przeprowadzonych kontroli zamieszczono w tabeli 25.

Tabela 25. Kontrole problemowe zapasów paliw w wybranych przedsiębiorstwach energetycznych

Data kontroli	Liczba skontrolowanych zakładów	Liczba zakładów, które nie utrzymywały wymaganego poziomu zapasów, w tym systemowych
15.02.2006 r.	117	12/1
31.10.2006 r.	102	1/1
30.11.2006 r.	102	6/3

Źródło: URE

Kontrola przeprowadzona 15 lutego ujawniła niedobory zapasów w 12 zakładach. Przedsiębiorstwa, u których je stwierdzono, zostały wezwane do złożenia wyjaśnień dotyczących przyczyn zaistniałej sytuacji oraz zobowiązane do niezwłocznego uzupełnienia zapasów. Zgodnie z uzyskanymi od tych przedsiębiorstw informacjami, niedobory te były spowodowane koniecznością naruszenia zapasów paliw w wyniku zwiększonego zapotrzebowania na energię spowodo-

¹⁸³⁾ Dyspozycja art. 10 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne i rozporządzenia Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z 12 lutego 2003 r. w sprawie zapasów paliw w przedsiębiorstwach energetycznych (Dz. U. z 2003 r. Nr 59, poz. 518 i z 2006 r. Nr 12, poz. 69).

wanego wyjątkowo ostrą zimą i nierytmicznymi w tym okresie dostawami paliw. W celu sprawdzenia, czy przedsiębiorstwa uzupełniły swoje zapasy, zostały one objęte kontrolą bieżącą, o której mowa poniżej w pkt 5.2 lit. a.

Wyznaczenie terminu kolejnej kontroli problemowej na 31 października miało na celu zbadanie przygotowania wytypowanych przedsiębiorstw do okresu zimowego. Celem kontroli przeprowadzonej 30 listopada było sprawdzenie w tych samych przedsiębiorstwach stanu zapasów paliw w okresie wzmożonego zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepło.

5.2. Kontrole bieżące

- a) W związku z wynikami kontroli problemowej z 15 lutego 2006 r. przeprowadzono kontrolę stanu zapasów paliw na 31 marca 2006 r. Objęto nią 12 przedsiębiorstw wykazujących niedobór zapasów paliw w trakcie kontroli problemowej z 15 lutego. Stwierdzono, że kontrolowane przedsiębiorstwa uzupełniły swoje zapasy.
- b) W ciągu całego roku, z uwagi na poważne problemy z wywiązywaniem się z obowiązku utrzymywania zapasów węgla w 2005 r., systematyczną, comiesięczną kontrolą w 2006 r. objęto trzy przedsiębiorstwa. W przypadku dwóch, będących spółkami Skarbu Państwa, Prezes URE podjął dodatkowe działania, wystosowując pismo informujące Ministra Skarbu o zaistniałej sytuacji, z jednoczesną prośbą o podjęcie stosownych działań, które miałyby zapobiec wspomnianym nieprawidłowościom.
- c) W dniach 24, 25, 27 i 28 kwietnia 2006 r. pracownicy POT URE przeprowadzili kontrolę zgodności wielkości zapasów paliw (węgla kamiennego) z wielkościami referencyjnymi¹⁸⁴⁾ w przedsiębiorstwie Promot Ciepłownia Sp. z o.o. z siedzibą w Skoczowie. Kontrola została wykonana na podstawie upoważnienia udzielonego przez Prezesa URE w związku z zażaleniem dystrybutora ciepła wytwarzanego w Promot Ciepłownia Sp. z o.o. – Fenice Poland Sp. z o.o. z siedzibą w Bielsku Białej skierowanym do Wojewody Śląskiego i przekazanym przez Wojewodę Śląskiego postanowieniem z 6 marca 2006 r. do rozpatrzenia zgodnie z właściwością Prezesowi URE.

Po przeprowadzeniu kontroli skierowano do przedsiębiorstwa wystąpienie pokontrolne z zaleceniami, natomiast w związku z ujawnionymi nieprawidłowościami sprawę ewentualnego wymierzenia kary pieniężnej przekazano zgodnie z właściwością do Departamentu Przedsiębiorstw Energetycznych URE.

184) Określonymi w rozporządzeniu Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z 12 lutego 2003 r. w sprawie zapasów paliw w przedsiębiorstwach energetycznych (Dz. U. z 2003 r. Nr 39, poz. 338).

5.3. Postępowania o ukaranie

W wyniku przeprowadzonych kontroli i w związku z ujawnieniem naruszenia przepisów, polegającego na nie wywiązywaniu się z obowiązku utrzymywania w 2006 r. zapasów paliw na wyznaczonym poziomie, wszczęto cztery postępowania administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej, które nie zostały do końca roku zakończone.

6. Ustalanie metod kontroli i przygotowanie projektów działań dla poprawy efektywności przedsiębiorstw energetycznych

Efektywność energetyczna jest pojęciem złożonym. Istnieje wiele wskaźników służących do jej określania i badania. Zgodnie z definicją zawartą w tzw. dyrektywie efektywnościowej¹⁸⁵⁾ to stosunek uzyskanych wyników: usług, towarów lub energii do wkładu energii (odwrotna relacja: energochłonność). W związku z powyższym można przyjąć, że efektywność energetyczna odnosi się zarówno do wytwarzania, przetwarzania, magazynowania, przesyłania, dystrybucji, obrotu paliw albo energii, jak i do sprawności zarządzania energią i skuteczności jej użytkowania.

Od 2005 r. Prezesowi URE została powierzona realizacja zadań w zakresie ustalania metod kontroli i podejmowania działań dla poprawy efektywności przedsiębiorstw energetycznych¹⁸⁶⁾. Wykonywanie tego zadania jest związane z realizacją kilku celów Prawa energetycznego, czyli oszczędnego i racjonalnego użytkowania paliw i energii, uwzględniania w polityce energetycznej wymogów ochrony środowiska, wywiązywania się ze zobowiązań wynikających z umów międzynarodowych oraz zrównoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii. Dla realizacji powyższego zadania przyjęto, że efektywność przedsiębiorstwa energetycznego rozumiana jest jako efektywność ekonomiczna i energetyczna.

W celu realizacji zadań w tym zakresie w 2006 r. podjęto następujące działania:

- I. przeprowadzono analizę zagadnienia efektywności energetycznej w szerszym kontekście polityki energetycznej Polski i UE. Zagadnieniu temu poświęcone zostały trzy spotkania cyklicznego seminarium członków działającego w URE Zespołu ds. Interdyscyplinarnej Współpracy Międzynarodowej oraz Zespołu Społecznych Doradców Prezesa URE. Tematem pierwszego spotkania były zagadnienia szero-

185) Art. 3 Dyrektywy 2006/32/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 5 kwietnia 2006 r. w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych oraz uchylająca Dyrektywę Rady 93/76/EWG.

186) Na podstawie przepisów art. 23 ust. 2 pkt 15 ustawy – Prawo energetyczne.

kich uwarunkowań politycznych dotyczących efektywności energetycznej oraz jej metodologiczne, prawne i ekonomiczne aspekty. Kolejne spotkanie poświęcone zostało problematyce efektywności wytwarzania, przesyłu i wykorzystania energii elektrycznej. W czasie trzeciego spotkania podjęto tematykę efektywności przesyłu, dystrybucji i zużycia gazu ziemnego.

W wyniku spotkań sformułowane zostały następujące wnioski:

- 1) w porównaniu z innymi państwami UE, w Polsce istnieje duży potencjał możliwości poprawy efektywności energetycznej, zarówno na poziomie odbiorców końcowych, jak i w sektorze energetycznym – w zakresie poprawy efektywności wytwarzania, przesyłu, dystrybucji i wykorzystania energii elektrycznej oraz przesyłu, dystrybucji i wykorzystania gazu ziemnego;
 - 2) należy w większym stopniu niż dotychczas rozpowszechniać najlepsze praktyki wśród odbiorców energii oraz propagować racjonalizację jej zużycia (np. poprzez szersze stosowanie systemu etykietowania) oraz nowych technologii w energetyce;
 - 3) administracja rządowa powinna być przykładem dla innych w zakresie efektywności wykorzystania energii w urzędach;
 - 4) niektóre instrumenty fiskalne mogą stać się silnym bodźcem do poprawy efektywności energetycznej (np. ulgi podatkowe oraz preferencyjne kredyty na zakup i instalację nowych systemów grzewczych, systemów zarządzania energią w budynkach komercyjnych, na budowę lub zakup domów albo mieszkań o określonych charakterystykach energetycznych, na nowe inwestycje w jednostki wytwarzające energię elektryczną w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła lub wytwarzające energię elektryczną w odnawialnych źródłach energii);
 - 5) przy wspieraniu rozwoju konkurencyjnego rynku energii elektrycznej i gazu szczególną uwagę należy zwrócić na kwestię poprawy efektywności energetycznej przedsiębiorstw energetycznych;
 - 6) istnieje konieczność wzmocnienia pozycji UE jako inicjatora i promotora działań we współpracy z instytucjami międzynarodowymi.
- II. Dokonano analizy instrumentów wspierających efektywność energetyczną. W 2005 r. Komisja Europejska opublikowała dokument „Zielona Księga o efektywności energetycznej lub jak osiągnąć więcej, zużywając mniej”¹⁸⁷. W dokumencie tym zostały przedstawione różne programy promujące efektywność energetyczną. W 2006 r. Komisja Europejska opublikowała kolejne dokumenty dotyczące po-

lityki UE w zakresie efektywności energetycznej, z których najważniejsze to: „Zielona Księga – Europejska strategia na rzecz zrównoważonej, konkurencyjnej i bezpiecznej energii” (dokument ten precyzuje podstawowe cele, priorytety i narzędzia oraz działania niezbędne dla wprowadzenia nowej, europejskiej polityki energetycznej)¹⁸⁸, „Plan działania na rzecz racjonalizacji zużycia energii: sposoby wykorzystania potencjału” (wraz załącznikiem zawiera skwantyfikowane cele i szeroki zestaw koniecznych środków dla racjonalizacji wytwarzania, dostarczania i wykorzystywania energii, razem z harmonogramem ich zastosowania)¹⁸⁹, „Raport w sprawie oceny skutków realizacji planu działania na rzecz efektywności energetycznej”¹⁹⁰.

Cele strategiczne tego pakietu dokumentów to długookresowe cele polityki energetycznej, można je ująć w trzech punktach:

- a) zwiększenie bezpieczeństwa dostaw energii – mniejsza zależność od importu,
- b) ochrona środowiska naturalnego – zmniejszenie emisji dwutlenku węgla,
- c) zwiększenie konkurencyjności gospodarki – zmniejszenie kosztów związanych ze zużyciem energii.

Jako cel operacyjny określono wykorzystanie 20% dodatkowego potencjału oszczędności energii w UE do 2020 r. (czyli ok. 390 Mtoe rocznie). Podkreśla się, że dla osiągnięcia wskazanego celu należy stymulować rozwój rynku technologii efektywnych energetycznie i produktów energooszczędnych, bardziej energooszczędnych wzorców zużycia energii oraz lepszej termoizolacji.

W ramach konsultacji dotyczących Projektu Stanowiska Rządu RP w sprawie „Zielonej Księgi” oraz w związku z pracami nad realizacją „Planu” Prezes URE przeprowadził szeroką analizę możliwych do zastosowania instrumentów wspierających efektywność energetyczną w Polsce. Na podstawie wyników przeprowadzonej analizy ustanowiono, że:

- 1) inicjatywy opisane w „Planie” stanowią wewnętrznie spójny i wzajemnie od siebie zależny zestaw narzędzi, który umożliwi zrealizowanie celu – wykorzystanie 20% potencjału oszczędności energii do 2020 r., przy zastosowaniu środków, których użycie ma głębokie uzasadnienie ekonomiczne;
- 2) dla osiągnięcia najlepszego efektu polityki promowania efektywności energetycznej i odnawialnych źródeł energii, oprócz „Planu” Komisji Europejskiej, konieczne jest pełne zaangażowanie władz

188) Communication from the Commission, Greek Paper „A European Strategy for Sustainable, Competitive and Secure Energy, COM(2006)105 final, Brussels, 08.03.2006.

189) Communication from the Commission, Action Plan for Energy Efficiency: Realising the Potential, COM(2006)545 final, Brussels, 19.10.2006.

190) Commission Staff Working Document, Impact Assessment Report for the Action Plan for Energy Efficiency 2006.

187) Communication from the Commission, Greek Paper on Energy Efficiency or Doing More With Less, COM(2005)265 final, Brussels, 22.06.2005.

krajowych, regionalnych i lokalnych, które z całą determinacją będą działały na rzecz spójnego stosowania proponowanych działań oraz wykorzystywały środki uzupełniające w celu wzmocnienia skuteczności działań Komisji Europejskiej;

- 3) istnieją liczne bariery ekonomiczne, społeczne, technologiczne i legislacyjne w realizacji działań na rzecz poprawy efektywności energetycznej. Usunięcie ich wymaga aktywnej polityki krajowej w zakresie bodźców finansowych, polityki fiskalnej, akcji promujących odpowiednie rozwiązania i praktyki, polepszenie infrastruktury (zwłaszcza drogowej) oraz zmiany obowiązujących regulacji prawnych;
- 4) w Polsce warto wskazać następujące narzędzia, których urzeczywistnienie znacząco wpłynie na poprawę efektywności energetycznej:
 - stosowanie środków (bodźców) ekonomiczno-podatkowych zachęcających do racjonalnego wykorzystania energii,
 - podnoszenie świadomości społecznej w zakresie racjonalizacji zużycia energii,
 - stosowanie szczególnych systemów wsparcia wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii,
 - wspieranie współpracy międzynarodowej w zakresie racjonalizacji zużycia energii i energii odnawialnej.

III. Dokonano analizy efektywności energetycznej w Polsce w oparciu o dane zagregowane. Analiza ta miała na celu porównanie zmiany efektywności energetycznej w stosunku do innych państw, zwłaszcza należących do UE (międzynarodowa analiza porównawcza)¹⁹¹. Ogólnie rzecz biorąc, w Polsce można zaobserwować poprawę efektywności energetycznej (w zakresie przetwarzania, dystrybucji i użycia energii). Mimo to wskaźniki dla naszego kraju wciąż pozostają na gorszym poziomie niż średnia w UE. Przykładowo można wskazać, w zestawieniu dotyczącym 25 państw UE, że Polska zajmuje 22. miejsce pod względem energochłonności PKB (wyższa pozycja oznacza wyższą energochłonność), 19. miejsce pod względem efektywności końcowego wykorzystania energii¹⁹² (wyższa pozycja oznacza niższą efektywność).

IV. Przeprowadzona została analiza efektywności przedsiębiorstw energetycznych:

- 1) przedsiębiorstw ciepłowniczych, w oparciu o sprawozdania jednostkowe przesyłane przez te przedsiębiorstwa, w ramach realizacji przez Prezesa URE zadań będących częścią Programu Badań

191) Dane użyte do analizy międzynarodowej pochodziły m.in. z Eurostatu, Międzynarodowej Agencji Energetyki (IEA), Energy Information Administration (EIA), Eurelectric, Eurogas, BP (dane zagregowane dotyczące sektora energetyki w Polsce pochodziły również z GUS i ARE).

192) Wielkość zużycia energii przez odbiorców końcowych podzielona przez wielkość zużycia energii brutto.

- Statystycznych Statystyki Publicznej, obejmujących badania statystyczne energetyki ciepłej¹⁹³;
- 2) przedsiębiorstw wytwarzających energię elektryczną, w oparciu o dane ARE, GUS i sprawozdania przesłane przez te przedsiębiorstwa; wynik analizy przedstawiono w licznych publikacjach¹⁹⁴;
- 3) przedsiębiorstw zajmujących się przesyłem lub dystrybucją energii elektrycznej i gazu w procesie zatwierdzania taryf dla spółek dystrybucyjnych, a także innych regulacji działalności sieciowej np. w toku uzgadniania projektów planów.

7. Nakładanie kar pieniężnych

Skuteczność podstawowych narzędzi regulacji stosowanych przez Prezesa URE jest wsparta stosownymi sankcjami finansowymi wobec przedsiębiorców dopuszczających się przewinień czyli, że karze pieniężnej podlega ten, kto nie przestrzega różnego rodzaju obowiązków wskazanych w Prawie energetycznym (wymienione enumeratywnie w art. 56 ust. 1). Istotne jest, co wielokrotnie podkreślał także SOKIK, że Prezes URE jest zobligowany, a nie uprawniony, do nałożenia kary w razie stwierdzenia okoliczności podlegających karze. Brzmienie przepisu art. 56 ust. 1 przesądza o tym, że kara przewidziana w tym przepisie jest karą obligatoryjną. Omawiany przepis od początku swego funkcjonowania ulegał dość istotnym modyfikacjom zarówno w kierunku rozszerzenia katalogu penalizowanych nim naruszeń, jak i przesłanek pozwalających na określenie wysokości wymierzonej kary¹⁹⁵.

Należy jednocześnie zauważyć, że w całym okresie regulacji, czyli w latach 1998-2006 wysokość kar pieniężnych¹⁹⁶ była ustalana przez Prezesa URE w taki sposób, aby przedsiębiorca, który dopuścił się naruszenia obowiązujących przepisów, był pozbawiony wszelkich uzyskanych w ten sposób korzyści, aby zniechęcić do takich zachowań w przyszłości, a także zobligować do dochowania możliwie najwyższej staranności przy prowadzeniu koncesjonowanej działalności gospodarczej. Przy wymierzaniu kar pieniężnych

193) Ostatni Raport dotyczący działalności koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych w Polsce opublikowany został w „Biuletynie URE” Nr 5, wrzesień 2006 r., natomiast statystyka wraz z wyliczonymi wskaźnikami zawarta jest w publikacji „Energetyka ciepła w liczbach – 2005”.

194) Najnowszy raport zawierający analizę efektywności ekonomicznej i technicznej elektroenergetyki, „Ceny energii elektrycznej w Polsce: sytuacja 2005 – 2006”, ukazał się w „Biuletynie URE” Nr 1/2007.

195) W pierwotnym brzmieniu tego przepisu władztwo dyskrecjonalne związane z określeniem wysokości kary Prezesa URE było ograniczone jedynie limitem górnym kary (15% przychodu). Obecnie w dwu przypadkach, a więc w sytuacji niewypełnienia obowiązków zakupu „odnawialnego” i „kogeneracyjnego”, został także określony minimalny próg tej kary.

196) W myśl art. 56 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne nie mogą przekroczyć 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy, wynikającego z działalności koncesjonowanej i osiągniętego w poprzednim roku podatkowym.

Prezes URE bierze pod uwagę stopień szkodliwości czynu, stopień zawinienia oraz dotychczasowe zachowanie podmiotu i jego możliwości finansowe.

Realizując uprawnienia Prezes URE w 2006 r. ukarał 86 przedsiębiorstw, a ogólna kwota wymierzonych kar wyniosła 5 011 105 zł. Dwa postępowania nie zostały zakończone do końca roku sprawozdawczego.

Poniżej zostały przedstawione podstawy wymierzenia tych kar oraz syntetyczne przedstawienie rodzajów postępowań.

I. Najczęściej spotykanym rodzajem naruszeń jest naruszenie warunków udzielonych koncesji (art. 56 ust. 1 pkt 12). Z kolei w tej grupie najczęściej spotykane naruszenie to wprowadzanie do obrotu paliw ciekłych o niewłaściwych parametrach jakościowych.

A. Koncesje na obrót paliwami ciekłymi zawierają każdorazowo warunek, zgodnie z którym koncesjonariuszom nie wolno czynić przedmiotem obrotu paliw ciekłych, których parametry jakościowe są niezgodne z warunkami zawartych umów i z normami określonymi prawem. Ponadto koncesja określa nie tylko przedmiot i zakres działalności, ale również szczególne warunki wykonywania działalności objętej koncesją, mające na celu właściwą obsługę odbiorców. Istotne jest, co w swoim orzecznictwie podkreśla również SOKiK¹⁹⁷), że działalność gospodarcza polegająca na obrocie paliwami ciekłymi wymaga dołożenia należytej staranności. Powoduje to, że dla dokonania oceny stopnia zachowania tej staranności znajduje zastosowanie zasada wyrażona w art. 355 § 2 KC¹⁹⁸). Oznacza to, że prowadzenie działalności w zakresie obrotu paliwami ciekłymi wymaga od przedsiębiorcy stosowania bardziej rygorystycznego – niż w odniesieniu do innych, niekoncesjonowanych, rodzajów działalności gospodarczej – sposobu prowadzenia tej działalności, w szczególności w kontekście konieczności zapewnienia odpowiedniej jakości wprowadzanych do obrotu paliw.

Uzyskanie zatem przez Prezesa URE materiału dowodowego, którym w zdecydowanej większości przypadków były udostępniane przez Głównego Inspektora Inspekcji Handlowej wyniki badań kontrolnych¹⁹⁹), stanowiło podstawę dla

wszczęcia postępowania, dotyczącego wymierzenia kary pieniężnej przedsiębiorcy dokonującemu obrotu paliwami o niewłaściwych parametrach.

Prowadzone w URE postępowania administracyjne zakończyły się w 2006 r. wydaniem 74 decyzji, mocą których Prezes URE uznał, że koncesjonariusze, poprzez wprowadzenie do obrotu paliw ciekłych o parametrach niezgodnych z obowiązującymi normami, naruszyli warunki udzielonych koncesji. Przedsiębiorcom tym zostały wymierzone kary pieniężne na łączną kwotę 3 565 700 zł, przy czym najniższa wyniosła 1 000 zł, a najwyższa – 500 000 zł.

B. Prezes URE nałożył również jedną karę pieniężną w wysokości 100 000 zł za naruszenie dwóch warunków koncesyjnych. Naruszenia polegały na gromadzeniu w stacji zakładowej paliwa o niewłaściwej jakości oraz na transporcie paliwa pojazdem do tego nieprzystosowanym.

