



Urząd Regulacji
Energetyki

03

2010

NR 3 (71) 4 maja 2010 ISSN 1506-090X cena 15 zł

BIULETYN

URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

w numerze:

Sprawozdanie z działalności Prezesa URE – 2009

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. 66-16-315 fax 66-16-321
Departament Przedsiębiorstw Energetycznych	tel. 66-16-238 fax 66-16-319
Departament Taryf	tel. 66-16-210 fax 66-16-219
Departament Promowania Konkurencji	tel. 66-16-233 fax 66-16-225
Biuro Prawne	tel. 66-16-130 fax 66-16-134
Biuro Obsługi Urzędu	tel. 66-16-155 fax 66-16-177
Rzecznik Odbiorców Paliw i Energii	tel. 66-16-305 fax 66-16-225
Automatyczna infolinia o numerach telefonów	tel. 66-16-156

SPIS TREŚCI

Wprowadzenie	2	4.2.2. Biokomponenty	84
		4.2.3. Biopaliwa ciekłe	84
Część I. PREZES URE – INSTYTUCJA REGULACYJNA		4.3. Monitorowanie realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego	84
1. Status prawny i ustawowe obowiązki Prezesa URE...	2	5. Inne zadania Prezesa URE	85
2. Uwarunkowania działalności Regulatora w 2009 r.: krajowe i zewnętrzne	6	5.1. Kontrolowanie działalności przedsiębiorstw energetycznych	85
		5.1.1. Kontrola stosowania taryf	86
		5.1.2. Działania interwencyjne	86
Część II. REALIZACJA ZADAŃ Z ZAKRESU REGULACJI GOSPODARKI PALIWAMI I ENERGIĄ		5.2. Powoływanie komisji kwalifikacyjnych	88
1. Elektroenergetyka	7	5.3. Nakładanie kar pieniężnych	89
1.1. Rynek energii elektrycznej – ogólna sytuacja	7	5.4. Statystyka publiczna	91
1.1.1. Rynek hurtowy	7	5.5. Obliczanie i publikowanie średniej ceny na rynku konkurencyjnym w roku poprzednim	92
1.1.2. Rynek detaliczny	13		
1.2. Regulowanie działalności przedsiębiorstw elektroenergetycznych	18		
1.2.1. Koncesje	18		
1.2.2. Taryfy i warunki ich kształtowania	20		
1.2.3. Wyznaczanie operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych	23		
1.2.4. Ustalanie metod kontroli i przygotowanie projektów działań dla poprawy efektywności przedsiębiorstw energetycznych	24		
1.2.5. Monitorowanie wypełniania przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych ich zadań	24		
1.3. Zagadnienia związane z transgraniczną wymianą energii elektrycznej	28		
1.3.1. Rynki regionalne energii elektrycznej, udział w nich Polski	28		
1.3.2. Monitorowanie zasad zarządzania i rozdziału przepustowości połączeń międzysystemowych, z którymi istnieją wzajemne połączenia	29		
1.3.3. Monitorowanie wypełniania obowiązku publikowania przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych informacji dot. połączeń międzysystemowych	30		
1.4. Realizacja obowiązków wynikających z ustawy o rozwiązaniu KDT	31		
1.5. Wspieranie odnawialnych źródeł energii (OZE) i kogeneracji (CHP)	33		
1.5.1. Wydawanie i umarzanie świadectw pochodzenia	34		
1.5.2. Kontrola realizacji obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectw pochodzenia energii elektrycznej	35		
1.5.3. Publikowanie wysokości jednostkowych opłat zastępczych	36		
1.6. Przesłanki i ocena bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej	37		
1.6.1. Monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego	37		
1.6.2. Uzgadnianie projektów planów rozwoju elektroenergetycznych przedsiębiorstw sieciowych	39		
1.6.3. Udzielanie zgody na budowę linii bezpośredniej	41		
1.6.4. Uzgadnianie planu wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej	41		
1.6.5. Kontrola zapasów paliw	41		
1.6.6. Ocena bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej	42		
2. Gazownictwo	42		
2.1. Rynek gazu ziemnego – ogólna sytuacja	42		
2.1.1. Rynek hurtowy	43		
2.1.2. Rynek detaliczny	46		
2.2. Regulowanie działalności przedsiębiorstw gazowniczych	48		
2.2.1. Koncesje	48		
2.2.2. Taryfy i warunki ich kształtowania	49		
2.2.3. Wyznaczanie operatorów systemów gazowych	57		
2.2.4. Ustalanie metod kontroli i przygotowanie projektów działań dla poprawy efektywności przedsiębiorstw	58		
2.2.5. Monitorowanie wypełniania obowiązku publikowania przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych informacji dot. połączeń międzysystemowych	58		
2.2.6. Monitorowanie wypełniania przez operatorów systemów przesyłowych, dystrybucyjnych i magazynowych ich zadań	61		
2.3. Przesłanki i ocena bezpieczeństwa dostarczania gazu ziemnego	64		