C. W 2006 r. została także nałożona kara pieniężna na przedsiębiorcę mającego koncesję na wytwarzanie paliw ciekłych, w związku z wprowadzaniem przez niego do obrotu paliw ciekłych, których parametry jakościowe były niezgodne z parametrami wynikającymi z zawartych umów i z norm określonych prawem. W trakcie postępowania ustalono bezspornie, że przedsiębiorca ten wytwarzał i wprowadzał do obrotu paliwa o zawartości biokomponentów powyżej 5%, czego nie przewidywały przepisy obowiązujące do dnia wydania decyzji o ukaraniu²⁰⁰). Była to kara w wysokości 1 000 000 zł. Mimo znacznej wysokości stanowiła ona zaledwie 0,18% przychodu tego przedsiębiorcy w 2005 r., uzyskanego ze sprzedaży wytworzonego paliwa. Miarkowanie wysokości tej kary wynikało z uwzględnienia przez Prezesa URE takich okoliczności, jak poniesiona w 2005 r. przez przedsiębiorcę strata na ogólnej działalności, fakt, że część paliwa sprzedawana była poza terytorium Polski oraz zainteresowanie rynku produktem wytwarzanym przez przedsiębiorcę, który był ekonomicznie atrakcyjniejszy w stosunku do tradycyjnych paliw ciekłych. Nie bez znaczenia był także fakt ograniczenia zużycia paliw kopalnych, zatem wpływ tego produktu na ochronę środowiska. Nie mogło to jednak stanowić podstawy do odstąpienia od wymierzenia kary, choćby ze względu na znaczną szkodliwość tego czynu przejawiającą się zarówno w skali zjawiska ignorowaniem przez przedsiębiorcę obowiązującego prawa, jak i negatywnych konsekwencji dla konsumentów (włącznie z utratą gwarancji przy niektórych rodzajach samochodów).

197) M.in. wyroku z 1 marca 2006 r., sygn. akt XVII AmE 103/04 oraz w wyroku z 27 marca 2006 r., sygn. akt XVII AmE 108/04.

198) Zgodnie z treścią tego przepisu Kodeksu cywilnego, należyta staranność dłużnika w zakresie prowadzonej przez niego działalności gospodarczej określa się przy uwzględnieniu zawodowego charakteru tej działalności.

199) Przepis art. 6 ust. 1 obowiązującej do 31 grudnia 2006 r. ustawy z 23 stycznia 2004 r. o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw ciekłych i biopaliw ciekłych (Dz. U. z 2004 r. Nr 34, poz. 293 i Nr 173, poz. 1808) formułował zakaz obrotu paliwami ciekłymi lub ich gromadzenia przez przedsiębiorcę w stacjach zakładowych, jeżeli paliwa te nie spełniały wymagań jakościowych określonych w przepisach wydanych na podstawie art. 4 ust. 2 albo art. 5 ust. 3 tej ustawy.

200) Parametry jakościowe paliwa były niezgodne z parametrami określonymi w obowiązujących przepisach tj. w rozporządzeniu Ministra Gospodarki i Pracy z 19 października 2005 r. w sprawie wymagań jakościowych dla paliw ciekłych (Dz. U. z 2005 r. Nr 216, poz. 1825 z późn. zm.).

- D. Prezes URE wymierzył w 2006 r. dwie kary pieniężne za naruszenie art. 56 ust. 1 pkt 12 Prawa energetycznego w sytuacji, gdy ze zgromadzonego materiału dowodowego wynikało, że przedsiębiorcy nie odprowadzili stawki podatku akcyzowego w pełnej wysokości²⁰¹). Wysokość kar pieniężnych w omawianych przypadkach wyniosła odpowiednio: 53 000 zł oraz 6 405 zł.
- E. W 2006 r., za naruszenie warunków koncesji na dystrybucję paliw gazowych oraz obrót paliwami gazowymi, została także wymierzona kara pieniężna spółce gazowniczej. Była to kara w wysokości 10 000 zł.

Na podstawie zgromadzonego w sprawie materiału dowodowego bezspornie ustalono, że spółka nie przestrzegała przepisów przeprowadzania kontroli. Uchybienia dotyczyły w szczególności przeprowadzania kontroli jednoosobowo, na podstawie upoważnień wystawianych niezgodnie ze wzorem (bez numerów legitymacji służbowych pracowników przeprowadzających kontrole), daty przeprowadzenia kontroli, wskazania konkretnego odbiorcy, u którego ma być przeprowadzona kontrola. Przedsiębiorca nie zaskarżył tej decyzji i uiścił wymierzoną karę.

Za podobne naruszenie przepisów Prezes URE wszczął z urzędu postępowanie administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej w stosunku do jednego z zakładów elektroenergetycznych (spółki dystrybucyjnej). Postępowanie nie zostało zakończone w 2006 r.

- F. W 2006 r. zostało wszczęte postępowanie w sprawie wymierzenia kary pieniężnej koncesjonariuszowi w związku z naruszeniem przez niego warunku koncesji zobowiązującego do spełnienia określonych przepisami prawa wymogów wykonywania działalności gospodarczej (w szczególności warunków określonych w ustawie – Prawo energetyczne i wydanych na jej podstawie przepisów wykonawczych). Na podstawie wniosków z analizy zgromadzonego materiału dowodowego ustalono, że przedsiębiorca naruszył przepisy dotyczące obowiązku przekazania posiadanych świadectw pochodzenia przedsiębiorstwom energetycznym dokonującym zakupu energii elektrycznej wytworzonej w OZE (art. 9e ust. 6, w brzmieniu obowiązującym do 30 września 2005 r.). W następstwie ustaleń Prezes URE nałożył na przedsiębiorcę karę pieniężną w wysokości 100 000 zł, który odwołał się od niniejszej decyzji do SOKiK.
- G. W roku sprawozdawczym zostało wszczęte także postępowanie w odniesieniu do jednego z przedsiębiorstw elektroenergetycznych w związku z przekazywaniem Prezesowi URE wniosków o wy-

danie świadectw pochodzenia z błędnie potwierdzonymi danymi, czyli nie na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych²⁰²). Postępowanie to zostało zakończone wymierzeniem kary na początku 2007 r. Przedsiębiorca nie odwołał się od tej decyzji.

- II. Prezes URE ma prawo wglądu do ksiąg rachunkowych przedsiębiorstwa energetycznego oraz może żądać przedstawienia informacji dotyczących wykonywanej przez to przedsiębiorstwo działalności gospodarczej, w tym informacji o jego projektach inwestycyjnych, z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych i innych informacji prawnie chronionych (art. 28). Jednocześnie Prawo energetyczne stanowi (art. 56 ust. 1 pkt 7), że karze pieniężnej podlega ten, kto odmawia udzielenia informacji, o których mowa w art. 28 ustawy. Przy tym, zgodnie z orzecznictwem SOKiK, pod pojęciem odmowy udzielenia odpowiedzi rozumie się nie tylko całkowity jej brak, ale także udzielenie odpowiedzi niepełnej lub po terminie określonym przez Regulatora.

W 2006 r. Prezes URE wszczął postępowania i w pięciu przypadkach wymierzył kary pieniężne z tytułu odmowy udzielenia żądanych informacji. Łączna wysokość wymierzonych z tego tytułu kar wyniosła 76 000 zł, przy czym ich wysokość zawierała się w granicach od 2 000 do 62 000 zł. Należy także zauważyć, że uiścili je tylko nieliczni przedsiębiorcy, natomiast większość zaskarżyła omówione powyżej decyzje do SOKiK.

- III. W 2006 r. zostało także prowadzone jedno postępowanie administracyjne o wymierzenie kary pieniężnej wobec jednej ze spółek dystrybucyjnych za to, że stosowała ceny i opłaty wyższe od zatwierdzonych w taryfie (art. 56 ust. 1 pkt 6). Spółka samowolnie doliczyła do opłat za założenie plomb opłat za sprawdzenie stanu technicznego układu pomiarowo-rozliczeniowego, mimo że odbiorca nie zlecał takiej czynności. Decyzją z 8 września 2006 r. Prezes URE wymierzył przedsiębiorstwu karę w wysokości 200 000 zł. Od decyzji przedsiębiorstwo wniosło odwołanie do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, które do 31 grudnia 2006 r. nie zostało rozpatrzone.

8. Kontrola działalności przedsiębiorstw energetycznych (odmowy przyłączenia do sieci)

8.1. Kontrola posiadania taryf

W I kwartale 2006 r. Prezes URE skontrolował, czy wszystkie przedsiębiorstwa energetyczne, posiadające koncesje na prowadzenie działalności gospodar-

201) Dopuszcili się tym samym naruszenia przepisów ustawy z 23 stycznia 2004 r. o podatku akcyzowym (Dz. U. Nr 29, poz. 257 z późn. zm).

202) Art. 56 ust. 1 pkt 12 poprzez nieprzestrzeganie art. 9e ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne.

czej w zakresie dystrybucji i obrotu energią elektryczną, przedstawiły mu taryfy do zatwierdzenia.

W wyniku przeprowadzonych postępowań wyjaśniających ustalono, że 15 przedsiębiorstw posiadających stosowne koncesje nie przedstawiło do zatwierdzenia taryf dla energii elektrycznej. Ustalono także, że dwa z nich nie podjęły działalności. Pozostałe przedsiębiorstwa zostały wezwane przez Prezesa URE do przedstawienia taryf do zatwierdzenia – co uczyniły.

8.2. Działania interwencyjne

W 2006 r. przeprowadzane były również kontrole bieżące, będące efektem informacji uzyskiwanych przez Prezesa URE z napływającej korespondencji, które wskazywały na nieprawidłowości w działaniu przedsiębiorstw energetycznych. Dogłębna analiza opisywanych stanów faktycznych w większości przypadków wykazywała niezasadność zgłaszanych skarg, zatem brak było podstaw do podejmowania działań interwencyjnych ze strony URE. Zadawane pytania lub stawiane zarzuty wynikały raczej z nieznamomości tematu przez piszącego. W takich przypadkach udzielano jedynie wyczerpujących odpowiedzi.

W kilku przypadkach podjęto działania mające na celu usunięcie dostrzeżonych nieprawidłowości.

Jednym z częściej występujących problemów zgłaszanych do Urzędu była nieprawidłowość polegająca na przerzucaniu na odbiorców z IV i V grupy przyłączeniowej kosztów (zakupu i montażu) zabezpieczenia układów pomiarowo-rozliczeniowych tzw. szafek złączowo-pomiarowych. Ze względu na znaczną liczbę tego rodzaju sytuacji na terenie kraju problem ten został rozwiązany jednolicie przez odpowiednie zmiany zapisów w taryfach przedsiębiorstw energetycznych. W celu szerszego rozpropagowania podejścia Prezesa URE do tego zagadnienia 27 czerwca 2006 r. na stronach internetowych Urzędu zostało zamieszczone stanowisko w sprawie kosztów finansowania szafek złączowo-pomiarowych.

Innym problemem występującym na terenie jednego z przedsiębiorstw było nieprawidłowe pobieranie opłat za ponad umowny pobór energii biernej od wytwórców energii (elektrownie wodne), na podstawie zatwierdzonej przez Prezesa URE taryfy dla spółki dystrybucyjnej. Urząd podjął interwencję w tej sprawie, wyjaśniając stan prawny dotyczący rozliczania wytwórców za energię bierną, doprecyzował jednocześnie zapisy w taryfach wszystkich spółek dystrybucyjnych tak, aby na nie budziły one wątpliwości interpretacyjnych.

Pozostałe problemy, w których były podejmowane interwencje ze strony Urzędu, miały charakter pojedynczych wystąpień. Dotyczyły one np. sposobu naliczania opłat za przekroczenie mocy umownej, błędnego zakwalifikowania odbiorcy do grupy taryfowej, niewłaściwe obliczenie opłaty za przyłączenie do sieci itd.

8.3. Odmowy przyłączenia do sieci

Jednym z istotnych zadań realizowanych w 2006 r. przez Prezesa URE była kontrola działalności przedsiębiorstw, polegająca na sprawdzaniu pod względem ekonomicznym zasadności odmów przyłączenia do sieci. Fakt odmowy zgłaszany jest do Prezesa URE za pośrednictwem oddziałów terenowych Urzędu²⁰³. W odpowiedzi na zgłoszenie oddziały wszczynają postępowanie wyjaśniające.

Prezes URE wydał w 2006 r. 161 decyzji zgłaszających zastrzeżenia do odmów przyłączenia do sieci²⁰⁴. Z ogólnej liczby zgłoszonych zastrzeżeń 120 odnosiło się do odmów przyłączenia do sieci gazowej, a 41 decyzji zostało wydanych odnośnie do odmów przyłączenia do sieci elektroenergetycznej.

Tylko w 43 przypadkach zostały wniesione odwołania od decyzji Prezesa URE do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Oznacza to, że w zdecydowanej większości przypadków przedsiębiorstwa energetyczne zgadzały się ze sposobem rozstrzygnięcia sprawy przez Prezesa URE.

W 2006 r. w jednym przypadku wniesione odwołanie zostało cofnięte; w 19 sprawach Sąd umorzył prowadzone postępowanie; w jednym przypadku – oddalił odwołanie. I choć nadal zgłoszonych przez przedsiębiorstwa energetyczne odmów przyłączenia do sieci jest wiele, to można ocenić, że w 2006 r. przedsiębiorstwa energetyczne przy odmowach przyłączenia do sieci, w większym stopniu, niż to miało miejsce w 2005 r., kierują się kryteriami oceny warunków

203) Rejestr odmów przyłączenia odbiorców do sieci prowadzony jest przez Rzecznika Praw Odbiorców.

204) Zgodnie z art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii jest obowiązane do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci z podmiotami, które się o to ubiegają, na zasadzie równoprawnego traktowania, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i dostarczania tych paliw lub energii i żądający zawarcia umowy je spełnia.

Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne odmówi zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, musi niezwłocznie powiadomić pisemnie o odmowie jej zawarcia zarówno Prezesa URE, jak i zainteresowany podmiot, podając przyczyny odmowy.

W przypadku gdy przedsiębiorstwo energetyczne odmówi przyłączenia do sieci z powodu braku warunków ekonomicznych, to Prezesowi URE przysługuje prawo zgłoszenia zastrzeżeń do takiej odmowy (art. 7 ust. 9 ustawy – Prawo energetyczne).

Należy przy tym zauważyć, że pod pojęciem „energia” rozumie się energię przetworzoną w dowolnej postaci (art. 3 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne), co oznacza objęcie prowadzonymi analizami także odmów przyłączenia do sieci ciepłowniczej.

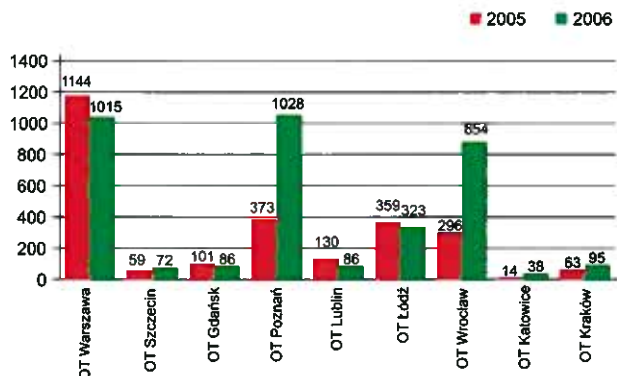
Do zadań Prezesa URE, na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 20 lit. c ustawy – Prawo energetyczne, należy monitorowanie funkcjonowania systemu gazowego i elektroenergetycznego w zakresie warunków przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacji.

ków ekonomicznych zawartymi w stanowiskach Prezesa URE²⁰⁵.

O takim podejściu przedsiębiorstw energetycznych do ustalonych przez Prezesa URE zasad, jakimi należy się kierować przy odmawianiu nowemu podmiotowi przyłączenia do sieci, świadczy przede wszystkim przeważająca liczba spraw, do których Prezes URE nie zgłosił zastrzeżeń. Znaczna liczba umorzonych postępowań administracyjnych prowadzonych w tych sprawach w 2006 r. oraz liczba nielicznych odwołań od decyzji Prezesa URE zgłaszających zastrzeżenia do odmów przyłączenia do sieci także potwierdza fakt uwzględnienia przez przedsiębiorstwa energetyczne w swoim działaniu zasad przyjętych przez Prezesa URE.

Najwięcej odmów przyłączenia do sieci w latach obowiązywania tego przepisu, czyli 2005-2006 zgłosiły przedsiębiorstwa energetyczne działające na obszarze Oddziału Centralnego URE z siedzibą w Warszawie oraz Zachodniego Oddziału Terenowego URE z siedzibą w Poznaniu, a także Południowo-Zachodniego Oddziału Terenowego URE z siedzibą we Wrocławiu, najmniej – z obszaru Południowego Oddziału Terenowego URE z siedzibą Katowicach, co pokazuje rysunek 13.

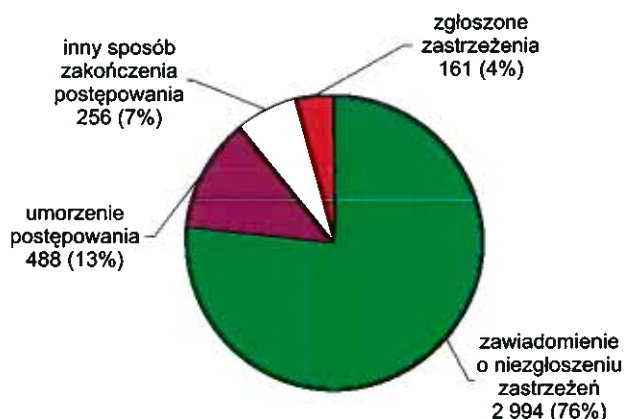
W 2006 r., zakończono 3 899 postępowań rozpoczętych w 2005 i 2006 r. Na koniec 2006 r. pozostało w toku 581 postępowań. Sposób zakończenia prowadzonych postępowań przedstawia rysunek 14.



Rysunek 13. Odmowy przyłączenia do sieci przesłane do OT URE (Źródło: URE)

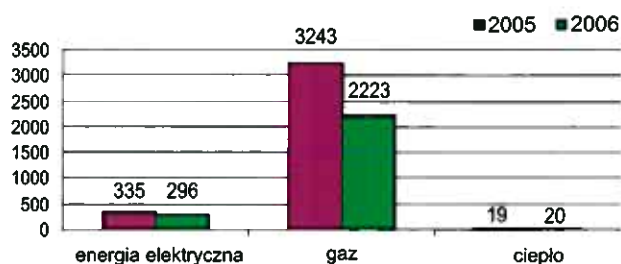
W 2006 r. przedsiębiorstwa energetyczne poinformowały Prezesa URE o 3 597 przypadkach odmów przyłączenia nowego podmiotu do sieci elektroenergetycznej, gazowej oraz ciepłowniczej. W 2005 r. przed-

205) W 2005 r. Prezes URE wydał dwa Stanowiska: z 1 września 2005 r. w sprawie postępowania w przypadku odmów przyłączenia do sieci gazowych z powodu braku warunków ekonomicznych (stosowanie art. 7 ust. 9 w związku z art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne) oraz z 30 grudnia 2005 r. w sprawie postępowania w przypadku odmów przyłączenia do sieci elektroenergetycznych z powodu braku warunków ekonomicznych (stosowanie art. 7 ust. 9 w związku z art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne). Stanowiska te zostały uzupełnione Komunikatem Prezesa URE z 19 lipca 2006 r.



Rysunek 14. Sposób zakończenia postępowania w 2006 r. (Źródło: URE)

siębiorstwa energetyczne, gazowe i ciepłownicze zgłosiły 2 539 takich odmów. W obu analizowanych latach zarejestrowano najwięcej odmów przyłączenia do sieci gazowych, co pokazuje rysunek 15.



Rysunek 15. Odmowy przyłączenia do sieci przesłane przez przedsiębiorstwa (Źródło: URE)

9. Powoływanie komisji kwalifikacyjnych w 2006 r.

Kolejnym działaniem Prezesa URE jest powoływanie komisji kwalifikacyjnych, które wydają świadectwa potwierdzające kwalifikacje wymagane prawem przez osoby zajmujące się eksploatacją sieci oraz urządzeń i instalacji²⁰⁶.

Zasadnicza liczba komisji została powołana w latach 1998-1999, czyli odpowiednio 368 komisji i 240 komisji. W latach następnych działania Prezesa URE koncentrowały się przede wszystkim na powoływaniu komisji na kolejne kadencje oraz na dokonywaniu zmian w ak-

206) Zgodnie z art. 54 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, osoby określone w przepisach, o których mowa w art. 54 ust. 6 ustawy, obowiązane są mieć kwalifikacje potwierdzone świadectwem wydanym przez komisje kwalifikacyjne. Szczegółowe zasady są zawarte 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 i 5 ustawy z 24 lipca 2002 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne.

tach powołania komisji. Wskazać należy również, że w 2005 r. nastąpiło zmniejszenie, aż o 113, w stosunku do 2004 r. ogólnej liczby czynnych komisji, a także liczby osób uczestniczących w ich pracach, co było konsekwencją dostosowań wnioskodawców (stowarzyszenia i przedsiębiorstwa energetyczne) do obowiązujących regulacji prawnych.

W celu zapewnienia sprawnej współpracy pomiędzy podmiotami wnioskującymi o powołanie komisji kwalifikacyjnych a URE, 6 lutego 2006 r. na stronie internetowej Urzędu została opublikowana uaktualniona „Informacja dotycząca powoływania przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki komisji kwalifikacyjnych ds. stwierdzania wymagań kwalifikacyjnych osób zajmujących się eksploatacją i dozorem urządzeń, instalacji i sieci energetycznych”, stanowiąca zbiór zasad, wskazówek i zaleceń, którymi powinny kierować się uprawnione podmioty, występujące do Prezesa URE z wnioskiem o powołanie komisji kwalifikacyjnych.

Zagadnienia związane z działalnością komisji kwalifikacyjnych, realizowane w 2006 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 2006 r. Prezes URE powołał 79 komisji kwalifikacyjnych na kolejną kadencję, przy czym 19 z nich zostało powołanych na kolejną kadencję na podstawie wniosków, które wpłynęły do URE jeszcze w 2005 r. Jednocześnie w 2006 r. wpłynęło 67 wniosków o powołanie komisji na kolejną kadencję, z czego siedem zostanie rozpatrzonych po zakończeniu prowadzonego postępowania wyjaśniającego w 2007 r. Wpłynęły również cztery wnioski o powołanie nowych komisji kwalifikacyjnych, w wyniku czego Prezes URE powołał trzy nowe komisje kwalifikacyjne w 2006 r., natomiast jeden wniosek zostanie rozpatrzony w 2007 r.

W 2006 r. do Prezesa URE wpłynęło także 59 wniosków o zmianę aktów powołania komisji (zmiany polegały głównie na rozszerzeniu zakresu uprawnień lub składu osobowego). Rezultatem rozpatrywania tego typu wniosków była aktualizacja aktów powołania komisji kwalifikacyjnych w postaci aktów zmieniających. Przy okazji nowelizacji aktów powołania, które dotyczyły zmian w składach osobowych komisji, przygotowano 19 indywidualnych aktów odwołania oraz 21 indywidualnych aktów powołania do składów osobowych komisji.

W ramach prowadzonej kontroli aktualności i poprawności świadectw kwalifikacyjnych, 56 komisji przesłało do URE w 2006 r. aktualne świadectwa swoich członków.

Na podstawie kontroli przesłanych świadectw w ciągu 2006 r. zostało podjętych 11 postępowań związanych m.in. z występowaniem nieprawidłowości w świadectwach kwalifikacyjnych, dotyczących: zakresu posiadanych uprawnień przez osoby prowadzące szkolenia przygotowujące do egzaminów kwalifikacyjnych dla osób eksploatujących instalacje i urządzenia energetyczne, obowiązku posiadania dodatkowych wymagań kwalifikacyjnych, przekroczenia uprawnień przez członków komisji kwalifikacyjnych. W 2006 r. Prezes URE po raz pierwszy odwołał ośmiu członków komisji kwalifikacyjnej ze składów osobowych komisji w trybie sankcyjnym, tj. na podstawie art. 54 ust. 3a pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne. Było to spowodowane nie wywiązywaniem się przez nie z obowiązków członka komisji. Osoby te dopuściły się popełnienia przestępstw polegających m.in. na przyjęciu korzyści majątkowej w zamian za fałszowanie dokumentów (protokołów egzaminacyjnych) stanowiących następnie podstawę do wystawiania świadectw kwalifikacyjnych oraz poświadczanie nieprawdy co do uczestnictwa w egzaminach kwalifikacyjnych. Działania te podjęto, ponieważ zebrany przez prokuraturę materiał dowodowy nie budził wątpliwości, ponadto osoby te przyznały się do przedstawionych przez prokuraturę zarzutów. Jednocześnie należy zauważyć, że w sprawie tej zostało oskarżonych jeszcze dziewięć osób, będących członkami komisji kwalifikacyjnych. W związku z tym, że osoby te nie przyznają się do zarzucanych im czynów, Prezes URE ewentualnie rozstrzygnie o nich po uzyskaniu informacji z sądu karnego, potwierdzających zasadność przedstawionych przez prokuraturę zarzutów.

Tabela 26. Komisje kwalifikacyjne

Województwo (symbol województwa)	Liczba „czynnych” komisji w danym województwie
dolnośląskie (02)	29
kujawsko-pomorskie (04)	24
lubelskie (06)	28
lubuskie (08)	15
łódzkie (10)	30
małopolskie (12)	34
mazowieckie (14)	63
opolskie (16)	13
podkarpackie (18)	22
podlaskie (20)	11
pomorskie (22)	22
śląskie (24)	65
świętokrzyskie (26)	21
warmińsko-mazurskie (28)	13
wielkopolskie (30)	33
zachodniopomorskie (32)	22
Ogółem	445

Źródło: URE

W trakcie weryfikacji dokumentacji dokonano również analizy 186 arkuszy sprawozdawczych z działalności komisji kwalifikacyjnych, które wpłynęły do URE w 2006 r., w tym 119 arkuszy zostało przesłanych przez komisje w ramach aktualizacji a 67 przekazano wraz z wnioskami powołania komisji kwalifikacyjnych na nową kadencję.

W sumie działa 445 komisji kwalifikacyjnych w stosunku do 450 działających w 2005 r. i 657 dotychczas powołanych, a w ich pracach uczestniczą 5 637 osoby. Zmniejszenie ogólnej liczby czynnych komisji w stosunku do 2005 r. wynika w szczególności ze zmian w składach osobowych tych komisji, uniemożliwiających ich dalsze sprawne działanie. W 2006 r. 33 komisje zakończyły pierwszą kadencję swojej działalności.

Wykaz komisji kwalifikacyjnych według zasięgu terytorialnego ilustruje tabela 26 (str. 158).

10. Monitorowanie rynku biokomponentów i biopaliw ciekłych

10.1. Uregulowania prawne

Ustawa o biokomponentach stosowanych w paliwach ciekłych i biopaliwach ciekłych (zwana dalej „ustawą”²⁰⁷) zobowiązała Prezesa URE do prowadzenia – na podstawie sprawozdań kwartalnych zawierających informacje związane z zakupem, sprzedażą, importem paliw ciekłych, biopaliw ciekłych oraz biokomponentów, przekazywanych przez wytwórców biokomponentów, producentów paliw ciekłych lub biopaliw ciekłych i dyrektorów Izby Celnicy (art. 15 ust. 1-3 ustawy) – monitoringu rynku paliw ciekłych, biopaliw ciekłych oraz biokomponentów. Wyniki tego monitoringu miały stanowić podstawę do sporządzenia przez Prezesa zbiorczej informacji, przekazywanej, wraz z wnioskami, ministrom właściwym do spraw finansów publicznych, gospodarki, rynków rolnych oraz środowiska (art. 15 ust. 5 i 6 ustawy). Przepisy ustawy przewidywały również możliwość wymierzania przez Prezesa URE kar pieniężnych w przypadku:

- niezłożenia w terminie, przez wytwórców biokomponentów i producentów paliw ciekłych lub biopaliw ciekłych sprawozdania kwartalnego (art. 15 ust. 1 i 2 ustawy) lub zamieszczenia w tym sprawozdaniu nieprawdziwych danych (art. 17 ust. 1 pkt 2 ustawy),
- niewprowadzenia przez producenta paliw ciekłych lub biopaliw ciekłych biokomponentów albo wprowadzenia do obrotu w danym roku kalendarzowym biokomponentów w ilości mniejszej niż określona w przepisach (art. 12 ust. 6 ustawy i art. 17 ust. 1 pkt 3 ustawy).

207) Zgodnie z art. 15 ust. 4 obowiązującej do dnia 31 grudnia 2006 r. ustawy z 2 października 2003 r. o biokomponentach stosowanych w paliwach ciekłych i biopaliwach ciekłych (Dz. U. z 2003 r. Nr 199, poz. 1934 z późn. zm.) – zwanej dalej „ustawą”.

Orzeczenie przez Trybunał Konstytucyjny niezgodności z Konstytucją RP pewnych części ustawy (art. 12 ust. 1 i 6, art. 14 ust. 1 i art. 17 ust. 1 pkt 3 ustawy), spowodowało ustanie obowiązku stosowania biokomponentów w paliwach ciekłych²⁰⁸. W przepisach ustawy nie zostały co prawda zdefiniowane jej cele, natomiast z zawartego w art. 1 ust. 1 zakresu regulacji wynikało, że ustawa reguluje m.in. zasady wytwarzania, magazynowania i obrotu biokomponentami stosowanymi w paliwach ciekłych i biopaliwach ciekłych oraz zasady monitorowania rynku biokomponentów. W sentencji wyroku Trybunału Konstytucyjnego nie zakwestionowano jednak art. 15 ustawy, który nakładał obowiązki sprawozdawcze i obowiązek monitorowania rynku paliw ciekłych, biopaliw ciekłych i biokomponentów. Oznaczało to, że mimo ustania obowiązku stosowania biokomponentów w paliwach ciekłych, przepisy ustawy nadal nakładały na Prezesa URE obowiązki związane z monitorowaniem i sprawozdawczością w odniesieniu do rynku paliw ciekłych, biopaliw ciekłych i biokomponentów. Niemniej jednak, w świetle przesłanek, którymi kierował się Trybunał Konstytucyjny, uznając za niezgodne z Konstytucją powołane wyżej przepisy ustawy, Prezes URE prezentował stanowisko, w myśl którego, z uwagi na uchylenie przepisów regulujących kwestie związane z realizacją obowiązku wprowadzania biokomponentów do obrotu (art. 12 ust. 1 oraz art. 14 ust. 1 i art. 17 ust. 1 pkt 3 ustawy), niecelowe było egzekwowanie od wytwórców biokomponentów oraz producentów paliw ciekłych lub biopaliw ciekłych, obowiązków sprawozdawczych w tak szerokim zakresie, jak przewidywały to uregulowania zawarte w art. 15 ust. 1 i 2 ustawy, czyli:

- żądanie od wytwórców biokomponentów sprawozdań kwartalnych, zawierających informacje dotyczące: ilości surowców rolniczych, produktów ubocznych i odpadów, w tym pochodzących z produkcji własnej, użytych do wytwarzania biokomponentów oraz informacje o ilości sprzedanych biokomponentów ze wskazaniem ich nabywców,
- żądanie od producentów paliw ciekłych lub biopaliw ciekłych sprawozdań kwartalnych, zawierających informacje dotyczące: ilości zakupionych lub wytworzonych biokomponentów, ilości wprowadzonych do obrotu biopaliw ciekłych, paliw ciekłych oraz uzyskanej ceny zakupionych biokomponentów, a także informacje o podmiotach, które nabyły biopaliwa ciekłe i paliwa ciekłe oraz informacje o ilościach biokomponentów i podmiotach, od których zostały nabyte.

Mając jednakże na uwadze, sygnalizowaną w szczególności przez Ministerstwo Gospodarki oraz Ministerstwo Rolnictwa i Rozwoju Wsi, potrzebę pozyskiwania przez Prezesa URE danych, celem umożliwienia dokona-

208) Wyrok z 21 kwietnia 2004 r., sygn. akt K 33/03 opublikowany w Dz. U. Nr 109, poz. 1160 z 12 maja 2004 r.

nia przez te organy oceny sytuacji na rynku biokomponentów oraz paliw i biopaliw ciekłych, Prezes URE prowadził w 2006 r. monitoring rynku paliw ciekłych, biopaliw ciekłych i biokomponentów. W celu usprawnienia realizacji tych zadań zostały w URE opracowane formularze (ankiety), obejmujące następujący zakres informacji:

- 1) w odniesieniu do wytwórców biokomponentów – informacje o ilości wytworzonych biokomponentów, ilości sprzedanych biokomponentów, w tym w podziale na odbiorców krajowych i zagranicznych (wielkości wyrażone w tonach), oraz wydajności posiadanych instalacji do wytwarzania biokomponentów (wielkości wyrażone w tonach/rok),
- 2) w odniesieniu do producentów paliw ciekłych lub biopaliw ciekłych – informacje o ilości wytworzonych biokomponentów, ilości zakupionych biokomponentów w tym w podziale na dostawców krajowych i zagranicznych (wielkości wyrażone w tonach) oraz ilości sprzedanych w IV kwartale 2006 r. biopaliw ciekłych, w tym w podziale na odbiorców krajowych i zagranicznych (wielkości wyrażone w m³ przy temp. 15°C).

10.2. Biokomponenty ciekłe

W 2006 r. Prezes URE po zakończeniu odpowiednio: I, II, III oraz IV kwartału, wystosował do przedsiębiorców wpisanych do rejestru przedsiębiorców wytwarzających lub magazynujących biokomponenty (czyli wytwórców w rozumieniu art. 2 pkt 9 ustawy), prowadzonego w Ministerstwie Rolnictwa i Rozwoju Wsi, opracowane w URE ankiety, celem pozyskania odpowiednich informacji. Na ankiety te odpowiedzi udzieliło odpowiednio²⁰⁹:

- w I kwartale 2006 r. – 53 przedsiębiorców, na 60 wysłanych ankiet,
- w II kwartale 2006 r. – 50 przedsiębiorców, na 64 wysłane ankiety,
- w III kwartale 2006 r. – 58 przedsiębiorców, na 75 wysłanych ankiet,
- w IV kwartale 2006 r. – 65 przedsiębiorców, na 79 wysłanych ankiet.

Zebrane dane zostały opublikowane na stronie internetowej Urzędu. Ich wyniki dotyczące 2006 r. są zawarte w tabeli 27.

209) W odniesieniu do rozbieżności pomiędzy liczbą wysłanych ankiet oraz pozyskanych odpowiedzi, należy wskazać na prezentowane przez Prezesa URE stanowisko, w myśl którego, uwzględniając przesłanki, którymi kierował się Trybunał Konstytucyjny przy wydaniu omówionego powyżej orzeczenia, brak było racjonalnych przesłanek dla stosowania wobec przedsiębiorców instrumentów służących kontroli realizacji obowiązku uchylonego przez TK – w szczególności wymierzania kar pieniężnych. Istotne jest również, że część przedsiębiorców, których dane figurowały w rejestrze prowadzonym w Ministerstwie Rolnictwa i Rozwoju Wsi, zaprzestała uprzednio prowadzenia działalności gospodarczej.

Tabela 27. Biokomponenty ciekłe – podstawowe informacje

Wyszczególnienie	Jedn. miary	Bioetanol	Ester
Ilość biokomponentów wytworzonych	[ton]	127 796	90 972
Łączna ilość sprzedanych biokomponentów	[ton]	131 266	61 611
– podmiotom zagranicznym	[ton]	37 983	51 674
– podmiotom krajowym	[ton]	93 283	9 937
Wydajność posiadanych instalacji do wytwarzania biokomponentów	[ton/rok]	305 000	321 500

Źródło: URE

10.3. Biopaliwa ciekłe

3 października 2006 r. weszła w życie regulacja na podstawie, której nastąpiło wprowadzenie do obrotu dwóch rodzajów biopaliw²¹⁰. Tym samym pojawiło się uzasadnienie przeprowadzenia monitoringu rynku biopaliw ciekłych w IV kwartale 2006 r. Monitoring ten objął wszystkich przedsiębiorców posiadających koncesje Prezesa URE na wytwarzanie paliw ciekłych (tj. producentów w rozumieniu art. 2 pkt 12 ustawy). Opracowane w tym celu w URE ankiety do pozyskania wyżej omówionych informacji. Na 92 wysłane ankiety odpowiedzi udzieliło 74 przedsiębiorców.

Zebrane dane zostały opublikowane na stronie internetowej Urzędu. Ich wyniki dotyczące IV kwartału 2006 r. są zawarte w tabeli 28 (str. 161).

11. Kontrola działalności Prezesa URE

W dniach od 11 do 15 września 2006 r. Minister Gospodarki przeprowadził kontrolę doraźną, której tematem była: „Działalność Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w zakresie okresowego sprawdzania przez URE, bezpośrednio u koncesjonariuszy, przestrzegania warunków określonych w koncesjach na wytwarzanie, magazynowanie i obrót paliwami ciekłymi”.

Do dnia 20 marca 2007 r. Minister Gospodarki nie nadesłał protokołu pokontrolnego, ani też innego wystąpienia.

210) Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 8 września 2006 r. w sprawie wymagań jakościowych dla biopaliw ciekłych (Dz. U. z 2006 r. Nr 166, poz. 1182), określające wymagania jakościowe dla estrów stanowiących samoistne paliwa silnikowe oraz oleju napędowego zawierającego 20% estrów. Istotne jest, że delegacja do wydania powołanego rozporządzenia, zawarta w art. 4 ust. 3 obowiązującej do dnia 31 grudnia 2006 r. ustawy z 23 stycznia 2004 r. o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw ciekłych i biopaliw ciekłych (Dz. U. z 2004 r. Nr 34, poz. 293 i Nr 173, poz. 1808), została zrealizowana z niemalże trzyletnim opóźnieniem.

Tabela 28. Biopaliwa ciekłe – podstawowe informacje

Wyszczególnienie	Jedn. miary	Bioetanol	Ester
Ilość biokomponentów wytworzonych w IV kwartale 2006 r.	[ton]	230	18 472
Wyszczególnienie	Jedn. miary	Bioetanol	Ester
Ilość biokomponentów zakupionych w IV kwartale 2006 r., w tym:	[ton]	28 578	10 125
– od podmiotów krajowych	[ton]	23 337	7 223
– od podmiotów zagranicznych	[ton]	5 241	2 902
Wyszczególnienie	Jedn. miary	Benzyna silnikowa o zawartości biokomponentu powyżej 5%	Olej napędowy o zawartości biokomponentu powyżej 5%
Ilość sprzedanych w IV kwartale 2006 r. biopaliw ciekłych, w tym:	[m ³]-15°C	0	62 474
– podmiotom krajowym	[m ³]-15°C	0	62 474
– podmiotom zagranicznym	[m ³]-15°C	0	0

Źródło: URE

Teksty taryf dla energii elektrycznej i paliw gazowych publikowanych w biuletynach branżowych

W celu pobrania opublikowanych taryf dla energii elektrycznej i paliw gazowych należy wejść na stronę internetową URE, adres: www.ure.gov.pl, kliknąć pozycje zaznaczone na poniższym rysunku (w przypadku taryf dla paliw gazowych należy początkowo wybrać „Rynek paliw gazowych”), a następnie dla wybranego danego roku należy pobrać plik z tekstem zatwierdzonej taryfy dla energii elektrycznej lub paliw gazowych.

The screenshot shows the website of the Urząd Regulacji Energetyki (URE). The navigation menu on the left includes categories like 'Rynek energii elektrycznej', 'Rynek paliw gazowych', 'Rynek ciepła', 'Paliwa ciekłe', 'Biokomponenty i biopaliwa', 'Liberalizacja rynku i zasady TPA', 'Odnawialne źródła energii', 'Wytwarzanie energii w skrajności', 'Rozstrzygnięcie sporów', 'Odczyny Terenowe URE', 'Publikacje', 'Poradnik odbiorcy', 'Energetyka w Europie', 'Współpraca międzynarodowa', 'Komunikacja społeczna', and 'Ciekawe linki'. The main content area displays a list of publications, with a dropdown menu open for 'Rynek energii elektrycznej' showing 'Taryfy opublikowane w 2007 roku' selected. The selected item is highlighted in blue.

CZĘŚĆ III. UPOWSZECHNIANIE PRAW KONSUMENTA ENERGI I WIEDZY O RYNKU

W związku ze zbliżającym się terminem całkowitego otwarcia rynku energii elektrycznej i gazu szczególnego znaczenia nabrały działania Prezesa URE w zakresie szerzenia wiedzy o funkcjonowaniu tych rynków wśród odbiorców. Powszechnie wiadomo, że znajomość zagadnień z konkretnego zakresu okazuje się bardzo pomocna w zarówno w korzystaniu ze swoich praw, jak i w dyskutowaniu uprzywilejowanej pozycji. Do niedawna najbardziej „wyedukowanymi” podmiotami na rynku energii byli jej dostawcy i to oni, przede wszystkim z racji dotychczasowego statusu monopolisty, dysponującego dodatkowo wiedzą o zasadach funkcjonowania rynku energii (o których *notabene* sami decydowali), stali na lepszej pozycji w stosunku do odbiorców. 1 lipca 2007 r. dotychczasowe uwarunkowania ulegną zmianie. Odtąd nawet najdrobniejszy odbiorca energii zużywający prąd czy gaz na użytek własnego gospodarstwa domowego będzie mógł sam dokonać wyboru, od kogo będzie tę energię kupował. Aby mógł dokonać najbardziej dla siebie optymalnego wyboru, warto by wiedział, jak rynek energii funkcjonuje, jakie korzyści będzie można osiągnąć, ale również jakie pułapki czekają na jego nieświadomych uczestników.

Prezes URE dysponuje pewnymi specyficznymi narzędziami, przy pomocy których może przekazywać gromadzone przez siebie informacje na temat rynku energii wszystkim zainteresowanym. Najważniejsze z nich omówione zostaną w tej części sprawozdania.

1. Statystyka publiczna

Z chwilą powołania do życia nowego organu administracji centralnej ds. regulacji energetyki okazało się, że funkcjonujący w ramach statystyki publicznej system pozyskiwania, przetwarzania i rozpowszechniania informacji z zakresu gospodarki energetycznej nie zaspokajał w pełni potrzeb wynikających z nadanych ustawą – Prawo energetyczne kompetencji takich jak: koncesjonowanie, zatwierdzanie taryf, uzgadnianie projektów planów rozwoju sieciowych przedsiębiorstw energetycznych, promowanie konkurencji i ochrona interesów konsumentów. Ten stan rzeczy spowodował pewne zmiany w systemie statystyki energetycznej. Zwłaszcza odejście od dotychczasowego sposobu ustalania cen podstawowych nośników energii na rzecz określania ich pod nadzorem organu regulacji nie mogło pozostać bez wpływu na zakres badań statystycznych statystyki publicznej. Ponadto ustawa – Prawo energetyczne zobowiązywała Prezesa URE do zbierania i przetwarzania informacji dotyczących przedsiębiorstw energetycznych.

I tak w celu ujednoczenia statystyki energetycznej i koordynacji badań statystycznych z tego zakresu zostało zawarte porozumienie między Prezesem Głównego

Urzędu Statystycznego, Ministrem Gospodarki, Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki oraz Prezesem Agencji Rynku Energii SA¹⁾. Na podstawie tego porozumienia Agencja Rynku Energii SA dostarczała do URE do 2001 r. podstawowe informacje dotyczące sytuacji techniczno-ekonomicznej przedsiębiorstw w sektorze energetycznym.

Od 2002 r. zaprzestano pozyskiwania danych w ramach tego porozumienia, ponieważ nie zaspokajały one w pełni potrzeb Regulatora. Co więcej – w tym czasie konieczne stało się ograniczanie wydatków budżetowych. Od tego momentu Prezes URE nie miał również dostępu do jednostkowych wyników badań prowadzonych w ramach statystyki publicznej²⁾. Informacje związane z realizacją zadań regulacyjnych musiały być gromadzone we własnym zakresie.

Informacje dotyczące przedsiębiorstw energetycznych pozyskiwane były w trakcie procesu wydawania koncesji i zatwierdzania taryf. Proces koncesjonowania, rozpoczęty w 1998 r., pozwolił na zidentyfikowanie podmiotów gospodarujących w energetyce, a coroczne zatwierdzanie taryf dla tych przedsiębiorstw zapoczątkowało porządkowanie informacji o nich. W celu bieżącego monitorowania zjawisk zachodzących w sektorze energetycznym utworzona została w URE baza informacyjna o przedsiębiorstwach sektora energii, która w kolejnych latach była uzupełniana. Dane pochodziły również z miesięcznych, kwartalnych i rocznych sprawozdań przysyłanych przez spółki dystrybucyjne, elektrownie i elektrociepłownie zawodowe, które były w zasobach informacyjnych innych resortów i instytucji badawczych.

Pod koniec 2005 r. zawarto nowe porozumienie między Ministrem Gospodarki a Prezesem URE, które sprecyzowało zasady współfinansowania wspólnych przedsięwzięć statystycznych realizowanych w ramach Programu Badań Statystycznych Statystyki Publicznej. Na mocy tego porozumienia Prezes URE może znowu korzystać z zasobów informacyjnych innych resortów i instytucji badawczych, czyli m.in. Ministerstwa Gospodarki, Głównego Urzędu Statystycznego i Agencji Rynku Energii SA³⁾. Dane te wykorzystywane są w bieżącej działalności regulacyjnej Prezesa URE,

1) Porozumienie zostało zawarte 11 marca 1999 r. i dotyczyło prowadzenia badań statystycznych z zakresu gospodarki paliwowo-energetycznej.