2.3.1. Uzgadnianie projektów planów rozwoju gazowych przedsiębiorstw sieciowych	64		
2.3.2. Udzielanie zgody na budowę gazociągu bezpośredniego	65		
2.3.3. Weryfikacja, w drodze decyzji, informacji o wielkościach obowiązkowych zapasów paliw gazowych	65		
2.3.4. Zatwierdzanie planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego	65		
2.3.5. Monitorowanie warunków świadczenia usług magazynowania paliw gazowych	66		
2.3.6. Monitorowanie funkcjonowania systemu gazowego w zakresie bezpieczeństwa dostarczania gazu ziemnego	69		
2.3.7. Ocena bezpieczeństwa dostarczania gazu ziemnego	71		
3. Ciepłownictwo	73		
3.1. Rynek ciepła – ogólna sytuacja	73		
3.1.1. Lokalny charakter rynku	73		
3.1.2. Bilans podaży i zużycia ciepła	74		
3.2. Regulowanie działalności przedsiębiorstw ciepłowniczych	77		
3.2.1. Koncesjonowanie	77		
3.2.2. Taryfy i okoliczności ich zatwierdzania	78		
3.2.3. Inne	79		
4. Paliwa ciekłe, biopaliwa ciekłe i biokomponenty	80		
4.1. Koncesjonowanie paliw ciekłych	80		
4.1.1. Ogólna charakterystyka rynku	80		
4.1.2. Prawo i praktyka koncesjonowania	80		
4.2. Monitorowanie rynku biokomponentów i biopaliw ciekłych	83		
4.2.1. Podstawy prawne	83		
		5.1.1. Kontrola stosowania taryf	86
		5.1.2. Działania interwencyjne	86
		5.2. Powoływanie komisji kwalifikacyjnych	88
		5.3. Nakładanie kar pieniężnych	89
		5.4. Statystyka publiczna	91
		5.5. Obliczanie i publikowanie średniej ceny na rynku konkurencyjnym w roku poprzednim	92
		Część III. PROMOWANIE KONKURENCJI	
		1. Cele i zadania Prezesa URE	93
		2. Działania na rzecz likwidacji barier konkurencji	94
		2.1. Zatwierdzanie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci	95
		2.2. Monitorowanie mechanizmów bilansowania systemu	96
		2.3. Monitorowanie warunków przyłączenia podmiotów do sieci	99
		2.4. Monitorowanie warunków świadczenia usług magazynowania paliw gazowych, usług skraplania gazu ziemnego	100
		2.5. Doskonalenie procedury zmiany sprzedawcy	102
		2.6. Zaangażowanie Prezesa URE w prace nad kształtem polityki energetycznej	103
		2.7. Zaangażowanie Prezesa URE w prace nad rozporządzeniem w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego	103
		2.8. Działania Prezesa URE na rzecz poprawy funkcjonowania rynku gazu	103
		2.9. Zaangażowanie Prezesa URE w prace nad wprowadzeniem systemu taryfowego <i>entry-exit</i>	104
		2.10. Projekty w ramach Programu Środki Przejściowe (<i>Transition Facility</i>)	105
		3. Współdziałanie z właściwymi organami w przeciwdziałaniu praktykom przedsiębiorstw energetycznych ograniczającym konkurencję	105
		4. Upowszechnianie wiedzy o rynku konkurencyjnym i prawach konsumenta	106
		4.1. Działalność informacyjno-edukacyjna	106
		4.2. Stanowiska i Informacje Prezesa URE	110
		Część IV. WZMOCNIENIE POZYCJI ODBIORCY	
		1. Formalne środki prawne	111
		1.1. Kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców	111
		1.2. Rozstrzyganie sporów i skarg dot. elektroenergetyki, gazownictwa i ciepłownictwa	113
		2. Działalność Rzecznika Odbiorców Paliw i Energii	113
		2.1. Zadania Rzecznika Odbiorców Paliw i Energii	113
		2.2. Formy działania Rzecznika	114
		2.3. Charakterystyka spraw, jakimi zajmował się Rzecznik w 2009 r.	114
		2.4. Komunikacja i działalność informacyjna Rzecznika	116
		2.5. Współpraca z innymi urzędami, organizacjami	116
		2.6. Inne sfery aktywności Rzecznika	116
		3. Szczególna ochrona odbiorcy wrażliwego społecznie	116
		4. Strefa Odbiorcy	117
		5. Działania na rzecz społecznej odpowiedzialności przedsiębiorstw energetycznych	119
		Część V. FUNKCJONOWANIE URZĘDU	
		1. Organizacja i funkcjonowanie urzędu	123
		2. Zatrudnienie i kwalifikacje (szkolenia)	123
		3. Budżet	125
		3.1. Dochody	125
		3.2. Wydatki	126
		4. Kontrola wykonania budżetu państwa przez Prezesa URE w 2008 r. przeprowadzona przez Najwyższą Izbę Kontroli	127
		5. Projekty finansowane z <i>Transition Facility</i> oraz Norweskiego Mechanizmu Finansowego	127
		6. Współpraca z zagranicą	128
		Część VI. KONTROLA DZIAŁALNOŚCI PREZESA URE	
		1. Sądowa kontrola działalności Prezesa URE	130
		2. Kontrola działalności Prezesa URE przez Najwyższą Izbę Kontroli oraz inne instytucje kontrolne	132
		ANEKS. DZIAŁALNOŚĆ REGULACYJNA ODDZIAŁÓW TERENOWYCH URE	133