2) Korzystanie z danych jednostkowych było niemożliwe nawet pomimo tego, że Regulator występuje w Programie Badań Statystycznych Statystyki Publicznej jako współprowadzący badania statyczne z zakresu gospodarki paliwowo-energetycznej od momentu jego powołania.

3) Porozumienie to zobowiązuje również do corocznego ustalenia zakresu wyników badań udostępnianych przez Ministra Gospodarki Prezesowi URE.

m.in. przy ocenie sytuacji ekonomiczno-finansowej sektora, w procesie taryfowania oraz dla zaspokajania potrzeb informacyjnych monitorowania systemu elektroenergetycznego i systemu gazowego.

Szczególną sferą systematycznych badań w URE jest od wielu lat (od 2001 r.) sektor ciepłowniczy. Stworzenie jednolitej bazy informacyjnej o przedsiębiorstwach posiadających koncesje na działalność ciepłowniczą było niezbędne, ponieważ funkcjonujący w ramach statystyki publicznej system pozyskiwania informacji o przedsiębiorstwach ciepłowniczych nie pozwalał na dokonywanie wszechstronnych i systematycznych analiz działalności tych przedsiębiorstw, jak również nie mógł być pomocny w bieżącej działalności oddziałów terenowych URE, m.in. w procesie zatwierdzania taryf.

Dodatkowo informacje przedstawiane przez przedsiębiorstwa wraz z wnioskami taryfowymi nie mogły stanowić podstawy do stworzenia takiej bazy, bo nie wszystkie przedsiębiorstwa jednocześnie występowały o zatwierdzenie taryfy i do grudnia 2000 r. przyjmowały różne okresy bazowe do jej sporządzania (tzn. 12 ostatnich miesięcy lub rok obrotowy).

Prezes URE skorzystał więc z ustawowej możliwości (art. 23 ustawy – Prawo energetyczne) pozyskiwania od koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych informacji wykraczających poza zakres obowiązujących sprawozdań statystycznych oraz informacji przedstawianych wraz z wnioskami koncesyjnymi i taryfowymi. W 2001 r. w URE został opracowany formularz sprawozdawczy dla zbierania danych za 2000 r. i rozpoczęto w ten sposób do dziś realizowane badania statystyczne koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych. Badanie w 2003 r. zostało po raz pierwszy przygotowane i przeprowadzone zgodnie z zasadami określonymi w ustawie o statystyce publicznej⁴⁾, a od 2004 r. oficjalnie przedsięwzięcie to zostało włączone do statystyki publicznej i zastąpiło dotychczasowe badania z tego zakresu prowadzone przez Ministerstwo Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej⁵⁾. Zapis w Programie Badań Statystycznych Statystyki Publicznej na 2004 r. przyjęty rozporządzeniem Rady Ministrów oznaczał, że Prezes URE przejął od tego momentu główny ciężar prac związanych z krajową statystyką ciepłownictwa.

Zgodnie z ustawą o statystyce publicznej badanie ciepłownictwa prowadzone przez Prezesa URE zali-

czono jest do systemów informacyjnych administracji publicznej⁶⁾, dlatego przedsięwzięcie badawcze URE uwzględnia pełne dostosowanie statystyki krajowej do standardów międzynarodowych, zwłaszcza wymogów Eurostatu, oraz zaspokajanie potrzeb informacyjnych zarówno odbiorców krajowych, jak i zagranicznych.

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

Co roku zakres przedmiotowy formularza ciepłowniczego jest uzgadniany zarówno z Ministerstwem Gospodarki, Głównym Urzędem Statystycznym, jak i oddziałami terenowymi URE. Przy opracowaniu formularza zawsze brane są pod uwagę doświadczenia z badań przeprowadzanych w latach poprzednich.

Prowadzone co roku badania obejmują przedsiębiorstwa, które mają ważną koncesję Prezesa URE na działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przesyłania, dystrybucji ciepła oraz obrotu nim, określoną w art. 32 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Są to nie tylko przedsiębiorstwa typowo ciepłownicze, ale również przemysłowe i usługowe, w których działalność ciepłownicza stanowi zaledwie ułamek, czasem bardzo niewielki, całej ich działalności gospodarczej.

Dane zbierane w badaniach za 2004 i 2005 r. zostały przekazane do Ministerstwa Gospodarki i zasilają krajową bazę gospodarki paliwowo-energetycznej. Wyniki wszystkich badań prezentowane są obszernie w publikacjach serii wydawniczej Prezesa URE „Energetyka ciepła w liczbach” (ukazujących się w połowie roku), będących przede wszystkim zbiorem tablic statystycznych⁷⁾. Umieszczane są w nich również krótkie charakterystyki dominujących tendencji obserwowanych w energetyce cieplnej w kolejnych latach, a odnoszących się do najistotniejszych kategorii charakteryzujących ten sektor. Znajdują się w nich także podstawowe informacje o badaniu i szczegółowe uwagi metodyczne, a także wzory formularzy obowiązujących w kolejnych latach wraz z objaśnieniami. W zestawieniach tabelarycznych pokazywane są wyniki badań nie tylko z roku bieżącego, ale także z lat po-

4) Badanie ciepłownictwa realizowane przez URE za 2003 r. odbywało się równoległe z badaniem MGPIPS.

5) Badania z zakresu ciepłownictwa prowadzone w ramach statystyki publicznej realizowało Ministerstwo Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej na formularzu G-10.9. Obejmowało ono tylko mniej więcej 230 podmiotów gospodarczych, dla których kryterium uczestnictwa w badaniu była sprzedaż ciepła powyżej 100 T.J. Ze względu na znacznie ograniczony zakres podmiotowy i przedmiotowy dane zbierane w tym badaniu nie mogły stanowić uzupełnienia bazy informacyjnej tworzonej w URE.

6) 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. Systemy informacyjne administracji publicznej występują w formie wszelkiego rodzaju wykazów, rejestrów, zbiorów danych, dokumentów ewidencyjnych, wyników pomiarów, danych monitoringu itp.

7) 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.

przednich zagregowane według wybranych zasad klasyfikacji przedsiębiorstw⁸⁾.

Syntetyczne charakterystyki koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych oraz opis zmian efektywności gospodarowania sektora ciepłowniczego, ukazują się również cyklicznie w „Biuletynach URE”.

publikować do 31 marca każdego roku (art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. a ustawy – Prawo energetyczne).

Wzory formularzy oraz objaśnienia do nich co roku umieszczone są na stronach internetowych URE. Zebrane informacje, przetworzone elektronicznie zasilają bazę informacyjną Urzędu. Nadzór organizacyjny

Tabela 1. Przedsiębiorstwa, które wzięły udział w badaniu w latach 2002-2005

Oddziały terenowe URE	Liczba koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych				Liczba przedsiębiorstw, które wypełniły sprawozdanie				Liczba przedsiębiorstw, które wypełniły sprawozdanie i miały zatwierdzoną taryfę (obowiązującą w danym roku)			
	2002	2003	2004	2005	2002	2003	2004	2005	2002	2003	2004	2005
OT Warszawa	78	74	69	68	73	73	69	57	67	68	67	57
OT Szczecin	83	88	82	65	77	77	79	65	72	73	79	64
OT Gdańsk	113	111	108	102	104	105	103	95	92	98	103	95
OT Poznań	134	132	119	113	132	118	115	89	114	112	109	89
OT Lublin	75	71	64	62	70	67	62	61	63	66	58	61
OT Łódź	88	84	85	78	84	80	75	62	81	79	72	62
OT Wrocław	87	89	77	61	82	77	73	59	72	71	73	59
OT Katowice	125	128	118	104	119	112	108	96	110	111	108	96
OT Kraków	111	108	99	99	108	104	98	81	96	97	96	80
RAZEM	894	885	821	752	849	813	782	665	767	775	765	663

Źródło: URE

Podstawą badań ciepłowniczych 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 od 2005 r. dane dotyczące wytwarzania w skojarzeniu energii elektrycznej i ciepła.

Informacje o energii elektrycznej i ciepłe 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

8) 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.

i merytoryczny nad przebiegiem badania sprawuje centrala URE, natomiast oddziały terenowe URE zbierają i weryfikują kompletność oraz poprawność danych przekazanych przez przedsiębiorstwa.

Liczba zebranych sprawozdań systematycznie zmniejsza się z roku na rok⁹⁾. W 2005 r. otrzymano wypełniony formularz od 665¹⁰⁾ przedsiębiorstw (w 2002 r. od 849, w 2003 r. od 813, w 2004 r. od 782), co stanowiło 88% wszystkich koncesjonowanych przedsiębiorstw w tym roku (95% w 2002 r., 92% w 2003 r. i 95% w 2004 r.). Brak informacji od niektórych przedsiębiorstw wynikał z faktu, że nie wszystkie przedsiębiorstwa, które miały koncesje w badanych latach zajmowały się w tym czasie koncesjonowaną działalnością ciepłowniczą.

Szacuje się, że spośród przedsiębiorstw, które prowadzą działalność związaną z zaopatrzeniem odbior-

9) W latach 2002-2004 z koncesjonowania wyłączone było wytwarzanie ciepła w źródłach o mocy poniżej 1 MW, przesyłanie i dystrybucja ciepła, jeżeli moc zamówiona przez odbiorców nie przekraczała 1 MW oraz wytwarzanie ciepła w przemysłowych procesach technologicznych, gdy wielkość mocy zamówionej przez odbiorców nie przekraczała 1 MW, natomiast w 2005 r. graniczna wartość mocy wzrosła do 5 MW (zmiany te zostały wprowadzone ustawą z 4 marca 2005 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska, Dz. U. Nr 62, poz. 552, które weszły w życie 3 maja 2005 r.). Zmiana ta wpłynęła na znaczne ograniczenie liczby koncesjonowanych, a zarazem badanych podmiotów w tym roku.

10) Liczba ta obejmuje oddziały Agencji Nieruchomości Rolnych (przed 16 lipca 2003 r. Agencji Własności Rolnej Skarbu Państwa), które zlokalizowane są w różnych województwach i sporządziły osobne sprawozdania ze swojej działalności – trzy oddziały w 2005 r. (osiem oddziałów w 2002 r., sześć oddziałów w 2003 r., pięć oddziałów w 2004 r. i trzy oddziały w 2005 r.).

ców w ciepło, ok. 70% ma koncesję Prezesa URE, a obszar regulowany obejmuje ok. 80% całkowitej produkcji ciepła w kraju oraz 97% łącznej sprzedaży ciepła. Reszta podmiotów pozostaje poza obszarem regulacji. Są to przede wszystkim podmioty, które nie podlegają koncesjonowaniu w rozumieniu Prawa energetycznego.

Przeprowadzone w 2006 r. przedsięwzięcie badawcze było już czwartym z kolei. Wyniki badania zostały obszernie zaprezentowane w publikacji Prezesa URE „Energetyka ciepła w liczbach – 2005”¹¹⁾. Syntetyczna charakterystyka koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych ze szczególnym uwzględnieniem zmian efektywności gospodarowania sektora ciepłowniczego w latach 2002-2005 ukazała się również w „Biuletynie URE”¹²⁾.

W grudniu 2006 r. rozpoczęto przygotowania do następnego badania koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych, które odbędzie się w 2007 r. Został przygotowany formularz i objaśnienia dla przedsiębiorstw do umieszczenia na stronie internetowej URE.

Obecnie Prezes URE dysponuje najbardziej obszerną bazą informacyjną o sektorze.

2. Działalność informacyjno-promocyjna

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.

Stanowiska i Komunikaty Prezesa URE

Od momentu powołania instytucji regulacyjnej do końca 2006 r. opublikowanych zostało 14 Stanowisk i 27 Komunikatów 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, niejed-

nokrotnie inicjował kierunek potrzebnych działań lub wskazywał, które z nich uważa za niepożądane. Przykładowo, w 2006 r. wydane zostały dwa stanowiska negatywnie oceniające stosowane przez przedsiębiorstwa energetyczne praktyki w stosunku do odbiorców¹³⁾.

Na szczególną uwagę zasługuje z pewnością obszernie Stanowisko z 31 lipca 2006 r. dotyczące uwag do kompleksowej nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne¹⁴⁾. Choć poświęcone konkretnej sprawie, pozwoliło na wyrażenie wielu ocen i poglądów zrodzonych w praktyce regulacji. Z pewnością nie pozostało one bez echa, wzbudziło nie tylko spore zainteresowanie, ale wywołało dyskusje i polemiki¹⁵⁾.

Komunikaty Prezesa URE najczęściej służą przekazaniu informacji ważnych dla wszystkich uczestników rynku energii. W wielu z nich informowano na temat zmian cen i stawek opłat za poszczególne nośniki energii, a w 2006 r. szczególne znaczenie miały komunikaty dotyczące zatwierdzenia Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnych¹⁶⁾.

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 2006 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 koncesje, o podjętych decyzjach w sprawach koncesji i taryf dla przedsiębiorstw koncesjonowanych oraz o rozstrzygnięciach Prezesa URE w sprawach spornych wraz z uzasadnieniem tych decyzji.

13) „Stanowisko z dnia 10 marca 2006 r. w sprawie praktyk przyłączeniowych niektórych przedsiębiorstw dystrybucyjnych” oraz „Stanowisko z dnia 12 września 2006 r. dotyczące stosowania art. 57 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne w sprawie ściągania przez przedsiębiorstwa energetyczne opłat z tytułu nielegalnego poboru paliw i energii”.

14) Dr Leszek Juchniewicz, „Prawo energetyczne – ocena i propozycje zmian”, 31 lipca 2006 r.

15) Stanowisko to zostało przede wszystkim przesłane do Ministra Gospodarki i jego współpracowników, skierowano je także do parlamentarzystów – członków Komisji sejmowych zajmujących się gospodarką. Skłoniło PTPIREE do sporządzenia pisemnej polemiki.

16) Np. Komunikat z 4 października 2006 r. w sprawie zatwierdzenia Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnych w części dotyczącej bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi, przedłożonymi przez Łódzki Zakład Energetyczny, Zakład Energetyczny W-wa – Teren SA oraz Energoserwis Kleszczów Sp. z o.o. czy też Komunikat z 30 listopada 2006 r. w sprawie zatwierdzenia Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnych w części dotyczącej bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi, przedłożonymi przez Rzeszowski Zakład Energetyczny, Zamojską Korporację Energetyczną, Zakład Energetyczny Łódź – Teren SA, ZEORK SA, Lubelskie Zakłady Energetyczne LUBZEL SA.

11) Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, „Energetyka ciepła w liczbach”, Warszawa, lipiec 2006.

12) A. Buńczyk, A. Daniluk, M. Okólski, „Koncesjonowane ciepłownictwo w latach 2002-2005”, „Biuletyn URE” Nr 5/2006.

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 szczegółowych, 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 URE” cieszą się dużym zainteresowaniem, o czym może świadczyć imponująca liczba przedruków na łamach czasopism branżowych oraz na stronach internetowych poświęconych sektorowi energetycznemu¹⁷⁾.

Kolejną publikacją urzędową są: „Biuletyn Branżowy Urzędu Regulacji Energetyki – Energia elektryczna” oraz „Biuletyn Branżowy Urzędu Regulacji Energetyki – Paliwa gazowe”. Do końca 2006 r. wydano odpowiednio 59 i 47 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, decyzje 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.

Popularyzację teorii i praktyki regulacyjnej miało na celu zapoczątkowanie w 2000 r. publikacji serii wydawniczej „Biblioteka Regulatora”. Książki z tej serii wydawniczej kierowane są zarówno do decydentów politycznych, jak i do przedsiębiorców energetycznych oraz odbiorców energii¹⁸⁾. Niezmiernie cieszą się one ogromnym zainteresowaniem, dlatego też są zamieszczone na stronie internetowej URE.

17) Np. www.cire.pl.

18) Pozycje z tej serii otrzymuje także każdy pracownik merytoryczny URE. W ten sposób wiedza zawarta w każdej z publikacji staje się podstawą samokształcenia.

W roku sprawozdawczym w ramach „Biblioteki Regulatora” wydane zostały dwie pozycje: „Stan konkurencji na rynku energii elektrycznej i rynku gazu: raporty porównawcze Komisji Europejskiej” oraz „Konsument na rynku energii. Ocena europejskich regulatorów”. Główną część pierwszego opracowania stanowią dwa raporty opublikowane przez Komisję Europejską pod koniec 2005 r. – „Raport z postępów w tworzeniu wewnętrznego rynku energii elektrycznej i rynku gazu” oraz „Raport Komisji Europejskiej: Dochodzenie w sprawie rynku energii”. Dokumenty te przybliżają i podsumowują dotychczasowe osiągnięcia państw członkowskich Unii Europejskiej dążących do liberalizacji rynków energetycznych. Wskazują także kierunki działań, zarówno organów UE, jak i krajów wspólnoty, mających sprawić, by rynki energii elektrycznej i gazu nie były ograniczane do terytorium danego państwa, ale stały się elementem wspólnotowego rynku funkcjonującego w oparciu o zasady konkurencji. W drugiej z wymienionych pozycji przedstawiono wyniki diagnozy sytuacji odbiorcy na europejskich rynkach energii elektrycznej i gazu przeprowadzonej przez Grupę Roboczą ds. Odbiorców Detalicznych ERGEG.

Internet jako element polityki informacyjnej

Istotnym elementem komunikacji jest oficjalna strona internetowa Urzędu, na której publikowane były, oprócz wspomnianych wcześniej Stanowisk i Komunikatów oraz „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 Regulatora¹⁹⁾. 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 ciążących 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.

Wychodząc naprzeciw oczekiwaniom użytkowników coraz bardziej popularnego środka komunikacji, jakim

19) Patrz np. pismo Prezesa URE z 22 stycznia 2006 r. do przedsiębiorstw energetycznych zobowiązanych do wypełnienia obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, Informacja Prezesa URE z 21 marca 2006 r. w sprawie podwyżek cen gazu, Informacja Prezesa URE z 20 czerwca 2006 r. w sprawie odmowy zatwierdzenia zmiany taryfy PGNiG SA dla paliw gazowych, w dziale Stanowiska i Komunikaty, www.ure.gov.pl, Komunikat Prezesa URE w sprawie kosztów działań interwencyjnych podejmowanych przez PSE – Operator SA w związku z nadzwyczajną sytuacją w KSE spowodowaną falą upałów, Informacja Prezesa URE w sprawie ceny wskaźnikowej istotnej dla procesu kształtowania taryf, 27 listopada 2006 r.

jest Internet, oraz realizując założenia ustawy o informatyzacji działalności podmiotów realizujących zadania publiczne²⁰⁾, w 2005 r. Urząd rozpoczął prace nad projektem pt. „System interaktywnej elektronicznej obsługi informatyczno-statystycznej dla uczestników rynku energii”²¹⁾. Jego realizacja ma w formie interaktywnej platformy zapewnić przedsiębiorcom i obywatelom możliwości składania dokumentów w sposób szybki i tani przez portal internetowy oraz skrócenie czasu oczekiwania zainteresowanych podmiotów na rozstrzygnięcie sprawy. W 2006 r. podpisana została umowa z wykonawcą, wybranym w drodze przetargu nieograniczonego²²⁾.

Na stronie internetowej Urzędu opublikowany został także „Pakiet informacyjny dla przedsiębiorstw zamierzających prowadzić działalność gospodarczą polegającą na wytwarzaniu energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii” wraz z przykładowym wnioskiem o udzielenie koncesji (promesy koncesji) oraz listą niezbędnych załączników i oświadczeń. Na stronie internetowej Urzędu Regulacji Energetyki publikowane były również liczne opinie i komunikaty mające na celu przypomnienie przedsiębiorstwom energetycznym o ciążyących na nich obowiązkach oraz wyjaśniające wątpliwości co do sposobu ich realizacji.

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 oraz taryf dla paliw gazowych Polskiemu Górnictwu Naftowemu i Gazownictwu SA i spółkom gazowniczym. 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. 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.

20) Ustawa z 17 lutego 2005 r. o informatyzacji działalności podmiotów realizujących zadania publiczne (Dz. U. z 2005 r. Nr 64, poz. 565).

21) Projekt realizowany jest w ramach Sektorowego Programu Operacyjnego Wzrost Konkurencyjności Przedsiębiorstw, lata 2004-2006 przyjęty przez Radę Ministrów 16 marca 2004 r., Podstawy Wsparcia Wspólnoty, na lata 2004-2006.

22) Prace związane z wdrażaniem i pilotażowym uruchomieniem platformy zaplanowano na rok 2007. Całkowite oddanie platformy do użytku przewidziane jest na drugą połowę 2008 r.

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 bezpośrednio dotarcia do nich i przedstawienia im wybranych zagadnień. W 2006 r. przedstawiciele Prezesa URE wygłosili liczne referaty obejmujące swoją tematyką realizację obowiązków regulacyjnych czy też konieczność upowszechniania kwestii związanych z racjonalizacją użytkowania energii.

Na szczególną uwagę zasługuje zaangażowanie Regulatora we współpracę międzynarodową. Jako odpowiedź na potrzebę upowszechniania informacji na temat prac grup roboczych i zespołów zadaniowych CEER i ERGEG, do których Prezes URE delegował swoich przedstawicieli, organizowano cykliczne, merytoryczne seminaria dla członków Zespołu do Spraw Interdyscyplinarnej Współpracy Międzynarodowej oraz Zespołu Społecznych Doradców Prezesa URE. W seminariach uczestniczyli również inni pracownicy URE zajmujący się tą problematyką. Podczas spotkań – poświęconych oddzielnie problematyce rynku energii elektrycznej i rynku gazu, przedstawiano wiele prezentacji dotyczących problemów regulacyjnych, technologicznych i organizacyjnych, jakie pojawiają się w toku wdrażania konkurencyjnych rynków energii. Obszerne merytoryczne informacje były zamieszczone na łamach „Biuletynu URE”.

Spotkania obu forów eksperckich, organizowane w formie warsztatów, były doskonałą okazją do wymiany poglądów i twórczych dyskusji umożliwiających wypracowanie spójnych i skoordynowanych działań przedstawicieli regulatora reprezentujących Prezesa URE na forum zarówno wspólnotowym, jak i międzynarodowym.

Udział w innych przedsięwzięciach związanych z funkcjonowaniem rynku energii

Z inicjatywy rozmaitych organizacji i instytucji organizowane są przedsięwzięcia, których celem jest przybliżenie odbiorcom paliw i energii tematyki związanej z energetyką. Udział Prezesa URE w takich wydarzeniach niejednokrotnie podkreśla ich znaczenie oraz daje innym potencjalnym organizatorom asumpt do podejmowania podobnych, z pewnością pożytecznych inicjatyw.

Prezes URE wspierał w 2006 r. w przedsięwzięcia mające na celu promowanie zagadnień związanych z rynkiem energii. Podejmowane działania miały charakter pomocy finansowej lub patronowania nad tymi przedsięwzięciami.

W kwietniu 2006 r. zawarta została umowa o współpracy z Fundacją Wychowanie Przez Sztukę, która organizowała konkurs pod hasłem „Alternatywne źródła energii”, skierowany do uczniów szkół podstawowych i gimnazjów powiatu wołomińskiego. Na mocy umowy Prezes URE dofinansował nagrody dla laureatów wspomnianego konkursu.

23 października 2006 r. podpisano porozumienie między Państwowym Wydawnictwem „Rzeczpospolita” SA, Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki, Krajową Agencją Poszanowania Energii SA oraz Międzynarodową Szkołą Menedżerów Sp. z o.o. Przedmiotem porozumienia jest współpraca przy realizacji cyklu konferencji poświęconych zagadnieniom związanym z funkcjonowaniem rynku energii. Konferencje odbywać się będą w I półroczu 2007 r. w różnych miastach Polski, a ich tematyka obejmować ma kwestie dotyczące m.in. nowych zasad sprzedaży energii dla odbiorców na otwartym po 1 lipca 2007 r. rynku oraz lokalnej polityki energetycznej, realizowanej na poziomie gmin. Na mocy porozumienia Prezes URE obejmie honorowy patronat nad wszystkimi konferencjami. Dodatkowo planuje się aktywny udział Prezesa URE oraz jego przedstawicieli w konferencjach – poprzez wygłaszanie referatów oraz uczestnictwo w dyskusjach panelowych.

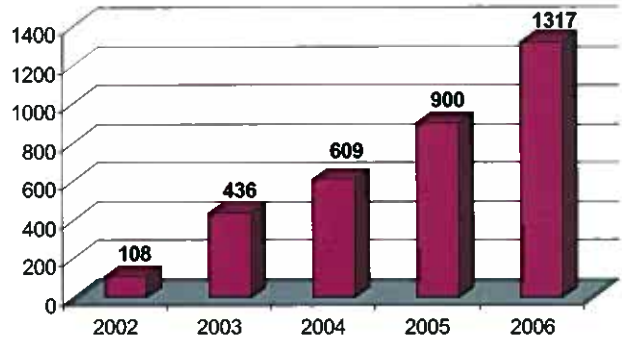
3. Działalność Rzecznika Odbiorców Paliw i Energii

Rok 2006 był piątym z kolei rokiem funkcjonowania w URE stanowiska Rzecznika Odbiorców Paliw i Energii²³⁾. Rzecznik, w imieniu Prezesa URE, udziela informacji i pomocy odbiorcom paliw gazowych i energii w ich stosunkach z przedsiębiorstwami energetycznymi, współpracuje z przedsiębiorstwami energetycznymi oraz instytucjami i organizacjami konsumenckimi w zakresie ochrony interesów odbiorców. Z uwagi na narastającą liczbę spraw (patrz rys. 1) i konieczność utrzymania szybkiej reakcji na zgłaszane przez odbiorców problemy, od połowy lipca 2006 r. na stanowisko Rzecznika została powołana druga osoba.

Wzrastająca z roku na rok liczba problemów kierowanych do Rzecznika jest efektem kilku zjawisk. Jednym z nich jest fakt rozpowszechniania się informacji o istnieniu URE i działania w ramach jego struktury wyspecjalizowanego stanowiska²⁴⁾. Innym czynnikiem jest zwiększenie aktywności przedsiębiorstw energetycznych na poszczególnych polach ich działalności, np. w ujawnianiu nielegalnego poboru energii.

23) Rozpoczął swoją działalność 1 lipca 2002 r. na mocy zarządzenia Ministra Gospodarki z 25 czerwca 2002 r. w sprawie nadania statutu Urzędowi Regulacji Energetyki (M. P. Nr 26, poz. 436).

24) Jest to następstwo przekazywania tej informacji przez rzeczników konsumentów, organizacje konsumenckie, a także docieranie przez coraz większe kręgi odbiorców do strony internetowej Urzędu.



Rysunek 1. Liczba spraw napływających do Rzecznika w latach 2002-2006 (Źródło: URE)

Wzrastającej liczby spraw kierowanych do Rzecznika nie należy utożsamiać z rosnącą liczbą spraw, reklamacji czy sporów wnoszonych przez odbiorców do przedsiębiorstw energetycznych.

Rzecznik realizuje swoje zadania informacyjne w różnych formach: przez bezpośrednie odpowiedzi na zgłaszane przez odbiorców problemy (których szczegółowa analiza znajduje się w dalszej części sprawozdania) oraz przekazywanie informacji adresowanych do szerszego grona odbiorców w „Poradniku odbiorcy”, zamieszczonym na stronie internetowej URE.

W „Poradniku”, który został w 2006 r. gruntownie przebudowany, można znaleźć stanowiska Prezesa URE bezpośrednio dotyczące spraw odbiorców, znajdują się tam odpowiedzi na powtarzające się pytania oraz szersze omówienia najczęściej spotykanych problemów, są także dostępne artykuły omawiające zagadnienia mogące zainteresować odbiorców. Oddzielnym jego działem jest „Oszczędzanie energii”, w którym poza praktycznymi informacjami o oszczędzaniu energii w gospodarstwie domowym, znajdują się informacje o programach oszczędzania energii i o organizacjach propagujących idee oszczędzania energii. Te ostatnie informacje powinny zainteresować średnich i dużych odbiorców energii.

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 mieszkaniowych²⁵⁾.

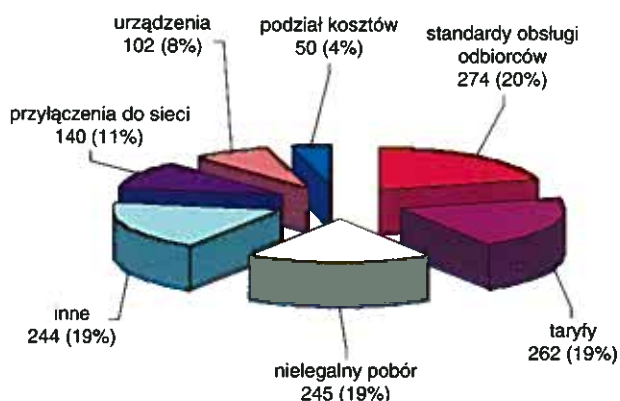
W 2006 r. Rzecznik zajął się łącznie 1 317 sprawami²⁶⁾: najwięcej dotyczyło sektora energii elektrycznej – 875, a następnie gazu – 187 oraz ciepła – 171.

25) Skargi, pytania i prośby odbiorców kierowane są za pomocą poczty, poczty internetowej, telefonu, faksu lub podczas bezpośrednich wizyt u Rzecznika. Powiatowi lub miejscy rzecznicy konsumentów, inne urzędy administracji publicznej oraz przedstawiciele stowarzyszeń konsumenckich także przekazyują Rzecznikowi pisma odbiorców mediów energetycznych.

26) Udzielanie odpowiedzi przez Rzecznika odbywa się w formie pisemnych wyjaśnień (547 wystanych wyjaśnień) lub udzielania porad telefonicznie oraz wizyt (770 udzielonych porad).

Struktura spraw jest przedstawiona na rys. 2; dominują problemy standardów jakościowych obsługi odbiorców, taryf oraz nielegalnego poboru energii lub gazu.

Wśród zagadnień związanych ze standardami jakości obsługi, odbiorców interesowały takie kwestie jak: możliwość wstrzymania dostaw energii przez przedsiębiorstwo energetyczne, problemy związane z przerwami w dostawach, sprawy dotyczące wnoszenia reklamacji; jakość dostarczanej energii; zagadnienia związane z licznikami; sposób i formy przeprowadzania kontroli przez przedsiębiorstwa energetyczne, zwłaszcza w mieszkaniach odbiorców; możliwości dochodzenia odszkodowania za uszkodzenia urządzeń AGD przez wyładowania atmosferyczne/przebiecia w sieci; problemy dotyczące umów – zawarcie, wypowiedzenie, nieodeślanie podpisanej umowy.



Rysunek 2. Problemy odbiorców w 2006 r. (Źródło: URE)

Spośród problemów dotyczących zapisów zawartych w taryfach przedsiębiorstw energetycznych, odbiorców **interesowały m.in.** możliwości dalszego uzyskania tzw. taryfy pracowniczej, wszelkie zagadnienia związane z rozliczeniami za pobraną energię – wysokość opłat, wycenienia zawarte na rachunkach, możliwości zmiany grupy taryfowej oraz możliwości zmiany mocy zamówionej.

Na uwagę zasługuje fakt, że 245 odbiorców zainteresowało Rzecznika problemami związanymi z nielegalnym poborem energii elektrycznej czy gazu²⁷⁾, mimo że rozstrzygnięcie sporów powstałych na tym tle nie należy do kompetencji Prezesa URE, ale do kompetencji innego organu – sądu powszechnego.

Wychodząc jednak na przeciw sytuacji odbiorców energii oskarżanych przez przedsiębiorstwa energetyczne o nielegalny pobór i konsekwencji płynących z tego tytułu, Prezes URE zajął stanowisko²⁸⁾. Wie-

ząc, że możliwe jest budowanie przez przedsiębiorstwa energetyczne stosunków z odbiorcami w taki sposób, aby dochodząc swoich praw, respektowały one prawa i obowiązki odbiorców do pełnej i rzetelnej informacji, z uwzględnieniem obowiązującego prawa, Prezes URE dostarczył także wiedzy w tym zakresie samym odbiorcom.

Odbiorcy pytali także o kwestie prawne związane z posadowionymi na ich gruncie urządzeniami lub instalacjami energetycznymi przebiegającymi przez ich posesję, liniami energetycznymi nad ich posesją czy wpływem urządzeń energetycznych na zdrowie (102 wyjaśnienia)²⁹⁾. Należy także zauważyć liczne prośby odbiorców o wyjaśnienie zasad rozliczeń kosztów podziału ciepła w budynkach wielolokalowych³⁰⁾.

Odbiorców interesowały także różne inne zagadnienia związane na przykład z: kompetencjami Prezesa URE, zasadami udzielania koncesji, prowadzeniem działalności bez koncesji, rozpatrywaniem wniosków dotyczących świadectw pochodzenia energii ze źródeł odnawialnych, możliwością zamiany sprzedawcy, uzyskaniem odsetek od nadpłaconych rachunków, pobieraniem energii od przedsiębiorstwa niekoncesjonowanego i zasadami prowadzenia rozliczeń, zasadami rozliczania podnajemców z pobranej energii, normami ogrzania – temperatura w pomieszczeniach, czy też możliwością zaskarżenia przez odbiorcę stawek zawartych w taryfie.

W 2006 r. zwracali się do Rzecznika także dziennikarze z różnych **mediów** w sprawach interwencyjnych zgłaszanych do różnych redakcji przez czytelników, słuchaczy lub widzów.

Wśród spraw skierowanych do Rzecznika były pisma przysłane z innych organów lub **urzędów**, które w całości lub części dotyczyły problemów związanych z różnymi aspektami dostarczania nośników energii. W 2006 r. przekazanych zostało 66 takich spraw, przy czym większość nadeszło Ministerstwo Gospodarki, a następnie: Kancelaria Prezesa Rady Ministrów, Biuro Rzecznika Praw Obywatelskich, Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów. W ubiegłym roku łącznie w 56 sprawach zwrócili się do Rzecznika **powiatowi lub miejscy rzecznicy konsumentów lub przedstawiciele stowarzyszeń konsumentów**. Przekazane przez nich sprawy odnosiły się głównie do podobnych problemów, jak te zgłaszane indywidualnie.

27) Wśród tych spraw dominowały oskarżenia o nielegalny pobór energii na skutek zastosowania tzw. magnesu neodymowego.

28) Stanowisko z 2006 r. dopełnia wydane jeszcze 2005 r. Stanowisko Prezesa URE z 29 marca 2005 r., dotyczące stosowania art. 6 ust. 3a ustawy – Prawo energetyczne, w sprawie wstrzymania dostaw energii elektrycznej z powodu zwłoki z zapłatą.

29) Odpowiedź na te pytania wiąże się z koniecznością przede wszystkim ustalenia stanu prawnego tych urządzeń i instalacji, a rozstrzygnięcie powstałych sporów będzie należało do sądu powszechnego.

30) Rozstrzygnięcie sporów powstałych także i na tym tle przekracza kompetencje Prezesa URE, a ich uregulowanie należy do kompetencji innych organów, jakimi są: spółdzielnia/wspólnota mieszkaniowa czy zarząd/administracja domów komunalnych.

CZĘŚĆ IV. SĄDOWA KONTROLA DZIAŁALNOŚCI PREZESA URE

Orzecznictwo sądowe pełni doniosłą rolę w procesie regulacji. Rozpatrując środki odwoławcze od decyzji Prezesa URE, Sąd Okręgowy w Warszawie – Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów, Sąd Apelacyjny w Warszawie, Sąd Najwyższy oraz sądy administracyjne dokonują interpretacji przepisów ustawy – Prawo energetyczne i ustaw towarzyszących, oceniają zasadność rozstrzygnięć tego organu oraz wytyczają podstawowe kierunki w orzecznictwie w tym zakresie. Poglądy zawarte w uzasadnieniach prawomocnych orzeczeń stanowią niezwykle ważne wskazówki zarówno dla Prezesa URE, jak i dla stron postępowania oraz dla społeczeństwa, w znakomity sposób ułatwiając podejmowanie rozstrzygnięć w podobnych sprawach. W tym celu orzeczenia sądowe zamieszczane są na stronie internetowej Urzędu.

Analiza orzeczeń wydanych w ciągu dotychczasowej działalności Prezesa URE wykazuje, że sądy wszystkich wymienionych instancji **w zdecydowanej większości przypadków** potwierdzają zasadność rozstrzygnięć podejmowanych przez ten organ, mimo że regulacja prawna w tym zakresie jest niezmiernie skomplikowana i bardzo często zmieniana. Stanowią one zatem swoiste uznanie dla działalności organu i jego Urzędu oraz satysfakcjonujące potwierdzenie słuszności podejmowanych rozstrzygnięć.

I. W 2006 r. Prezes URE wydał łącznie 7 248 decyzji administracyjnych, z czego odwołania do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów wniesiono od 269 decyzji. Oznacza to, że zaskarżono 3,71% wydanych decyzji. Dla porównania: w 2005 r. wydano 8 611 decyzji i wniesiono 123 odwołania (co stanowi 1,4% wydanych decyzji), w 2004 r. wydano 8 279 decyzji i wniesiono 128 odwołań (ponad 1,5%), w 2003 r. wydano 3 506 decyzji i wniesiono 76 odwołań (ponad 2%), zaś w 2002 r. wydano 3 688 decyzji i wniesiono 112 odwołań (ok. 3%). Zatem odsetek odwołań od tych decyzji uległ zwiększeniu o 0,71% w stosunku do 2002 r.

Do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów przekazane zostały 253 odwołania, a w 16 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.).

Do 31 grudnia 2006 r. Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów oddalił cztery odwołania wniesione w 2006 r., 22 odrzucił, w 12 przypadkach umorzył postępowanie odwoławcze.

Do rozpoznania w 2007 r. pozostało zatem 213 odwołań wniesionych w 2006 r.

Ponadto Sądowi przekazano 16 zażaleń na wydane w postępowaniu administracyjnym postanowienia Pre-

zesa URE (dotyczące w szczególności zawieszenia postępowania oraz odmowy nadania decyzji rygoru natychmiastowej wykonalności), przy czym 11 z nich zostało przez Sąd odrzuconych, trzy dalsze – oddalone, w jednym przypadku Sąd uchylił postanowienie Prezesa URE, w kolejnym umorzył postępowanie. Sąd odrzucił też jedno zażalenie na własne postanowienie oraz uchylił trzy własne postanowienia.

Sąd oddalił ponadto cztery zażalenia na postanowienia Prezesa URE wydane w roku 2005 r.

W 2006 r. Sąd zajął się także 56 odwołaniami od decyzji Prezesa URE, które zostały wniesione w 2005 r. W 39 przypadkach Sąd oddalił odwołania od zaskarżonych decyzji, w pięciu odrzucił odwołania. W sześciu przypadkach Sąd, uwzględniając odwołanie, uchylił, zaś w innych sześciu zmienił decyzje Prezesa URE.

Ponadto Sąd rozpoznał 29 odwołań wniesionych od decyzji Prezesa URE wydanych w 2004 r. W 23 przypadkach Sąd oddalił odwołania, w pięciu uchylił decyzje Prezesa URE, zaś w jednym przypadku zmienił zaskarżoną decyzję.

Jak wynika z powyższego, w większości rozpoznawanych w 2006 r. przypadków Sąd podzielił stanowisko Prezesa URE prezentowane w zaskarżonych decyzjach.

W 2006 r. Sąd odrzucił również pięć apelacji wniesionych od jego wyroków.

II. Spośród wyroków Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów na uwagę zasługują coraz liczniejsze orzeczenia wydane po rozpatrzeniu odwołań od decyzji, mocą których Prezes URE wymierzył przedsiębiorcom posiadającym koncesję na obrót paliwami ciekłymi kary pieniężne na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 12 ustawy – Prawo energetyczne za nieprzestrzeganie warunku koncesji polegającego na zapewnieniu należytej jakości wprowadzanych do sprzedaży paliw ciekłych (czyli jakości zgodnej z obowiązującymi przepisami); Sąd w wyrokach tych sformułował kilka istotnych tez, które przedstawiono poniżej.

1. Ukarani przez Prezesa URE przedsiębiorcy, odwołując się od decyzji o nałożeniu kary, niejednokrotnie przedstawiali argument, że mieli przekazywane im przez pośredników certyfikaty jakości paliw, wystawiane m.in. przez ich producentów (rafinerie), co miało upewniać ich w przekonaniu, że wprowadzają do obrotu paliwa prawidłowej jakości. Reprezentatywne stanowisko Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów w omawianym zakresie zostało w szczególności wyrażone w uzasadnieniu wyroku z 27 marca 2006 r. (sygn. akt XVII AmE 108/04), w którym Sąd ten stwierdził, co następuje: „Powołane w zaskarżonej decyzji okoliczności faktyczne do-

tyczące wprowadzenia do obrotu paliwa niespełniającego normy jakościowej są bezsporne. Strona powodowa nawet ich nie kwestionowała, wskazując jedynie, że nie ponosi odpowiedzialności za niewłaściwą jakość sprzedawanych paliw. Powód przedstawił świadectwa jakości paliwa, które otrzymał od dostawcy wraz z fakturą. Jednocześnie z zebranego materiału dowodowego wynika, że powód przy odbiorze towaru nie przeprowadził żadnych dodatkowych badań jakości paliwa uznając, iż otrzymane świadectwa jakości są gwarancją zgodności towaru z normą, a ponadto nie posiada możliwości i środków na przeprowadzenie badania jakości dostarczonego paliwa. Powód uznał, że skoro zadbał aby każda z partii kontrolowanego paliwa posiadała świadectwo jakości, spełnił w jego ocenie wymagane reguły staranności, ponieważ nie może podważać certyfikatów jakościowych wystawionych przez producenta. (...) W ocenie Sądu przedstawione świadectwa jakości nie mogą być dowodem należytej jakości dostarczonego towaru. Dotyczą one paliwa znajdującego się w zbiornikach hurtowni. Jednak Powód przy odbiorze paliwa nie pobrał stosownych próbek do kontroli. (...) W sytuacji, gdy przy odbiorze paliwa powód nie podjął działań mających na celu ustalenie jakości konkretnej partii towaru opierając się tylko na otrzymanych certyfikatach należy stwierdzić, że nie zadbał on o dochowanie aktów staranności i przyjął na siebie odpowiedzialność za jakość wprowadzonego do sprzedaży paliwa. Powód nie wykazał bowiem, jakiej jakości paliwo otrzymał i na własne ryzyko dopuścił do jego sprzedaży, przyjmując jedynie na podstawie dokumentu, że spełnia normy jakościowe określone w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dn. 17.12.2002 r. w sprawie szczegółowych wymagań dla paliw ciekłych (Dz. U. Nr 229, poz. 1918). Jeśli więc w wyniku przeprowadzonej na stacji paliw kontroli ustalono, że wprowadzone do obrotu paliwo nie spełnia wymogów jakościowych, odpowiedzialność z tego tytułu spoczywa na podmiocie gospodarczym prowadzącym sprzedaż tego paliwa”.

Z kolei w wyroku z 1 marca 2006 r. (sygn. akt XVII AmE 103/04) Sąd OKiK stwierdził, że: „(...) nie podziela (...) stanowiska powódki, że jej rola przy zakupie paliwa ograniczona jest do egzekwowania od dostawcy certyfikatu jakościowego. Należyta staranność powódki należy oceniać, zgodnie z art. 355 § 2 k.c., a więc uwzględniając zawodowy charakter prowadzonej przez nią działalności. Działalność ta ma charakter koncesjonowany, a koncesja nakładała na powódkę obowiązek sprzedaży paliw o jakości zgodnej z obowiązującymi przepisami (warunek 2.2.3 koncesji Nr (...)). W ocenie Sądu, na powódce ciążył zatem obowiązek stworzenia takiej organizacji, aby wykluczyć możliwość wprowadzenia do sprzedaży paliwa o jakości nieodpowiadającej obowiązującym przepisom. Poleganie wyłącznie na dostarczonych

certyfikatach jakości jest, zdaniem Sądu działaniem niedostatecznym. Należy przy tym mieć na względzie, że nabywca końcowy paliwa, tym bardziej nie ma możliwości kontroli paliwa na stacji benzynowej. Gdyby zatem zakres obowiązku dystrybutora ograniczał się do sprawdzania wyłącznie certyfikatów, kontrola jakości w ogóle by nie istniała. Nie byłoby, w takiej sytuacji sensu koncesjonowania działalności w zakresie dystrybucji paliw. W koncesjonowaniu działalności, należy w tym przypadku upatrywać celu, jakim jest stworzenie (...) systemu dystrybucji paliw, w którym konsument może mieć pełne zaufanie do jakości paliwa.”.