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
ŁAMANIE, DRUK, KOLPORTAŻ PWP „Gryf” SA, 06-400 Ciechanów, ul. Sienkiewicza 51, tel. (0-23) 672 32 83. Oddano do druku 20 kwietnia 2010 r.
Nakład: 1600 egz. ISSN 1506-090X Cena 15 zł (w tym 0% VAT) **FOTO** 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 58101010002873231000000, Urząd Regulacji Energetyki (Biuletyn URE) www.ure.gov.pl

WPROWADZENIE

Niniejszy dokument zawiera sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki za 2009 r. Podstawowe kwestie ujęte w tym dokumencie odnoszą się do sposobu realizacji prawnych obowiązków Prezesa URE, nałożonych na ten organ państwa przez ustawę – Prawo energetyczne oraz inne ustawy, z zakresu spraw regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji ze szczególnym uwzględnieniem oceny bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i paliw gazowych.

Całość sprawozdania została podzielona na kilka części. W podstawowej (cz. II) przedstawiono działania regulacyjne wobec przedsiębiorców w poszczególnych podsektorach energetyki: elektroenergetyce, gazownictwie, ciepłownictwie, paliwach, w kontekście właściwych rynków. W następnych częściach przedmiotem sprawozdawania są kwestie

promowania konkurencji na rynkach energii (cz. III) oraz wzmacniania pozycji odbiorcy paliw i energii (cz. IV). Uwypuklone tu zostały różnice w stosowanych sposobach i narzędziach w zależności od charakteru materii regulacyjnej. Promowanie konkurencji oparte jest w coraz większym zakresie na działaniach typu perswazyjnego niż *stricte* administracyjnych, którymi posługuje się Regulator przy wypełnianiu podstawowych obowiązków. Taki sposób pracy Regulatora zaczyna dominować dzięki włączeniu w działania Prezesa URE środowisk akademickich, eksperckich, stowarzyszeń branżowych i konsumenckich.

Przedkładany Ministrowi Gospodarki dokument jest dwunastym sprawozdaniem przygotowanym przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, który tym samym wypełnia obowiązek określony w ustawie – Prawo energetyczne.

CZĘŚĆ I. PREZES URE – INSTYTUCJA REGULACYJNA

1. Status prawny i ustawowe obowiązki Prezesa URE wynikające z art. 23 ustawy – Prawo energetyczne oraz innych ustaw

I. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki (Prezes URE) jest centralnym organem administracji rządowej, utworzonym przez ustawę z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne¹⁾ do realizacji zadań z zakresu regulacji gospodarki paliwami i energią oraz pro-

mowania konkurencji. W 2009 r. upłynęło 12 lat obowiązywania tej ustawy. W tym okresie była ona wielokrotnie nowelizowana. O skali tych zmian świadczy chociażby fakt dwukrotnego ogłoszenia tekstu jednolitego tej ustawy (w 2003 r. i 2006 r.). Skutkiem niemal każdej nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne jest poszerzenie katalogu zadań organu regulacyjnego. Rosnące z roku na rok obowiązki i kompetencje Prezesa URE są ściśle związane z polityką, jaką państwo prowadzi w zakresie szeroko pojętej energetyki, jak również z wymaganiami zewnętrznymi (polityką Unii Europejskiej, a co za tym idzie obowiązkiem dostosowania prawa polskiego do prawa wspólnotowego). Działania podejmowane przez niezależny organ regulacyjny skierowane są na wypełnienie celu wytyczonego przez ustawodawcę, a zmierzającego do tworzenia warunków do zrównoważonego rozwoju kraju, zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, oszczędnego i racjonalnego użytkowania paliw i energii, rozwoju konkurencji, przeciwdziałania negatywnym skutkom