2. Istotne z punktu widzenia prawidłowego kształtowania orzecznictwa Prezesa URE w sprawach z zakresu zatwierdzania taryf jest uzasadnienie wyroku Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów z 4 grudnia 2006 r. sygn. akt XVII AmE 31/06. Wyrokiem tym Sąd oddalił odwołanie od decyzji Prezesa URE odmawiającej jednemu z przedsiębiorstw energetycznych zatwierdzenia taryfy dla energii elektrycznej. Przyczyną odmowy było m.in. zawyżenie kwoty kosztów uzasadnionych i zaniżenie wielkości sprzedaży i dostawy energii. W uzasadnieniu powołanego wyroku Sąd, nawiązując do celu ustawy – Prawo energetyczne określonego w jej art. 1 ust. 2 stwierdził: „Celem ustawy Prawo energetyczne jest tworzenie warunków do zrównoważonego rozwoju kraju, zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, oszczędnego i racjonalnego użytkowania paliw i energii, rozwoju konkurencji, przeciwdziałania negatywnym skutkom naturalnych monopolii, uwzględniania wymogów ochrony środowiska, zobowiązań wynikających z umów międzynarodowych oraz równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii. Oznacza to w szczególności dążenie do odzwierciedlenia środkami regulacyjnymi zjawisk, które na wolnym rynku wywołuje zjawisko konkurencji (...). Nie jest działaniem przypadkowym, że ustawodawca wprowadza regulację wszędzie tam, gdzie z istoty rzeczy konkurencja nie istnieje lub jest w istotny sposób zakłócona(...) Podkreślić należy, że przepisy regulacyjne, w tym ustawy Prawo energetyczne i rozporządzenia (...) w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną, należy (...) traktować jako element otoczenia ekonomicznego, w którym działa przedsiębiorstwo energetyczne (analogicznie jak warunki na rynku konkurencyjnym). Skutków działania przedsiębiorcy wbrew warunkom otoczenia nie można traktować jako dyskryminacji, zwłaszcza, że zasady tworzenia taryf są jednakowe dla wszystkich przedsiębiorców i wcześniej znane”.

III. W 2006 r. od wyroków Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów wniesiono 17 apelacji, przy czym jeden z nich wniósł Prezes URE, zaś pozostałe 16 – strony.

W 2006 r. Sąd Apelacyjny rozpoznał 18 apelacji (przy czym dwie wniosł Prezes URE a 16 – strony) od wyroków Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów wydanych w 2005 r. (oraz w czterech przypadkach – w 2003 r.). W dziewięciu przypadkach apelacje te oddalił, uwzględniając stanowisko Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, który zaskarżonymi wyrokami oddalił odwołania od decyzji Prezesa URE, w czterech przypadkach zmienił w części zaskarżone wyroki, w pięciu przypadkach uchylił zaskarżone wyroki, w jednym przypadku odrzucił apelację, zaś w jednym umorzył postępowanie w sprawie z powodu cofnięcia apelacji.

Sąd ten rozpoznał także 20 zażaleń wniesionych na postanowienia wydane przez Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów w toku postępowania, w roku 2006 (przy czym jeden wniośł Prezes URE, zaś 19 – strony). Spośród tych zażaleń 13 zostało przez Sąd oddalonych, jedno – uwzględnione w części, sześć zaś – odrzuconych.

Sąd Apelacyjny rozpoznał także trzy zażalenia wniesione na postanowienia Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów wydane w 2005 r., wszystkie z nich oddalając.

Z powyższego wynika, że mimo stosunkowo wysokiej liczby oddalonych przez Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów odwołań, tylko nieznaczna część jego orzeczeń została zaskarżona do Sądu Apelacyjnego. Ten z kolei podzielił we wszystkich przypadkach stanowisko sądu pierwszej instancji, uznając zasadność rozstrzygnięć zawartych w decyzjach Prezesa URE.

Wśród wyroków Sądu Apelacyjnego na uwagę zasługują wyroki wydane w sprawach o wymierzenie kar pieniężnych za niewywiązywanie się z obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w roku 2002. W 11 sprawach postępowanie apelacyjne od wyroków Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów wydanych w tych sprawach w roku 2004 zostało zawieszono ze względu na skierowanie w jednej ze spraw pytania do Trybunału Konstytucyjnego w kwestii zgodności z Konstytucją przepisu art. 9 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne w brzmieniu obowiązującym do dnia wejścia w życie ustawy z 24 lipca 2002 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne, a także o zgodności z Konstytucją rozporządzenia Ministra Gospodarki z 15 grudnia 2000 r. w sprawie 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 zakresu tego obowiązku.

Wyrokiem z 25 lipca 2006 r., sygn. akt P 24/05 Trybunał Konstytucyjny orzekł, że 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 w rozpoznawaniu poszczególnych apelacji, wydawał odmienne wyroki.

1. I tak, wyrokiem z 20 października 2006 r., sygn. akt VI ACa 1208/05, Sąd oddalając apelację, stwierdził: „jest (...) poza sporem, iż u producenta powód zakupił 1,2% energii „zielonej” zamiast 2,5% do czego był zobowiązany przepisami rozporządzenia. (...) Wina powoda – aczkolwiek polegająca na zaniechaniu podjęcia należytych starań w celu spełnienia obowiązku zakupu „zielonej” energii nie zaś na umyślnym łamaniu prawa jest jednak w sprawie bezsporna.”
2. Z kolei w wyroku z 22 listopada 2006 r., sygn. akt VI ACa 116/05, Sąd Apelacyjny uwzględnił zarzut apelacji odnoszący się do wysokości wymierzonej kary i zmienił zaskarżony wyrok, zmniejszając ją o ponad połowę (w pozostałym zakresie apelację oddalił). Sąd ten uznał, że: „nietrafnie Sąd Okręgowy przyjął, że na wysokość wymierzonej kary nie ma wpływu sytuacja finansowa przedsiębiorstwa. Jak wynika bowiem wprost z treści (...) art. 56 ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne jedną z przesłanek ustalenia wysokości wymierzonej kary są możliwości finansowe podmiotu. Powód wskazywał w odwołaniu, a następnie także w apelacji na szereg niekorzystnych zdarzeń, które spowodowały jego znaczące kłopoty finansowe i w związku z tym konieczność korzystania z kredytów. Należało także mieć na uwadze, że na rynku energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych pojawiły się trudności z realizacją obowiązku zakupu tej energii (...), co rzutuje na ocenę stopnia zawinienia podmiotu, który musiał obowiązek ten wypełnić, kwalifikowanego w sprawie niniejszej jako nieznaczny. Trzeba było również uwzględnić, że powodowa Spółka przedmiotową karą została ukarana po raz pierwszy.”
3. Z kolei w wyroku z 10 października 2006 r., sygn. akt VI ACa 132/05, Sąd Apelacyjny zmienił zaskarżony wyrok uchylając decyzję Prezesa URE. W uzasadnieniu Sąd dokonał szczegółowej oceny przesłanek określonych w art. 56 ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne i stwierdził, że: „częste zmiany niedoskonałego prawa, wątpliwości co do jego konstytucyjności, uzasadnione po części podstawy, dla których powód interpretował obowiązujące go przepisy w określony sposób, dokonywanie jednak przez powoda obrotu tylko taką energią, która wytworzona była we właściwych źródłach, uniemożliwiają przypisanie powodowi jakiegokolwiek winy. Nie można (...) doszukiwać się w takich okolicznościach winy w tym, że powód nie podjął działań zmierzających do zawarcia umowy bezpośrednio z wytwórcą energii. W inny sposób Prezes URE nie próbował wykazywać zawinienia powoda. (...) brak szkodliwości czynu i zawinienia po stronie powoda nie pozwala na wymierzenie mu jakiegokolwiek kary. Dodatkowo, na poparcie tej konkluzji wskazać należy, że Prezes URE nie brał pod uwagę przesłanki „dotychczasowego zachowania podmiotu”.”

IV. Od wyroków Sądu Apelacyjnego wniesione zostały trzy skargi kasacyjne. W jednym przypadku skargę wniósł Prezes URE (od powołanego wyżej wyroku, sygn. akt VI ACa 132/05) zaś w pozostałych przypadkach – strony. Jedna skarga (złożona przez stronę) została przez Sąd Apelacyjny odrzucona ze względu na niedopuszczalność jej wniesienia.

W 2006 r. wniesionych zostało też (przez strony) 16 zażaleń na postanowienia Sądu Apelacyjnego.

Sąd Najwyższy w 2006 r. odrzucił jedną skargę kasacyjną od wyroku Sądu Apelacyjnego, w jednym przypadku uchylił zaskarżone postanowienie Sądu Apelacyjnego oraz wydał jedno postanowienie oddalające zażalenie na postanowienie Sądu Apelacyjnego. Sąd Najwyższy w jednym przypadku wydał postanowienie odrzucające skargę strony o stwierdzenie niezgodności z prawem prawomocnego orzeczenia Sądu Najwyższego.

W powołanym wyżej przypadku strona skarżąca domagała się stwierdzenia niezgodności z prawem wyroku Sądu Najwyższego wydanego 26 lutego 2004 r., sygn. akt III SK 5/04 (wyrok oddalający kasację przedsiębiorstwa energetycznego od wyroku Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów oddalającego odwołanie od decyzji Prezesa URE odmawiającej zatwierdzenia zmiany taryfy dla energii elektrycznej). Odrzucając tę skargę ze względu na niedopuszczalność jej wniesienia, Sąd Najwyższy, w uzasadnieniu postanowienia z 13 kwietnia 2006 r., sygn. akt III BO 1/06, stwierdził, że: „Instytucja skargi o stwierdzenie niezgodności z prawem prawomocnego orzeczenia w istocie służy wyłącznie przesądzeniu jednej z przesłanek deliktowej odpowiedzialności Skarbu Państwa, o której mowa w art. 417¹ § 2 k.c. (...) Przepisy działu VIII tytułu VI księgi pierwszej części pierwszej Kodeksu postępowania cywilnego – w których unormowano postępowanie w sprawie skargi o stwierdzenie niezgodności z prawem prawomocnego orzeczenia – regulują procedurę „właściwego” postępowania w rozumieniu art. 417¹ k.c., w którym następuje stwierdzenie niezgodności z prawem. Z powyższego wynika, iż przepisy działu VIII tytułu pierwszej księgi pierwszej kodeksu postępowania cywilnego powinny być stosowane do orzeczeń, których dotyczy art. 417¹ § 2 k.c. (uchwała SN z dnia 26 października 2005 r., III BZP 1/05). Skład orzekający Sądu Najwyższego w pełni podziela stanowisko (...), zgodnie z którym są to orzeczenia, które uprawomocniły się poczynając od 1 września 2004 r. Z powyższego wynika, iż skarga o stwierdzenie niezgodności z prawem prawomocnego orzeczenia nie przysługuje od wyroków, które uprawomocniły się przed tą datą.”

V. W 2006 r. do Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego (WSA) wniesiono cztery skargi na beczynność Prezesa URE. Sąd ten rozpoznał dotychczas jedną skargę na beczynność Prezesa URE, którą odda-

lił. W jednym przypadku Sąd zawiesił postępowanie w sprawie skargi na beczynność ze względu na konieczność potwierdzenia zgonu strony skarżącej.

Na uwagę zasługuje wyrok WSA z 17 października 2006 r., sygn. akt VI SAB/Wa 12/06. Wyrokiem tym Sąd oddalił skargę na beczynność Prezesa URE złożoną na skutek pozostawienia bez rozpoznania przez ten organ wniosku jednego z przedsiębiorstw energetycznych o zwolnienie z obowiązku przedkładania taryfy do zatwierdzenia. W przedmiotowym przedsiębiorstwie prawo reprezentacji przysługiwało dwóm członkom zarządu, przy czym zarząd był wieloosobowy. Wniosek złożony przez pełnomocnika (na podstawie pełnomocnictwa udzielonego przez osoby upoważnione do reprezentacji spółki) został następnie cofnięty na podstawie pisma dwóch innych umocowanych do reprezentowania spółki członków zarządu, następnie zaś pierwotny wniosek o zwolnienie z obowiązku przedkładania taryfy do zatwierdzenia został podtrzymany. W tej sytuacji Prezes URE wezwał wszystkie osoby upoważnione do reprezentowania spółki do jednoznacznego określenia zakresu wniosku pod rygorem pozostawienia go bez rozpoznania. Ponieważ spółka w odpowiedzi podtrzymała dwa rozbieżne stanowiska, Prezes URE pozostawił jej wniosek bez rozpoznania. W uzasadnieniu wyroku oddalającego skargę Sąd stwierdził: „Podstawą prawną do pozostawienia wniosku bez rozpoznania był m.in. przepis art. 63 § 2 k.p.a. stanowiący, że podanie powinno zawierać co najmniej wskazanie osoby, od której pochodzi, jej adres i żądanie. Prezes URE doszedł do wniosku, że wobec sprzecznych oświadczeń składanych przez spółkę (...) nie jest możliwe jednoznaczne określenie treści żądania osoby prawnej. (...) Stosownie do treści art. 29 k.p.a. stronami postępowania administracyjnego mogą być osoby fizyczne i osoby prawne. W myśl art. 38 k.c. osoba prawna działa przez swoje organy w sposób przewidziany w ustawie i opartym na niej statucie. Jednocześnie działanie osób fizycznych wchodzących w skład organów osoby uważa się za działanie tej osoby prawnej (...) Niewątpliwie z treści pism składanych w toku postępowania wynikało, iż pomiędzy członkami zarządu spółki (...) zaistniał spór w kwestii zasadności zgłaszania wniosku o zwolnienie z obowiązku przedkładania taryfy do zatwierdzenia. (...) Wymienione osoby składały w imieniu spółki do Prezesa URE wzajemnie wykluczające się oświadczenia, co nie może mieć miejsca w toku postępowania administracyjnego. Zdaniem Sądu, sporne kwestie powinny być rozstrzygane przez spółkę zgodnie z jej statutem i przepisami k.s.h. oraz uzgodnione przed złożeniem wniosku, w przeciwnym wypadku spółka naraża się na to, iż złożone podanie nie otrzyma właściwego biegu z uwagi na wątpliwości organu co do treści złożonego żądania.”

VI. W 2006 r. orzeczenia Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego nie były zaskarżane do Naczelnego Sądu Administracyjnego.

CZĘŚĆ V. FUNKCJONOWANIE URZĘDU

1. Zatrudnienie i kwalifikacje (szkolenia)

31 grudnia 2006 r. w Urzędzie Regulacji Energetyki były zatrudnione 282 osoby, z czego 249 to członkowie korpusu służby cywilnej oraz 33 osoby, do których nie mają zastosowania przepisy ustawy o służbie cywilnej¹⁾.

138 osób pracowało w departamentach i biurach „centrali” Urzędu, a 144 osoby – w oddziałach terenowych.

Spośród osób zatrudnionych w URE, 53 osoby ma status urzędnika służby cywilnej, w tym 42 osoby, które pomyślnie przeszły postępowanie kwalifikacyjne (w 2006 r. – 16 osób) oraz 11 absolwentów Krajowej Szkoły Administracji Publicznej. Urzędnicy służby cywilnej stanowią 18% osób zatrudnionych.

W 2006 r. przyjęto do pracy 20 osób, a z 19 został rozwiązany stosunek pracy, w tym:

- na podstawie porozumienia stron – dziewięć osób,
- na podstawie wypowiedzenia przez pracownika – dwie osoby,
- na podstawie wypowiedzenia przez pracodawcę – trzy osoby,
- w związku z przejściem na emeryturę – trzy osoby,
- przeniesienie do innego urzędu – dwie osoby.

Przeważająca większość zatrudnionych to pracownicy z wykształceniem wyższym – 254 osoby (czyli 90% zatrudnionych), w tym:

- doktor – 11 osób,
- magister inżynier – 75 osób,
- magister – 143 osoby,
- inżynier – 14 osób,
- licencjat – 11 osób.

Spośród pozostałych 28 pracowników Urzędu (10%) 12 podnosi swoje kwalifikacje zawodowe (wszyscy na studiach licencjackich).

Struktura zawodowa zatrudnionych w URE przedstawia się następująco:

- ekonomiści – 25%,
- prawnicy – 17%,
- energetycy i elektrycy – 10%,
- mechanicy – 10%,
- specjaliści z zakresu zarządzania – 9%,
- specjaliści z zakresu ochrony środowiska – 6%,
- administratywiści – 5%,
- inne zawody – 18%.

Według stanu na 31 grudnia 2006 r. w Urzędzie zatrudnionych było 157 kobiet i 125 mężczyzn.

1) M.in. osoby powołane na wysokie stanowiska państwowe zgodnie z ustawą z 24 sierpnia 2006 r. o państwowym zasobie kadrowym i wysokich stanowiskach państwowych (Dz. U. z 2006 r. Nr 170, poz. 1217), dyrektorzy OT.

Działalność edukacyjną URE w 2006 r. stanowiły szkolenia służące aktualizowaniu i rozszerzaniu wiedzy specjalistycznej na temat funkcjonowania i regulacji sektora energetycznego, szkolenia poświęcone funkcjonowaniu Unii Europejskiej, administracji, finansów i zamówień publicznych, organizacji i zarządzania, komunikacji społecznej oraz ochrony danych osobowych:

- *szkolenia wewnętrzne* – dotyczące działań regulacyjnych, inne tematycznie związane z zakresem działania Prezesa URE, a także szkolenia na temat odpowiedzialności pracowników administracji publicznej za naruszenie obowiązków pracowniczych, szkolenia antykorupcyjne oraz szkolenia z zakresu ochrony informacji niejawnych. Łączna liczba uczestników – 138,
- *szkolenia zewnętrzne*:
 - o tematyce odpowiadającej zakresowi działania Prezesa URE – 24 uczestników;
 - językowe – 21 uczestników;
 - przygotowujące do postępowania kwalifikacyjnego dla pracowników służby cywilnej – 17 uczestników;
 - organizowane w ramach kształcenia ustawicznego – 38 uczestników;
 - organizowane przez Urząd Służby Cywilnej – 37 uczestników.

2. Budżet

Plan wg ustawy budżetowej na 2006 r. dla części 50 – URE wynosił:

- dochody – 79 205 tys. zł,
- wydatki – 33 591 tys. zł.

Wykonanie budżetu URE ukształtowało się następująco:

- dochody wyniosły 86 582 tys. zł, czyli 109,3% planu,
- wydatki wyniosły 32 697 tys. zł, czyli 96,9% planu po zmianach.

Dochody budżetu państwa

Oplaty z tytułu uzyskania koncesji

W 2006 r. łączne wykonanie dochodów URE wyniosło 86 582 tys. zł. Podstawowe źródło dochodów stanowiły opłaty za uzyskanie koncesji, wnoszone przez przedsiębiorstwa energetyczne (art. 34 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne) w wysokości określonej przepisami rozporządzenia Rady Ministrów²⁾. Z tego źródła

2) 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).

do budżetu państwa przekazano 85 805 tys. zł, co stanowi 108,6% planowanych dochodów na 2006 r. Dochody uzyskane w 2006 r. były o 9,7% wyższe w porównaniu ze stanem z 2005 r.

Szczegółowe zestawienie kwot wniesionych opłat w podziale na rodzaje koncesjonowanej działalności przedstawia tabela 1.

Tabela 1. Wpływy z opłat koncesyjnych uzyskane w 2006 r.

Lp.	Rodzaj działalności koncesjonowanej	Opłaty wniesione w 2006 r.	
		liczba	kwota [zł]
1	Wytwarzanie ciepła	536	4 320 504,34
2	Przesyłanie lub dystrybucja ciepła	536	1 612 690,38
3	Obrót ciepłem	154	1 935 769,41
4	Wytwarzanie energii elektrycznej	251	11 067 180,37
5	Przesyłanie lub dystrybucja energii elektrycznej	174	9 373 346,18
6	Dystrybucja energii elektrycznej	24	12 898,00
7	Obrót energią elektryczną	300	14 624 471,34
8	Wytwarzanie paliw ciekłych	73	3 623 372,76
9	Magazynowanie paliw ciekłych	96	63 250,20
10	Przesyłanie lub dystrybucja paliw ciekłych	1	10 959,00
11	Obrót paliwami ciekłymi	7 786	31 213 116,66
12	Wytwarzanie paliw gazowych	2	1 421,80
13	Przesyłanie lub dystrybucja paliw gazowych	58	4 047 266,18
14	Dystrybucja paliw gazowych	7	1 967,75
15	Obrót paliwami gazowymi	81	3 885 022,73
16	Obrót gazem ziemnym z zagranicą	24	11 738,70
	RAZEM	10 103	85 804 975,80

Źródło: URE

Do 31 grudnia 2006 r. ustalona kwota zaległości z tytułu opłat koncesyjnych, dotycząca niewniesionych opłat za 2006 r. oraz lata ubiegłe, wyniosła 2 176 048 zł. W stosunku do opłat wniesionych w 2006 r. ustalone zaległości wyniosły 2,5%. Za 2006 r. niezapłaconych pozostało 399 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 (czyli do 31 marca 2006 r.), podjęto działania windykacyjne. Do końca grudnia 2006 r. wysłano:

- 984 wezwania do zapłaty,
- 305 pism informujących o zamiarze wszczęcia postępowania administracyjnego w sprawie obliczenia corocznej opłaty z tytułu uzyskania koncesji,
- 129 zawiadomień o wszczęciu z urzędu postępowania administracyjnego z tego samego tytułu,
- 308 upomnień (które są ostatnim etapem procedury przed wystawieniem do urzędu skarbowego tytułu wykonawczego),
- 122 tytuły wykonawcze do urzędów skarbowych,
- 145 wezwań do uregulowania odsetek.

Ponadto wydano 35 decyzji ustalających wysokość opłat koncesyjnych oraz zgłoszono do listy wierzytelności dziewięciu przedsiębiorstw, które nie uregulowały należności URE z tytułu wspomnianych opłat (w tym dotyczące również 2004 i 2005 r.). W związku z uregulowaniem opłat umorzono 37 postępowań administracyjnych w sprawie obliczenia opłaty.

Po rozpatrzeniu wniosku złożonego przez jednego koncesjonariusza rozłożono na raty jego należność z tytułu opłaty koncesyjnej (kwota 42 772,11 zł), natomiast dwóm koncesjonariuszom odmówiono umorzenia oraz rozłożenia na raty należności z tego samego tytułu.

Pozostałe dochody

Pozostałe dochody Urzędu ukształtowały się następująco:

- wpływy ze sprzedaży „Biuletynu URE” – 53 tys. zł,
- wpływy ze sprzedaży usług („Biuletyny Branżowe”) – 25 tys. zł,
- odsetki za nieterminowe wniesienie opłat – 44 tys. zł,
- wpływy z różnych dochodów (m.in. zwrot kosztów zastępstwa procesowego, wynagrodzenia dla płatnika składek ZUS oraz koszty postępowania kasaacyjnego) – 23 tys. zł,
- środki pochodzące z budżetu UE przeznaczone na finansowanie programów i projektów realizowanych przez jednostki sektora finansów publicznych – 632 tys. zł. Jest to refundacja poniesionych wydatków zgodnie z zawartą umową o dofinansowanie projektu „System interaktywnej elektronicznej obsługi informatyczno-statystycznej dla uczestników rynku energii”, realizowanego w ramach Sektorowego Programu Operacyjnego „Wzrost Konkurencyjności Przedsiębiorstw”.

Wydatki

Łączne wykonanie wydatków za 2006 r. wyniosło 32 697 tys. zł, co oznacza 96,9% planu po zmianach.

Wydatki Urzędu Regulacji Energetyki zaplanowano w grupach:

- wydatki bieżące,
- wydatki majątkowe.

Podobnie jak w latach ubiegłych największą grupą były wydatki bieżące jednostek budżetowych – 32 358 tys. zł. Stanowiły one 99% ogółu wydatków Urzędu.

Najpoważniejszą pozycją bieżących wydatków budżetowych były wynagrodzenia wraz z pochodnymi (75% poniesionych wydatków ogółem) oraz wydatki związane z najmem pomieszczeń biurowych (12,5% poniesionych wydatków ogółem).

Należy podkreślić, że w ostatnich latach wydatki z tytułu najmu powierzchni biurowych ulegają systematycznemu zmniejszeniu. W 2005 r. wydatki te w porównaniu z 2004 r. uległy zmniejszeniu o 1 558 tys. zł. Natomiast w 2006 r. w porównaniu z 2005 r. wydatki te były niższe o 111 tys. zł.

Pozostałe wydatki bieżące dotyczyły zakupu wyposażenia, materiałów biurowych, paliwa oraz części zamiennych i eksploatacyjnych, jak również usług telekomunikacyjno-pocztowych. Wydatki majątkowe stanowiły tylko 1% ogółu poniesionych wydatków. Dotyczy-

ły one głównie zakupu sprzętu komputerowego wraz z oprogramowaniem.

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.

3. Kontrola NIK w zakresie wykonania budżetu państwa przez Prezesa URE w 2006 r.

W 2006 r. została przeprowadzona kontrola dotycząca wykonania budżetu państwa w 2005 r. przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki – 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 sposobie wykorzystania uwag i wykonania wniosków oraz o podjętych działaniach, a także o przyczynach niepodjęcia tych działań.

W czerwcu 2006 r. Prezesowi URE została przekazana „Informacja o wynikach kontroli wykonania budżetu państwa w 2005 r., cz. 50. – Urząd Regulacji Energetyki.”, wobec której Prezes URE przedstawił swoje stanowisko.

ERRATA

W numerze 1/2007 Biuletynu URE (2 stycznia br.) w artykule *Ceny energii elektrycznej w Polsce: sytuacja 2005-2006*, tabela nr 6 na stronie 8 została podana z błędami. Poniżej podajemy tabelę w wersji prawidłowej.

Tabela 6. Ceny węgla energetycznego oraz energii elektrycznej

Wyszczególnienie	I półrocze		Dynamika [%]
	2005	2006	
Cena zbytu węgla energetycznego [zł/tona]	161,13	159,96	99,27
Cena sprzedaży energii elektrycznej przez elektrownie zawodowe – podsektor wytwarzania [zł/MWh]	138,30	137,37	99,33

Źródło: ARE, Ministerstwo Gospodarki

Redakcja

ANEKS

Działalność regulacyjna oddziałów terenowych URE

Tabela 1. Działalność OT w zakresie koncesjonowania – stan na 31 grudnia 2006 r.

Wyszczególnienie	Koncesjonowane przedsiębiorstwa			
	elektroenergetyka	gazownictwo	ciepłownictwo	paliwa ciekłe
OT Warszawa	128	24	53	1 595
OT Szczecin	94	6	58	547
OT Gdańsk	162	5	68	720
OT Poznań	153	7	77	1 215
OT Lublin	51	3	49	900
OT Łódź	102	3	56	1 088
OT Wrocław	108	8	53	683
OT Katowice	107	18	75	952
OT Kraków	98	14	77	1 150

Tabela 1a. Działalność OT w zakresie koncesjonowania – stan na 31 grudnia 2005 r.

Wyszczególnienie	Koncesjonowane przedsiębiorstwa			
	elektroenergetyka	gazownictwo	ciepłownictwo	paliwa ciekłe
OT Warszawa	108	17	56	1 361
OT Szczecin	99	5	65	486
OT Gdańsk	168	5	75	661
OT Poznań	141	7	82	1 145
OT Lublin	48	3	52	856
OT Łódź	107	3	65	967
OT Wrocław	101	13	61	631
OT Katowice	109	22	83	956
OT Kraków	99	18	81	1 024

Tabela 2. Działalność OT w zakresie koncesjonowania – w 2006 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	263	5	240	139	41	5	12	0	13	30	0	48	42	6
OT Szczecin	148	1	137	72	31	7	11	0	13	3	0	23	17	6
OT Gdańsk	232	6	171	83	42	9	22	0	7	6	2	22	22	0
OT Poznań	215	5	201	106	62	3	16	1	8	5	0	25	25	0
OT Lublin	171	7	148	84	21	9	10	0	16	8	0	26	26	0
OT Łódź	262	12	231	134	45	12	19	0	18	3	0	21	21	0
OT Wrocław	164	1	149	79	39	2	7	0	21	0	1	20	13	7
OT Katowice	194	12	176	65	63	7	9	1	23	8	0	20	17	3
OT Kraków	228	2	204	91	71	5	13	0	18	5	1	28	20	8

Tabela 2a. Działalność OT w zakresie koncesjonowania – w 2005 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	393	22	266	173	27	13	13	0	30	10	0	97	78	19	
OT Szczecin	103	0	101	39	33	3	4	0	19	1	2	7	6	1	
OT Gdańsk	204	4	120	22	31	9	5	0	50	3	0	24	17	7	
OT Poznań	195	7	205	57	57	16	4	0	68	3	0	14	13	1	
OT Lublin	132	0	118	58	32	2	8	0	14	4	0	13	9	4	
OT Łódź	199	9	174	97	29	6	13	0	27	2	0	16	16	0	
OT Wrocław	146	3	107	35	43	7	0	0	21	0	1	8	8	0	
OT Katowice	200	13	181	47	62	20	8	0	42	2	0	8	6	2	
OT Kraków	200	1	209	74	69	24	9	0	33	0	0	9	4	5	

Tabela 3. Działalność OT na rynku ciepła – w 2006 r.

Wyszczególnienie	Koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze (stan na 31.12.2006 r.)	Decyzje o udzieleniu koncesji na działalność ciepłowniczą				Decyzje w sprawie	
		ogółem	z tego:			zatwierdzenia taryfy dla ciepła*	zmian dotychczas stosowanych taryf na ciepło*
			na wytwarzanie	na przesyłanie i dystrybucję	na obrót		
OT Warszawa	53	3	2	1	0	36	20
OT Szczecin	58	1	0	0	1	42	30
OT Gdańsk	68	0	0	0	0	52	13
OT Poznań	77	1	1	0	0	52	13
OT Lublin	49	1	0	1	0	31	15
OT Łódź	56	2	1	1	0	38	21
OT Wrocław	53	5	3	1	1	36	22
OT Katowice	75	4	2	2	0	50	18
OT Kraków	77	3	2	1	0	48	18

* wszystkie decyzje w sprawie zatwierdzenia bądź zmiany taryf (zatwierdzenie, odmowa, umorzenie)

Tabela 3a. Działalność OT na rynku ciepła – w 2005 r.

Wyszczególnienie	Koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze (stan na 31.12.2005 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	54	6	4	2	0	49	12
OT Szczecin	65	6	3	2	1	59	11
OT Gdańsk	75	6	3	3	0	64	21
OT Poznań	82	8	3	3	2	70	6
OT Lublin	52	2	1	1	0	61	12
OT Łódź	65	4	1	1	2	56	6
OT Wrocław	61	0	0	0	0	36	14
OT Katowice	83	0	0	0	0	57	11
OT Kraków	81	3	1	2	0	54	37

* wszystkie decyzje w sprawie zatwierdzenia bądź zmiany taryf (zatwierdzenie, odmowa, umorzenie)

Tabela 4. Działalność OT na rynku energii elektrycznej – w 2006 r.

Wyszczególnienie	Koncesjonowane przedsiębiorstwa elektroenergetyczne (stan na 31.12.2006 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	128	3	0	2	1	4	2
OT Szczecin	94	1	1	0	0	1	1
OT Gdańsk	162	0	0	0	0	2	0
OT Poznań	153	6	0	3	3	10	3
OT Lublin	51	0	0	0	0	5	1
OT Łódź	102	7	0	3	4	16	3
OT Wrocław	108	4	0	1	3	9	6
OT Katowice	107	0	0	0	0	22	4
OT Kraków	98	3	0	1	2	18	4

* wszystkie decyzje w sprawie zatwierdzenia bądź zmiany taryf (zatwierdzenie, odmowa, umorzenie)

Tabela 4a. Działalność OT na rynku energii elektrycznej – w 2005 r.

Wyszczególnienie	Koncesjonowane przedsiębiorstwa elektroenergetyczne (stan na 31.12.2005 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 przesyłanie i/lub dystrybucję	na obrót		
OT Warszawa	108	3	1	1	1	4	1
OT Szczecin	99	0	0	0	0	2	0
OT Gdańsk	168	0	0	0	0	1	0
OT Poznań	141	1	1	0	0	8	0
OT Lublin	48	0	0	0	0	0	1
OT Łódź	107	1	1	0	0	6	0
OT Wrocław	101	0	0	0	0	3	0
OT Katowice	109	0	0	0	0	9	4
OT Kraków	99	1	1	0	0	12	3

* wszystkie decyzje w sprawie zatwierdzenia bądź zmiany taryf (zatwierdzenie, odmowa, umorzenie)

Tabela 5. Działalność OT na rynku gazu – w 2006 r.

Wyszczególnienie	Koncesjonowane przedsiębiorstwa gazownicze (stan na 31.12.2006 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 wytwarzanie	na przesyłanie i/lub dystrybucję	na obrót		
OT Warszawa	24	0	0	0	0	1	1
OT Szczecin	6	0	0	0	0	1	0
OT Gdańsk	5	0	0	0	0	0	0
OT Poznań	7	0	0	0	0	2	2
OT Lublin	3	0	0	0	0	0	0
OT Łódź	3	0	0	0	0	3	3
OT Wrocław	8	0	0	0	0	3	2
OT Katowice	18	0	0	0	0	9	10
OT Kraków	14	3	0	1	2	9	9

* wszystkie decyzje w sprawie zatwierdzenia bądź zmiany taryf (zatwierdzenie, odmowa, umorzenie)

Tabela 5a. Działalność OT na rynku gazu – w 2005 r.

Wyszczególnienie	Koncesjonowane przedsiębiorstwa gazownicze (stan na 31.12.2005 r.)	Decyzje o udzieleniu koncesji na działalność gazowniczą				Decyzje w sprawie	
		ogółem	z tego:			zatwierdzenia taryfy dla gazu*	zmian dotychczas stosowanych taryf dla gazu*
			na wytworzenie	na przesyłanie i/lub dystrybucję	na obrót		
OT Warszawa	17	4	0	2	2	3	0
OT Szczecin	5	0	0	0	0	0	1
OT Gdańsk	5	0	0	0	0	0	0
OT Poznań	7	0	0	0	0	0	3
OT Lublin	3	0	0	0	0	1	0
OT Łódź	3	0	0	0	0	1	5
OT Wrocław	13	0	0	0	0	6	2
OT Katowice	22	2	0	1	1	8	12
OT Kraków	18	2	0	1	1	5	5

* wszystkie decyzje w sprawie zatwierdzenia bądź zmiany taryf (zatwierdzenie, odmowa, umorzenie)

Tabela 6. Działalność OT na rynku paliw ciekłych – w 2006 r.

Wyszczególnienie	Koncesjonowane przedsiębiorstwa prowadzące działalność w zakresie obrotu paliwami ciekłymi (stan na 31.12.2006 r.)	Wnioski w sprawach koncesji na obrót paliwami ciekłymi	Decyzje w sprawach koncesyjnych				
			ogółem	w tym:			
				udzielenie	zmiana	odmowa udzielenia	odmowa zmiany
OT Warszawa	1 595	209	166	133	3	30	0
OT Szczecin	547	102	74	70	1	3	0
OT Gdańsk	720	162	110	83	1	6	0
OT Poznań	1 215	138	133	99	11	5	0
OT Lublin	900	126	92	83	3	6	0
OT Łódź	1 088	224	136	125	8	3	0
OT Wrocław	683	93	71	70	1	0	0
OT Katowice	952	104	76	61	7	8	0
OT Kraków	1 150	133	111	82	9	5	0

Tabela 6a. Działalność OT na rynku paliw ciekłych – w 2005 r.

Wyszczególnienie	Koncesjonowane przedsiębiorstwa prowadzące działalność w zakresie obrotu paliwami ciekłymi (stan na 31.12.2005 r.)	Wnioski w sprawach koncesji na obrót paliwami ciekłymi	Decyzje w sprawach koncesyjnych				
			ogółem	w tym:			
				udzielenie	zmiana	odmowa udzielenia	odmowa zmiany
OT Warszawa	1 361	340	170	160	0	10	0
OT Szczecin	486	50	34	33	0	1	0
OT Gdańsk	661	91	20	16	0	0	0
OT Poznań	1 145	88	57	48	0	3	0
OT Lublin	856	87	65	58	3	4	0
OT Łódź	967	161	94	92	2	0	0
OT Wrocław	631	71	35	35	0	0	0
OT Katowice	956	76	48	45	2	1	0
OT Kraków	1 024	89	77	68	0	0	0

Tabela 7. Efekty regulacyjne z procesu zatwierdzania taryf w ciepłownictwie – w 2006 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	1 757 753,00	1 665 689,00	92 064,00	7,01	1,40
OT Szczecin	507 663,23	493 823,17	13 804,06	6,55	3,65
OT Gdańsk	737 216,00	701 349,00	35 867,00	7,92	2,67
OT Poznań	1 049 648,00	1 030 361,00	19 287,00	5,00	3,07
OT Lublin	160 815,58	158 836,90	1 978,68	4,21	2,98
OT Łódź	919 191,13	873 036,33	46 154,80	7,47	2,07
OT Wrocław	1 057 206,07	1 015 807,36	41 398,71	7,67	3,45
OT Katowice	1 043 060,20	1 012 698,80	30 361,40	7,20	4,10
OT Kraków	820 151,00	796 978,00	23 173,00	7,36	4,53

Tabela 7a. Efekty regulacyjne z procesu zatwierdzania taryf w ciepłownictwie – w 2005 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	477 578,00	457 881,00	19 697,00	9,10	4,60
OT Szczecin	547 902,69	529 206,82	18 695,87	9,66	5,92
OT Gdańsk	870 232,00	833 376,00	36 858,00	7,28	2,74
OT Poznań	933 519,00	925 965,00	7 554,00	4,91	4,06
OT Lublin	590 895,80	568 108,82	22 786,98	7,98	4,12
OT Łódź	429 192,45	417 917,36	11 274,99	6,80	3,99
OT Wrocław	713 501,87	686 913,87	26 588,00	9,94	5,84
OT Katowice	874 260,69	854 293,69	19 967,00	6,40	4,00
OT Kraków	288 335,00	277 391,00	10 944,00	8,93	5,13

Tabela 7b. Efekty regulacyjne z procesu zatwierdzania taryf w ciepłownictwie – w 2004 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	1 331 565,00	1 320 602,00	10 963,00	1,24	0,40
OT Szczecin	484 809,71	477 574,95	7 234,76	2,84	1,30
OT Gdańsk	789 020,00	763 320,00	25 700,00	5,01	1,61
OT Poznań	810 441,00	798 556,00	11 885,00	3,55	2,05
OT Lublin	231 529,88	220 739,88	10 790,00	5,10	2,20
OT Łódź	876 430,59	859 211,13	17 219,46	3,92	1,88
OT Wrocław	737 805,47	712 711,50	25 093,97	5,19	2,04
OT Katowice	1 325 220,29	1 287 120,29	38 100,00	5,70	2,70
OT Kraków	476 148,00	460 980,00	15 168,00	5,23	2,04

Tabela 7c. Efekty regulacyjne z procesu zatwierdzania taryf w ciepłownictwie – w 2003 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	1 607 893,00	1 536 036,00	71 857,00	6,89	2,11
OT Szczecin	567 956,30	560 614,83	7 341,48	1,66	0,34
OT Gdańsk	869 913,00	837 373,00	32 540,00	5,37	1,43
OT Poznań	1 153 927,00	1 139 903,00	14 024,00	4,27	2,99
OT Lublin	431 787,65	418 637,65	13 150,00	4,49	1,71
OT Łódź	999 873,43	969 034,77	30 838,66	4,25	1,11
OT Wrocław	895 950,75	870 950,75	25 000,00	6,00	3,40
OT Katowice	912 540,41	872 506,68	40 033,73	4,50	- 0,10
OT Kraków	698 284,00	681 685,00	16 599,00	3,60	1,22

Tabela 7d. Efekty regulacyjne z procesu zatwierdzania taryf w ciepłownictwie – w 2002 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	1 899 324,00	1 852 894,00	46 430,00	7,63	4,99
OT Szczecin	680 968,73	662 754,60	18 214,13	6,99	4,13
OT Gdańsk	767 364,00	759 439,00	7 925,00	11,22	10,08
OT Poznań	799 950,00	782 455,00	1 7495,00	5,55	3,86
OT Lublin	576 910,82	569 630,83	7 279,99	4,96	3,54
OT Łódź	971 932,23	944 716,23	27 216,00	8,31	5,28
OT Wrocław	738 663,15	658 163,15	80 500,00	17,52	4,72
OT Katowice	1 385 623,55	1 315 623,55	70 000,00	7,50	2,07
OT Kraków	608 000,00	589 000,00	19 000,00	8,38	5,25

Tabela 7e. Efekty regulacyjne z procesu zatwierdzania taryf w ciepłownictwie – w 2001 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	1 829 452,00	1 754 689,00	74 763,00	14,00	9,30
OT Szczecin	658 658,49	625 733,33	32 925,16	15,62	9,84
OT Gdańsk	852 099,00	817 698,00	34 401,00	12,56	8,01
OT Poznań	1 000 364,00	980 758,00	19 606,00	9,81	7,65
OT Lublin	706 494,54	682 806,17	23 688,37	13,21	10,27
OT Łódź	930 027,02	913 859,02	16 168,00	10,67	8,74
OT Wrocław	920 703,94	880 005,74	40 698,20	13,84	8,80
OT Katowice	1 646 683,50	1 505 633,70	141 049,80	16,20	6,26
OT Kraków	903 126,00	864 291,00	38 835,00	15,32	11,02

Tabela 8. Efekty regulacyjne z procesu zatwierdzania taryf dla energii elektrycznej – w 2006 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	109 442,34	109 147,95	294,39	5,10	4,81
OT Szczecin	7 675,78	7 511,30	164,48	4,43	2,19
OT Gdańsk	14 319,00	14 079,00	239,55	2,39	0,69
OT Poznań	46 454,00	46 400,00	54,00	4,46	4,34
OT Lublin	21 964,87	21 892,19	72,68	4,22	3,89
OT Łódź	37 243,82	36 694,70	549,12	3,73	2,20
OT Wrocław	30 089,90	29 869,60	220,30	4,14	3,38
OT Katowice	143 939,70	138 624,90	5 314,80	8,60	4,60
OT Kraków	120 688,00	119 869,00	819,00	1,19	0,51

Tabela 8a. Efekty regulacyjne z procesu zatwierdzania taryf dla energii elektrycznej – w 2005 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	137 939,25	137 825,10	114,15	5,60	5,50
OT Szczecin	10 338,66	10 338,60	0,06	3,04	3,04
OT Gdańsk	3 905,00	3 908,00	-2,00	2,90	2,96
OT Poznań	68 798,00	68 485,00	13,00	9,42	9,40
OT Lublin	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
OT Łódź	8 552,08	8 527,02	25,06	0,01	-0,29
OT Wrocław	15 091,50	15 071,80	19,70	3,33	3,19
OT Katowice	39 140,80	38 891,20	249,60	3,40	2,80
OT Kraków	71 576,00	72 621,00	-1 045,00	4,37	5,92

Tabela 8b. Efekty regulacyjne z procesu zatwierdzania taryf dla energii elektrycznej – w 2004 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	459 074,70	459 074,70	0,00	-0,01	-0,01
OT Szczecin	52 718,88	41 491,41	11 227,47	27,30	0,19
OT Gdańsk	220 822,00	215 535,00	5 287,00	3,48	0,82
OT Poznań	204 201,00	200 529,00	3 672,00	3,49	1,63
OT Lublin	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
OT Łódź	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
OT Wrocław	3 796,60	3 309,20	487,40	14,73	0,00
OT Katowice	179 949,84	169 327,92	10 621,92	8,90	2,50
OT Kraków	149 895,00	144 042,00	5 853,00	4,33	0,11

Tabela 8c. Efekty regulacyjne z procesu zatwierdzania taryf dla energii elektrycznej – w 2003 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	521 959,30	509 407,70	12 551,60	3,52	1,03
OT Szczecin	66 942,28	62 322,57	4 619,71	8,50	1,01
OT Gdańsk	216 312,00	209 033,00	7 280,00	4,48	0,97
OT Poznań	217 315,00	206 280,00	11 063,00	8,39	2,86
OT Lublin	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
OT Łódź	3 919,00	3 905,00	14,00	2,27	1,90
OT Wrocław	10 860,00	10 224,00	636,00	10,41	3,94
OT Katowice	148 474,50	143 522,20	4 952,30	6,80	3,20
OT Kraków	293 572,00	29 0534,00	3 038,00	0,97	0,71

Tabela 8d. Efekty regulacyjne z procesu zatwierdzania taryf dla energii elektrycznej – w 2002 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	584 088,70	510 923,20	73 165,50	14,43	0,10
OT Szczecin	73 374,86	56 936,04	16 438,82	40,19	8,78
OT Gdańsk	228 807,00	205 402,00	23 405,00	11,44	0,04
OT Poznań	196 974,00	182 474,00	14 500,00	7,95	0,00
OT Lublin	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
OT Łódź	3 579,00	3 513,00	66,00	5,92	3,95
OT Wrocław	189 798,00	181 932,00	7 866,00	7,46	3,01
OT Katowice	174 820,50	142 413,50	32 407,00	23,90	0,90
OT Kraków	180 311,00	172 178,00	8 133,00	6,98	2,25

Tabela 8e. Efekty regulacyjne z procesu zatwierdzania taryf dla energii elektrycznej – w 2001 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	482 384,60	475 215,90	7 168,70	11,65	9,99
OT Szczecin	90 193,63	55 819,04	34 374,59	77,55	9,88
OT Gdańsk	205 116,00	195 615,00	9 501,00	15,44	10,09
OT Poznań	265 909,00	258 096,00	7 813,00	4,96	1,88
OT Lublin	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
OT Łódź	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
OT Wrocław	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
OT Katowice	185 984,90	161 838,70	24 146,20	29,00	12,20
OT Kraków	121 541,00	119 893,00	1 648,00	3,32	1,52

Tabela 9. Efekty regulacyjne z procesu zatwierdzania taryf dla gazu – w 2006 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	1 698,72	1 694,86	3,86	15,80	15,50
OT Szczecin	3 220,83	3 188,34	32,49	0,00	0,00
OT Gdańsk	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
OT Poznań	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
OT Lublin	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
OT Łódź	6 585,20	6 390,69	194,51	2,16	- 0,86
OT Wrocław	13 486,45	13 006,98	479,47	8,25	4,40
OT Katowice	63 626,10	63 041,90	584,20	3,70	2,80
OT Kraków	17 893,00	18 082,00	- 189,00	14,22	14,22

Tabela 9a. Efekty regulacyjne z procesu zatwierdzania taryf dla gazu – w 2005 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	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
OT Szczecin	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
OT Gdańsk	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
OT Poznań	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
OT Lublin	518,31	546,63	28,32	11,53	17,61
OT Łódź	1 361,36	1 361,36	0,00	17,21	17,21
OT Wrocław	2 719,78	2 719,55	0,23	6,05	6,03
OT Katowice	48 031,80	47 836,00	195,80	7,10	6,60
OT Kraków	4 088,00	4 206,00	- 118,00	- 4,56	- 1,68

Tabela 9b. Efekty regulacyjne z procesu zatwierdzania taryf dla gazu – w 2004 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	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
OT Szczecin	1 241,63	1 114,73	126,90	1,28	- 9,07
OT Gdańsk	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
OT Poznań	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
OT Lublin	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
OT Łódź	5 375,20	5 221,99	153,21	0,00	- 2,90
OT Wrocław	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
OT Katowice	111 727,90	111 456,40	271,50	2,80	2,50
OT Kraków	161,00	163,00	- 2,00	- 7,90	- 7,10

Tabela 10. Pozostała działalność OT – w 2006 r.