¹⁾ Ustawa z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, Nr 104, poz. 708, Nr 158, poz. 1123 i Nr 170, poz. 1217, z 2007 r. Nr 21, poz. 124, Nr 52, poz. 343, Nr 115, poz. 790 i Nr 130, poz. 905, z 2008 r. Nr 180, poz. 1112 oraz z 2009 r. Nr 3, poz. 11, Nr 69, poz. 586, Nr 165, poz. 1316 i Nr 215, poz. 1664).

naturalnych monopolii, uwzględniania wymogów ochrony środowiska, zobowiązań wynikających z umów międzynarodowych oraz równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii. Dynamicznie rozwijający się w ostatnim czasie sektor energetyczny wymusza zmiany w regulacjach prawnych z zakresu energetyki. W konsekwencji kolejnych zmian legislacyjnych, uprawnienia i obowiązki, których realizacja przypisana jest Prezesowi URE ulegały na przestrzeni tych kilkunastu lat znacznemu zwiększeniu. Należy przy tym zwrócić uwagę, że poszerzanie dotychczasowych zadań o nowe obszary działalności wynikało nie tylko z nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne, ale również z przepisów odrębnych.

II. Pełny katalog zadań, realizowanych przez Prezesa URE obejmuje kompetencje wynikające z art. 23 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, jak również kompetencje określone w przepisach odrębnych ustaw. Szczegółowe zadania Prezesa URE, przewidziane przez ustawodawcę do realizacji w 2009 r. zawierały się w sześciu ustawach:

- 1) ustawie z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (zwanej dalej „ustawą – Prawo energetyczne”),
- 2) ustawie z 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych²⁾ (zwanej dalej „ustawą o biopaliwach”),
- 3) ustawie z 16 lutego 2007 r. o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym³⁾ (zwanej dalej „ustawą o zapasach”),
- 4) ustawie z 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej⁴⁾ (zwanej dalej „ustawą o rozwiązaniu KDT”),
- 5) ustawie z 29 stycznia 2004 r. – Prawo zamówień publicznych⁵⁾ (zwanej dalej „ustawą o zamówieniach publicznych”),
- 6) ustawie z 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej⁶⁾ (zwanej dalej „ustawą o statystyce”).

Skutkiem niemal każdej nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne było poszerzenie katalogu zadań Prezesa URE, wynikających bezpośrednio z tej ustawy.

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

- 1) udzielanie i cofanie koncesji,
- 2) zatwierdzanie i kontrolowanie stosowania taryf paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła pod względem zgodności z zasadami określonymi w art. 44, 45 i 46 tej ustawy, w tym analizowanie i weryfikowanie kosztów przyjmowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne jako uzasadnione do kalkulacji cen i stawek opłat w taryfach,
- 3) ustalanie:
 - a) współczynników korekcyjnych określających projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego oraz zmianę warunków wykonywania przez to przedsiębiorstwo danego rodzaju działalności gospodarczej;
 - b) okresu obowiązywania taryf i współczynników korekcyjnych;
 - c) wysokości uzasadnionego zwrotu z kapitału, dla przedsiębiorstw energetycznych przedkładających taryfy do zatwierdzenia;
 - d) maksymalnego udziału opłat stałych w łącznych opłatach za świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji dla poszczególnych grup odbiorców w taryfach dla paliw gazowych i energii, w przypadkach gdy wymaga tego ochrona interesów odbiorców;
 - e) jednostkowych opłat zastępczych,
- 4) kontrolowanie wykonania obowiązków zakupu energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii oraz kogeneracji,
- 5) uzgadnianie projektów planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych,
- 6) wyznaczanie operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych,
- 7) udzielanie i cofanie zwolnienia z obowiązku świadczenia usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych i energii, magazynowania paliw gazowych, usług transportu paliwa gazowego oraz usług polegających na skraplaniu gazu i regazyfikacji,
- 8) zatwierdzanie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci w zakresie bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi,
- 9) organizowanie i przeprowadzanie przetargów dotyczących:
 - a) wyłaniania sprzedawców z urzędu;
 - b) budowy nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej i realizacji przedsięwzięć zmniejszających zapotrzebowanie na tą energię,
- 10) kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz kontrolowanie na wniosek odbiorcy dotrzymania parametrów jakościowych paliw gazowych i energii elektrycznej,
- 11) kontrolowanie realizacji obowiązków wynikających z przepisów rozporządzenia 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. Urz. WE L 176 z 15.07.2003 r.),

²⁾ Dz. U. z 2006 r. Nr 169, poz. 1199, z późn. zm.

³⁾ Dz. U. z 2007 r. Nr 52, poz. 343, z późn. zm.

⁴⁾ Dz. U. z 2007 r. Nr 130, poz. 905, z późn. zm.

⁵⁾ Dz. U. z 2007 r. Nr 223, poz. 1655, z późn. zm.

⁶⁾ Dz. U. z 1995 r. Nr 88, poz. 439, z późn. zm.

- 11a) 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. Urz. UE L 289 z 3.11.2005 r.),
- 12) rozstrzyganie sporów w zakresie odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, umowy sprzedaży, umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw lub energii, umowy o świadczenie usług transportu gazu ziemnego, umowy o świadczenie usługi magazynowania paliw gazowych, umowy o udostępnienie części instalacji do magazynowania paliwa gazowego, umowy o świadczenie usługi skraplania gazu ziemnego oraz umowy kompleksowej, a także w przypadku nieuzasadnionego wstrzymania dostarczania paliw gazowych lub energii,
- 13) nakładanie kar pieniężnych na zasadach określonych w ustawie,
- 14) współdziałanie z właściwymi organami w przeciwdziałaniu praktykom przedsiębiorstw energetycznych ograniczającym konkurencję,
- 15) ustalanie metod kontroli i podejmowanie działań dla poprawy efektywności przedsiębiorstw energetycznych,
- 16) określanie i publikowanie wskaźników i cen wskaźnikowych istotnych dla procesu kształtowania taryf,
- 17) publikowanie informacji służących zwiększeniu efektywności użytkowania paliw i energii,
- 18) zbieranie i przetwarzanie informacji dotyczących przedsiębiorstw energetycznych, w tym obliczanie i ogłaszanie w terminie do 31 marca każdego roku:
 - średnich cen sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji obliczonych oddzielnie dla energii elektrycznej wytworzonej w jednostkach kogeneracji opalanych gazem lub o łącznej mocy poniżej 1 MW i innych;
 - średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w poprzednim roku kalendarzowym,
- 19) gromadzenie informacji o projektach inwestycyjnych będących w obszarze zainteresowania Unii Europejskiej i przekazywanie ich do Komisji Europejskiej, w terminie do 15 kwietnia każdego roku, oraz gromadzenie i przekazywanie do Komisji Europejskiej informacji o ilości energii elektrycznej importowanej z państw niebędących członkami UE,
- 20) monitorowanie funkcjonowania systemu gazowego i elektroenergetycznego,
- 21) wydawanie świadectw pochodzenia energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii i świadectw pochodzenia z kogeneracji oraz ich umarzanie,
- 22) wykonywanie innych zadań określonych w ustawie lub ustawach odrębnych.

Sięgając wstecz, wspomnieć należy, że rokiem szczególnie obfitującym w nowe regulacje prawne bezpośrednio oddziaływujące na zakres uprawnień i obowiązków Prezesa URE był rok 2007. W tym roku weszły w życie trzy odrębne ustawy znacząco zwiększające zadania tego organu. Realizacja większości zadań, wynikających z tych przepisów rozpoczęła się w tym samym roku. Jednak realizację niektórych z nich Prezes URE rozpoczął od 2008 r., a w pewnych przypadkach od 2009 r., tj. roku objętego niniejszym sprawozdaniem. Dotyczy to m.in. kompetencji wynikających z ustawy o rozwiązaniu KDT. Zaznaczyć należy, że ustawa ta weszła w życie 4 sierpnia 2007 r., jednak niektóre przepisy (tj. art. 24, art. 30, art. 45 i art. 46) obowiązują od 1 stycznia 2008 r. Wprowadzenie przez ustawodawcę różnego *vacatio legis* w odniesieniu do poszczególnych przepisów tej ustawy przesądziło, że nie wszystkie obowiązki Prezesa URE zostały podjęte wraz z wejściem w życie ustawy. Począwszy od 2008 r. Prezes URE odpowiada za uruchomienie procedury rozliczeń związanej z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej. Zważyć zatem należy, że 2009 r. był pierwszym rokiem, w którym Prezes URE dokonał ustaleń (w drodze decyzji administracyjnej) wysokości korekty rocznej kosztów osieroconych dla poszczególnych grup odbiorców, jak również przygotował i przedstawił Ministrowi Gospodarki sprawozdanie z wykonania zadań wynikających z tej ustawy. Procedura ta – uruchomiona w roku objętym sprawozdaniem – będzie kontynuowana przez kolejne lata aż do zakończenia okresu korygowania, tj. najpóźniej do 2025 r.

Kolejną ustawą, która w znaczący sposób poszerzyła obowiązki Prezesa URE, była ustawa o zapasach. Weszła ona w życie 7 kwietnia 2007 r., jednakże podjęcie, a w szczególności realizacja wyznaczonych przez ustawodawcę działań w zakresie monitorowania oraz kontrolowania realizacji obowiązków utrzymywania zapasów, jak również przestrzegania ograniczeń wprowadzanych na mocy przepisów tej ustawy – nastąpiła w 2008 r. i była kontynuowana w 2009 r.