Wyszczególnienie	Skargi					Nałożone kary	
	ogółem	z tego dotyczące:				ilość	łączna wysokość w zł
		ciepła	energii elektrycznej	gazu	paliw ciekłych		
OT Warszawa	96	17	65	14	0	5	28 692,00
OT Szczecin	75	28	39	8	0	1	17 000,00
OT Gdańsk	176	107	62	5	2	9	149 000,00
OT Poznań	46	16	28	2	0	1	5 495,00
OT Lublin	33	6	23	1	3	6	40 050,00
OT Łódź	95	31	62	2	0	0	0,00
OT Wrocław	79	28	45	4	2	0	0,00
OT Katowice	38	6	27	5	0	14	26 160,72
OT Kraków	100	31	59	10	0	3	20 000,00

Tabela 10a. Pozostała działalność OT – w 2005 r.

Wyszczególnienie	Skargi					Nałożone kary	
	ogółem	z tego dotyczące:				ilość	łączna wysokość w zł
		ciepła	energii elektrycznej	gazu	paliw ciekłych		
OT Warszawa	116	27	80	7	2	4	117 950,00
OT Szczecin	95	38	45	12	0	0	0,00
OT Gdańsk	148	50	89	8	1	5	14 500,00
OT Poznań	71	25	42	4	0	0	0,00
OT Lublin	48	10	34	4	0	1	2 000,00
OT Łódź	143	46	87	10	0	0	0,00
OT Wrocław	90	38	45	3	4	0	0,00
OT Katowice	52	8	40	3	1	18	57 242,13
OT Kraków	95	30	52	13	0	7	88 500,00

Tabela 11. Realizacja kompetencji Prezesa URE w zakresie rozstrzygania spraw spornych na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne – działalność OT – w 2006 r.

A. Ilość 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	33	12	0	0	2	0	1	7	9	1	0	0	1	10	8	1	1
OT Szczecin	10	2	1	0	2	1	0	4	0	0	0	0	0	2	2	0	0
OT Gdańsk	12	4	0	1	2	0	2	3	0	0	0	0	0	1	1	0	0
OT Poznań	7	0	1	1	1	0	1	3	0	0	0	0	0	5	2	1	2
OT Lublin	5	3	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0
OT Łódź	27	6	0	0	0	0	1	5	15	0	0	0	0	1	1	0	0
OT Wrocław	11	1	0	0	3	0	0	4	3	0	0	0	0	1	1	0	0
OT Katowice	18	5	1	1	4	0	4	0	0	0	0	0	3	5	3	1	1
OT Kraków	16	5	2	0	3	2	1	0	2	1	0	0	0	2	1	1	0

B. Ilość 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	50	3	1	1	3	1	0	18	22	0	1	0	0	0	0	0	0
OT Szczecin	12	3	1	1	1	0	0	4	2	0	0	0	0	1	1	0	0
OT Gdańsk	11	4	0	1	2	0	2	2	0	0	0	0	0	1	1	0	0
OT Poznań	6	0	0	1	0	0	1	2	0	0	0	0	0	1	0	0	1
OT Lublin	9	3	0	0	1	0	0	4	0	0	1	0	0	0	0	0	0
OT Łódź	57	6	0	0	1	0	1	3	46	0	0	0	0	1	1	0	0
OT Wrocław	11	1	0	0	3	0	0	4	3	0	0	0	0	1	1	0	0
OT Katowice	13	7	0	1	2	0	1	0	0	0	1	0	1	2	2	0	0
OT Kraków	15	4	2	0	4	1	1	0	2	1	0	0	0	0	0	0	0

Tabela 11a. Realizacja kompetencji Prezesa URE w zakresie rozstrzygania spraw spornych na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne – Działalność OT – w 2005 r.

A. Ilość 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	52	7	1	0	4	0	0	26	12	0	2	0	0	10	8	1	1
OT Szczecin	17	3	1	1	0	0	3	4	4	0	1	0	0	2	1	0	1
OT Gdańsk	16	7	1	1	1	0	2	4	0	0	0	0	0	8	7	0	1
OT Poznań	9	3	0	1	0	0	1	2	1	0	0	0	0	4	2	0	2
OT Lublin	12	5	0	0	0	0	4	2	0	0	1	0	0	7	6	0	1
OT Łódź	41	7	0	1	1	0	0	1	31	0	0	0	0	2	1	0	1
OT Wrocław	17	7	0	1	0	0	6	3	0	0	0	0	0	3	3	0	0
OT Katowice	27	13	0	1	3	0	5	2	0	1	2	0	0	11	8	0	3
OT Kraków	18	6	0	3	5	1	2	0	0	1	0	0	0	6	5	0	1

B. Ilość 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	31	11	0	0	2	0	1	13	2	0	2	0	0	0	0	0	0
OT Szczecin	14	1	0	1	2	0	3	5	1	1	0	0	0	2	1	0	1
OT Gdańsk	22	7	2	1	2	0	6	4	0	0	0	0	0	5	4	1	0
OT Poznań	12	4	0	1	0	0	1	4	1	0	0	0	0	2	0	0	2
OT Lublin	18	4	0	0	0	0	13	1	0	0	0	0	0	3	2	0	1
OT Łódź	13	6	0	1	1	0	1	3	0	1	0	0	0	2	1	0	1
OT Wrocław	20	8	0	1	0	0	6	3	1	1	0	0	0	2	2	0	0
OT Katowice	21	7	0	0	3	0	8	0	1	1	1	0	0	6	5	0	1
OT Kraków	9	2	1	2	2	1	1	0	0	0	0	0	0	4	3	0	1

Tabela 12. Działalność kontrolna OT – w 2006 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	40	41	25	4	0	3
OT Szczecin	42	42	44	2	0	43
OT Gdańsk	61	74	48	21	0	12
OT Poznań	82	98	82	0	0	7
OT Lublin	73	57	37	3	0	23
OT Łódź	38	52	38	6	0	24
OT Wrocław	59	72	40	3	0	3
OT Katowice	99	98	76	6	1	7
OT Kraków	94	86	75	5	9	0

Tabela 12a. Działalność kontrolna OT – w 2005 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	dotrzymania 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	49	61	31	3	0	6
OT Szczecin	55	55	57	2	0	49
OT Gdańsk	56	81	48	23	0	4
OT Poznań	87	144	87	2	1	5
OT Lublin	80	66	73	15	0	26
OT Łódź	48	88	48	9	0	26
OT Wrocław	54	71	47	3	0	5
OT Katowice	117	85	62	4	0	8
OT Kraków	98	81	70	9	5	7

Tabela 13. Informacje o odmowie przyłączenia do sieci przesyłane przez przedsiębiorstwa (art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne) – w 2006 r.

Wyszczególnienie	Informacje o odmowie przyłączenia do sieci przesyłane przez przedsiębiorstwa			
	ogółem	z tego dotyczące:		
		energii elektrycznej	gazu	ciepła
OT Warszawa	1 015	52	963	0
OT Szczecin	72	37	35	0
OT Gdańsk	86	72	14	0
OT Poznań	1 028	43	977	8
OT Lublin	86	49	37	0
OT Łódź	323	2	317	4
OT Wrocław	854	67	785	2
OT Katowice	38	3	33	2
OT Kraków	95	10	82	3

Tabela 13a. Informacje o odmowie przyłączenia do sieci przesyłane przez przedsiębiorstwa (art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne) – w 2005 r.

Wyszczególnienie	Informacje o odmowie przyłączenia do sieci przesyłane przez przedsiębiorstwa			
	ogółem	z tego dotyczące:		
		energii elektrycznej	gazu	ciepła
OT Warszawa	1 144	132	1 012	0
OT Szczecin	59	23	36	0
OT Gdańsk	101	38	51	12
OT Poznań	373	3	369	1
OT Lublin	130	29	100	1
OT Łódź	359	0	359	0
OT Wrocław	296	60	234	2
OT Katowice	14	10	3	1
OT Kraków	63	1	59	3

Tabela 14. Liczba ważnych decyzji o udzieleniu koncesji na działalność ciepłowniczą według stanu koncesjonariuszy na 31.XII.2006 r.

Wyszczególnienie	Koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze (stan na 31.12.2006 r.)	Decyzje o udzieleniu koncesji na działalność ciepłowniczą			
		ogółem	z tego:		
			na wytwarzanie	na przesyłanie i dystrybucję	na obrót
OT Warszawa	53	113	53	49	11
OT Szczecin	58	119	54	52	13
OT Gdańsk	68	137	65	62	10
OT Poznań	77	153	69	69	15
OT Lublin	49	101	44	44	13
OT Łódź	56	117	51	54	12
OT Wrocław	53	106	45	47	14
OT Katowice	75	159	62	69	28
OT Kraków	77	147	65	62	20

Tabela 14a. Liczba ważnych decyzji o udzieleniu koncesji na działalność ciepłowniczą według stanu koncesjonariuszy na 31.XII.2005 r.

Wyszczególnienie	Koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze (stan na 31.12.2005 r.)	Decyzje o udzieleniu koncesji na działalność ciepłowniczą			
		ogółem	z tego:		
			na wytwarzanie	na przesyłanie i dystrybucję	na obrót
OT Warszawa	54	110	52	47	11
OT Szczecin	65	134	62	58	14
OT Gdańsk	75	152	71	69	12
OT Poznań	82	160	72	71	17
OT Lublin	52	107	47	46	14
OT Łódź	65	134	58	61	15
OT Wrocław	61	118	53	51	14
OT Katowice	83	175	67	74	34
OT Kraków	81	156	65	65	26



Warszawa, 26 marca 2007 r.

PREZES
URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI
dr Leszek Juchniewicz

KOMUNIKAT

w sprawie jednostkowych opłat zastępczych dla kogeneracji obowiązujących w 2007 roku

Działając na podstawie art. 6 ustawy z dnia 12 stycznia 2007 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne, ustawy – Prawo ochrony środowiska oraz ustawy o systemie oceny zgodności (Dz. U. z 2007 r. Nr 21, poz. 124), zwanej dalej „Ustawą zmieniającą”, **ogłaszam** jednostkowe opłaty zastępcze oznaczone symbolami **Ozg** i **Ozk**, o których mowa w art. 9a ust. 8b ustawy z dnia 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) w brzmieniu nadanym Ustawą zmieniającą, w wysokości:

Ozg = 117,00 [zł/MWh], tj. 97,74% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym;
Ozk = 17,96 [zł/MWh], tj. 15% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym.

Prezes Urzędu Regulacji Energetyki ustalił jednostkowe opłaty zastępcze oznaczone symbolami Ozg i Ozk na podstawie średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b, 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.

Prezes
Urzędu Regulacji Energetyki

dr Leszek Juchniewicz

Zatwierdzone taryfy
dla energii elektrycznej i paliw gazowych
publikowane są odpowiednio w:
„Biuletynie Branżowym URE – Energia elektryczna”
i „Biuletynie Branżowym URE – Paliwa gazowe”.



PREZES
URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI
dr Leszek Juchniewicz

Warszawa, dnia 30 marca 2007 r.


KOMUNIKAT

w sprawie
zmiany Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej
w części dotyczącej bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi

Informuję, że działając na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 8 ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625 z późn. zm.), po rozpatrzeniu wniosku złożonego przez operatora elektroenergetycznego systemu przesyłowego – PSE-Operator SA, decyzją z dnia 29 marca 2007 r. zmienięm decyzję z dnia 10 lutego 2006 r., nr DPK-7102-14(5)/2006 zatwierdzającą Instrukcję Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej w zakresie bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi, zmienioną decyzją z dnia 22 grudnia 2006 r. Zmiany dotyczą algorytmu wyznaczania ilości energii wytwarzanej z powodu ograniczeń elektrownianych, w sytuacji, w której zweryfikowana ilość dostaw energii elektrycznej (EZ) jest mniejsza od skorygowanej ilości dostaw energii elektrycznej (ES). Ponadto operator uszczegółowił i doprecyzował opis zasad wyznaczania energii wytwarzanej z powodu ograniczeń elektrownianych. Zgodnie z wnioskiem operatora zmiany wejdą w życie z dniem 1 kwietnia 2007 r.

Stosownie do art. 9g ust. 8 ustawy, powyższe zmiany zostaną ogłoszone w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki.

Prezes
Urzędu Regulacji Energetyki



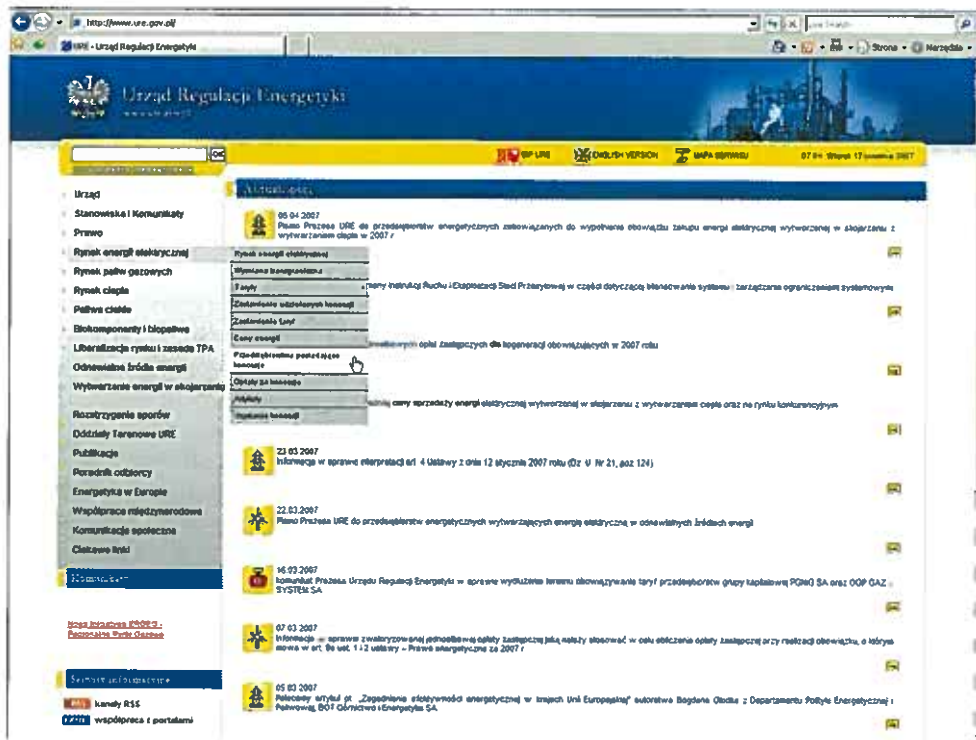
dr Leszek Juchniewicz

Zatwierdzone taryfy dla ciepła
publikowane są
w wojewódzkich dziennikach urzędowych
właściwych dla obszaru działania
przedsiębiorstwa energetycznego.

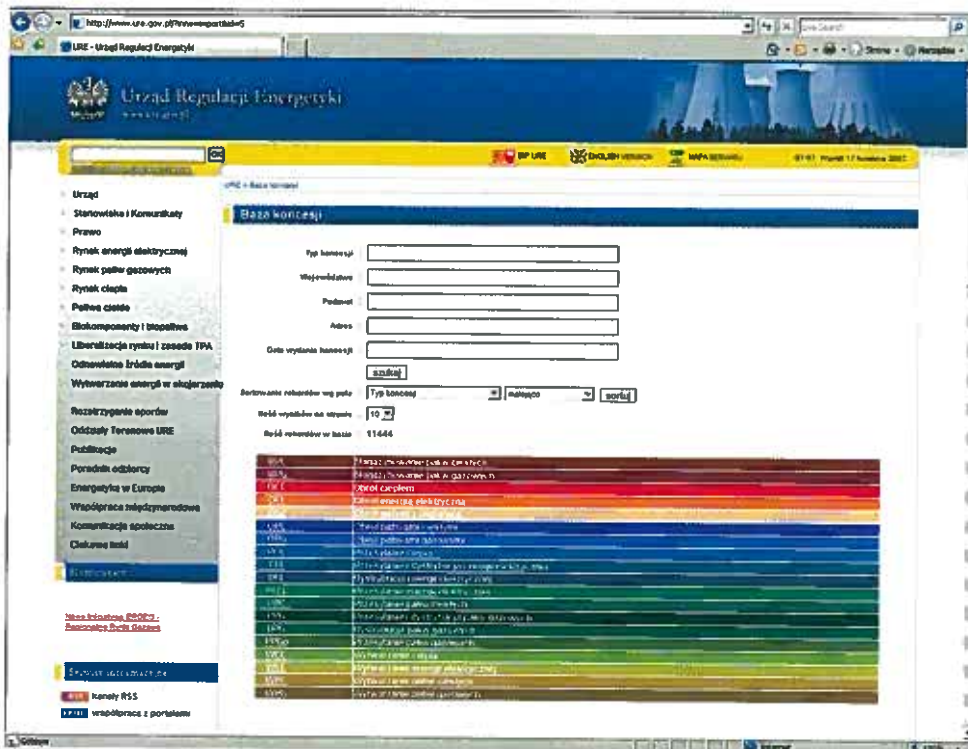
Pobieranie ze strony internetowej URE wykazu obowiązujących koncesji

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

- 1) wejść na stronę internetową URE (www.ure.gov.pl), kliknąć pozycje zaznaczone na poniższym rysunku (zamiast „Rynku energii elektrycznej” można także wybrać pozycje: „Rynek paliw gazowych”, „Rynek ciepła”, „Paliwa ciekłe”),

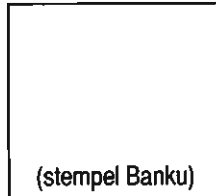


- 2) ze strony, która się ukaże, można wybrać rodzaj działalności koncesjonowanej lub skorzystać z szybkiego wyszukiwania.



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

Tytułem:
Oplata za Biuletyn URE

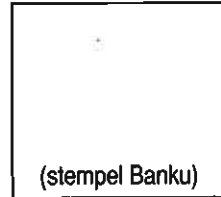


(pieczęć zleceniodawcy i podpisy)

(stempel Banku)

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

Tytułem:
Oplata za Biuletyn URE

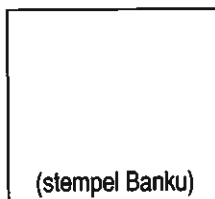


(pieczęć zleceniodawcy i podpisy)

(stempel Banku)

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

Tytułem:
Oplata za Biuletyn URE

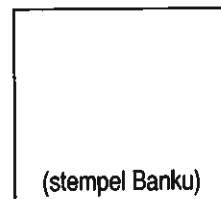


(pieczęć zleceniodawcy i podpisy)

(stempel Banku)

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

Tytułem:
Oplata za Biuletyn URE



(pieczęć zleceniodawcy i podpisy)

(stempel Banku)

Zamówienie _____ Biuletynu URE _____ /2007	
Numery:	
Liczba egzemplarzy:	
Wartość:	
Imię i nazwisko lub nazwa firmy:	
Imię i nazwisko bezpośredniego odbiorcy Biuletynu:	
Ulica:	nr:
Miasto:	kod: □□ - □□□□
tel. kontaktowy (z kier.):	
faks:	
NIP: □□□□ - □□□□ - □□□ - □□□	
Oświadczam, że jestem płatnikiem VAT i upoważniam Urząd Regulacji Energetyki do wystawienia faktury bez mojego podpisu.	
----- Pieczątką i podpis	

Zamówienie _____ Biuletynu URE _____ /2007	
Numery:	
Liczba egzemplarzy:	
Wartość:	
Imię i nazwisko lub nazwa firmy:	
Imię i nazwisko bezpośredniego odbiorcy Biuletynu:	
Ulica:	nr:
Miasto:	kod: □□ - □□□□
tel. kontaktowy (z kier.):	
faks:	
NIP: □□□□ - □□□□ - □□□ - □□□	
Oświadczam, że jestem płatnikiem VAT i upoważniam Urząd Regulacji Energetyki do wystawienia faktury bez mojego podpisu.	
----- Pieczątką i podpis	

„Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki”

zawiera m.in.:

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

Biuletyn ukazuje się jako dwumiesięcznik.

★ ★ ★

Warunki prenumeraty w roku 2007 dwumiesięcznika: „Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki”

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

Cena rocznej prenumeraty (6 numerów po 12 zł za 1 egz.) wynosi 72 zł, 2 egz. – odpowiednio 144 zł.

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

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

Prosimy o czytelne wypełnienie WSZYSTKICH rubryk kuponu prenumeraty.

Biuletyn ukazuje się od 15 lipca 1998 r.

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

Urząd Regulacji Energetyki

Oddziały Terenowe

- 1. Oddział Centralny w Warszawie**
(obszar działania – woj. mazowieckie)
ul. Canaletta 4
00-099 Warszawa
tel. (0-22) 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. Wierzbicęce 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 6 a
40-198 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