Również w odniesieniu do zadań określonych w przepisach ustawy o biopaliwach, realizacja większości z nich rozpoczęła się w 2007 r., niektóre jednak Prezes URE będzie realizować dopiero w dalszej perspektywie czasowej. Tak też, rok 2008 był poświęcony działaniom przygotowawczym, niezbędnym w celu realizacji (począwszy od 2009 r.) zadania polegającego na wymierzaniu kar podmiotom za niewypełnienie Narodowego Celu Wskaźnikowego (tj. minimalnego udziału biokomponentów i innych paliw odnawialnych w ogólnej ilości paliw ciekłych

i biopaliw ciekłych zużywanych w ciągu roku kalendarzowego w transporcie, liczonego według wartości opałowej, dalej „NCW”). Wysokość NCW w poszczególnych latach została określona w rozporządzeniu Rady Ministrów z 15 czerwca 2007 r. w sprawie Narodowych Celów Wskaźnikowych (NCW) na lata 2008-2013⁷⁾. Rok 2009 był pierwszym, w którym dokonano oceny realizacji NCW za 2008 r.

Prezes URE jest również zobowiązany do prowadzenia badań statystycznych w ramach ustawy o statystyce. Po raz pierwszy, rozporządzeniem Rady Ministrów z 22 lipca 2003 r. w sprawie programu badań statystycznych statystyki publicznej na rok 2004⁸⁾, w badaniu 1.44.02.(105) Prezes URE został wskazany jako jeden z podmiotów prowadzących to badanie (w zakresie źródeł odnawialnych i ciepłownictwa). Przeprowadzenie tego badania przewidziane było w programie badań statystycznych na 2007 r., jak również na 2008 r. Ponadto, rozporządzenie Rady Ministrów z 9 października 2007 r. w sprawie programu badań statystycznych statystyki publicznej na rok 2008⁹⁾ przewidywało dodatkowo realizację badania dotyczącego biokomponentów, paliw ciekłych i biopaliw ciekłych (badanie 1.44.02.(104)). Kolejne rozporządzenie, tj. rozporządzenie Rady Ministrów z 27 listopada 2008 r. w sprawie programu badań statystycznych statystyki publicznej na rok 2009¹⁰⁾ przewidywało również przeprowadzenie – poszerzonych w stosunku do lat ubiegłych – wskazanych wyżej badań w 2009 r., a ponadto przeprowadzenie badań w zakresie kogeneracji (badanie 1.44.02.(109)).

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

Wskazując na rosnący z roku na rok zakres uprawnień i obowiązków Prezesa URE, nadmienić wypada, że 2009 r. poświęcony był również przygotowaniu obszernej nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne, która przewiduje powierzenie temu organowi kolejnych zadań z zakresu regulacji energetyki¹¹⁾.

Na kształt i zakres uprawnień oraz obowiązków Prezesa URE w znaczący sposób wpływa również prawo wspólnotowe z zakresu energetyki. W drugiej połowie 2009 r. weszło w życie szereg regulacji, do aktów tych należy zaliczyć:

- **rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 713/2009 z 13 lipca 2009 r.** ustanawiające Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki¹²⁾, które weszło w życie – co do zasady – 3 września 2009 r. z wyłączeniem przepisów dotyczących zadań wchodzących w życie 3 marca 2011 r. Rozporządzenie to ustanawia Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki, której celem jest wspieranie organów regulacyjnych w wykonywaniu na poziomie wspólnotowym zadań regulacyjnych (w państwach członkowskich) oraz koordynacja, w razie potrzeby, działań tych organów. W skład Agencji wchodzi m.in. rada organów regulacyjnych, której członkami są wysocy rangą przedstawiciele organów regulacyjnych oraz ich zastępcy (powoływani przez krajowych regulatorów),
- **rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 z 13 lipca 2009 r.** w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1228/2003¹³⁾, które weszło w życie 3 września 2009 r. – przepisy tego rozporządzenia stosuje się od 3 marca 2011 r. oraz **rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z 13 lipca 2009 r.** w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1775/2005¹⁴⁾ (zwane dalej „rozporządzeniem 715/2009”), które weszło w życie 3 września 2009 r. i od tego dnia stosuje się jego przepisy,
- **dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z 13 lipca 2009 r.** dotyczącą wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylającą dyrektywę 2003/54/WE¹⁵⁾ oraz **dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z 13 lipca 2009 r.** dotyczącą wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającą dyrektywę 2003/55/WE¹⁶⁾. Dyrektywy te weszły w życie 3 września 2009 r. Jednocześnie, zgodnie z zapisami zawartymi w tych dyrektywach, które poszerzają kompetencje organów regulacji energetyki, państwa członkowskie powinny dokonać implementacji ich przepisów do prawa krajowego do 3 marca 2011 r.,

⁷⁾ Dz. U. z 2007 r. Nr 110, poz. 757.

⁸⁾ Dz. U. z 2003 r. Nr 159, poz. 1538, z późn. zm.

⁹⁾ Dz. U. z 2007 r. Nr 210, poz. 1521, z późn. zm.

¹⁰⁾ Dz. U. z 2008 r. Nr 221, poz. 1436.

¹¹⁾ Zapoczątkowany w roku objętym sprawozdaniem proces legislacyjny, zakończony został uchwaleniem 8 stycznia 2010 r. ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2010 r. Nr 21, poz. 104).

¹²⁾ Dz. Urz. UE L 211/1 z 14.08.2009 r.

¹³⁾ Dz. Urz. UE L 211/15 z 14.08.2009 r.

¹⁴⁾ Dz. Urz. UE L 211/36 z 14.08.2009 r.

¹⁵⁾ Dz. Urz. UE L 211/55 z 14.08.2009 r.

¹⁶⁾ Dz. Urz. UE L 211/94 z 13.08.2009 r.

- **dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z 23 kwietnia 2009 r.** w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniającą i w następstwie uchylającą dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE. Dyrektywa ta weszła w życie 25 czerwca 2010 r., państwa członkowskie powinny dokonać implementacji jej przepisów do prawa krajowego do 5 grudnia 2010 r.

2. Uwarunkowania działalności Regulatora w 2009 r.: krajowe i zewnętrzne

Prezes URE reguluje działalność przedsiębiorstw energetycznych zgodnie z polityką energetyczną państwa, zmierzając do równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii. Przesłanką właściwego postępowania regulacyjnego są przede wszystkim uwarunkowania prawne sytuujące urząd regulatora w ramach administracji rządowej i definiujące jego zadania, co zostało wyżej opisane. Do właściwego wypełniania zadań potrzebna jest Regulatorowi przede wszystkim wiedza o stanie, strukturze i zmianach w energetyce, jej podsektorach oraz sytuacji na rynkach energii. Jej źródłem są informacje gromadzone i przetwarzane w Urzędzie Regulacji Energetyki pochodzące ze sprawozdań statystycznych oraz ze stałego monitorowaniem funkcjonowania systemów energetycznych. Podstawową dominantą przedmiotowego kontekstu regulacji w 2009 r. były skutki postępującej konsolidacji w elektroenergetyce i recentralizacji obrotu w gazownictwie, oddalające konkurencję na rynku energii. Wpływało to na sposób posługiwania się dostępnymi Prezesowi URE narzędziami, nie powodowało to jednak satysfakcjonującej skuteczności pracy Regulatora. Stąd podejmowanie zróżnicowanych działań – szczególnie w sferze zwiększania świadomości praw konsumentów energii i paliw, jako okoliczności wspierającej rozwój konkurencji – oraz kontynuowanie starań na rzecz nowych unormowań, o co intensywnie zabiegał Prezes URE już w 2008 r. występując z wieloma inicjatywami. Część z nich została uwzględniona w ostatniej nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne, wydaje się jednak, że tylko nowe jakościowo uprawnienia Prezesa URE, które nastąpią po wdrożeniu trzeciego pakietu legislacyjnego Unii Europejskiej do krajowego porządku prawnego mogą spowodować, że nominalne otwarcie rynku przekształci się w realne, a prawo do wolnego wyboru sprzedawcy stanie się dobrą praktyką.

Regulator działa nie tylko w uwarunkowaniach krajowych, ale również pod wpływem otoczenia zewnętrznego. Dostęp do wiedzy opartej na do-

świadczeniach i danych różnych krajów, umożliwiających doskonalenie warsztatu regulacyjnego, analizy porównawcze i prognozowanie, jest niezbędne do kształtowania współczesnego rynku energii w Polsce, stanowiącego część tworzącego się jednolitego rynku europejskiego. Wynikająca z aktów prawa wspólnotowego współpraca z europejskimi organami regulacyjnymi, wymiana doświadczeń w zakresie wykorzystania regulacji we wspieraniu konkurencji na rynku energii wymagały jeszcze większej intensywności działań Prezesa URE, szerszej niż w latach poprzednich współpracy międzynarodowej. Rzecz dotyczy zaangażowania przede wszystkim w ERGEG¹⁷⁾ i CEER¹⁸⁾, jak i ERRA¹⁹⁾. Obecność w ERGEG i CEER, zważywszy ich dorobek regulacyjny (przede wszystkim kodeksy dobrych praktyk, wytyczne oraz raporty z monitorowania stanu rynków i skuteczności poszczególnych narzędzi i procedur przyczyniających się do liberalizowania i budowy wspólnego rynku energii), to możliwość bezpośrednio prezentowania swojego stanowiska odnośnie różnych aspektów funkcjonowania konkurencyjnych rynków energii elektrycznej i gazu, kierunków przyszłego prawa unijnego itd. Przyjęty w Unii Europejskiej, wspomniany wcześniej pakiet nowych dyrektyw i rozporządzeń energetycznych, powszechnie zwany trzecim, zapoczątkował kolejny okres praktycznej implementacji pewnych nowych reguł funkcjonowania energetyki, ale przede wszystkim zmiany ładu regulacyjnego zarówno na poziomie UE – powstanie nowej instytucji (ACER), jak i wzmocnienia pozycji krajowych regulatorów i zharmonizowanie ich wzajemnych relacji.

Stąd konieczność obecności Prezesa URE w miejscach wypracowywania konkretnych rozwiązań tłumaczących ustalenia prawne na język praktyki regulacyjnej w formie proceduralno-narzędziowej, będącymi dla regulatorów zrzeszonych w CEER i ERRA wiążącymi ustaleniami. Przedstawiciele polskiego regulatora byli w tych gremiach aktywni, co pozwalało wpływać na ich kształt zgodnie z uwarunkowaniami i potrzebami polskich konsumentów energii i jej dostawcami.

Wszystko to, co powyżej zostało wymienione, twarde prawne obowiązki oraz wpływ szeregu uwarunkowań, w których przyszło działać Prezesowi URE w 2009 r., determinowało sposób bieżącego wykonywania, powierzonych prawem energetycznym i innymi ustawami, jego zadań.

¹⁷⁾ Prezes URE otrzymał status obserwatora jeszcze pod koniec 2003 r., natomiast pełnoprawnym członkiem ERGEG stał się z chwilą przystąpienia Polski do Unii Europejskiej.

¹⁸⁾ Prezes URE został członkiem ERGEG 1 maja 2004 r.

¹⁹⁾ Prezes URE jest członkiem Prezydium ERRA od 2009 r.

CZĘŚĆ II. REALIZACJA ZADAŃ Z ZAKRESU REGULACJI GOSPODARKI PALIWAMI I ENERGIA

1. Elektroenergetyka

1.1. Rynek energii elektrycznej – ogólna sytuacja

W 2009 r. sytuacja na rynku energii elektrycznej była uwarunkowana przede wszystkim czynnikami makroekonomicznymi. Skutkiem spowolnienia gospodarczego, obserwowanego w Polsce od końca 2008 r., był spadek zapotrzebowania na energię elektryczną. Następstwem zmniejszonego zapotrzebowania w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) był spadek cen energii elektrycznej widoczny na rynkach krótkoterminowych (spotowych), jak giełda energii oraz na rynku bilansującym. Tendencja ta nie pojawiła się jednak w kontraktach dwustronnych, na bieżąco monitorowanych przez Prezesa URE, m.in. z uwagi na fakt zawierania umów jeszcze w 2008 r., tj. przed wystąpieniem spowolnienia gospodarczego. Sytuacja na rynku energii elektrycznej w Polsce była więc zasadniczo odmienna od sytuacji z 2008 r., który charakteryzował się wzrostem cen energii w całym roku kalendarzowym. Takie uwarunkowania oraz zmniejszenie popytu na energię elektryczną przy stałej podaży wpłynęły na zmianę zachowań przedsiębiorstw energetycznych, które podjęły działania mające na celu pozyskiwanie nowych klientów i obniżanie cen dla odbiorców przemysłowych.

Na funkcjonowanie sektora elektroenergetycznego wpływ miały także zmiany w otoczeniu prawnym i regulacyjnym. W 2009 r. weszły w życie wymagane prawem wspólnotowym zmiany w opodatkowaniu energii elektrycznej podatkiem akcyzowym. Od 1 marca, zgodnie z ustawą z 6 grudnia 2008 r. o podatku akcyzowym²⁰⁾, obowiązek podatkowy, co do zasady, został przeniesiony z wytwórców na przedsiębiorstwa zajmujące się sprzedażą energii elektrycznej nabywcy końcowemu²¹⁾. W 2009 r. Prezes

URE dokonał rozliczenia pomocy publicznej wypłaconej w formie zaliczek w 2008 r. wytwórcom objętym ustawą o rozwiązaniu KDT. Istotnym osiągnięciem było opracowanie – wspólnie przez Towarzystwo Obrotu Energią (TOE) i Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (PTPiREE) – wzorca generalnej umowy dystrybucyjnej, a także zakończenie prac dotyczących niezależnego bilansowania operatora systemu dystrybucyjnego (OSD). Oba wyżej wymienione zagadnienia przyczyniły się do rozwoju rynku energii elektrycznej oraz budowania niezależności OSD. Prezes URE nie podjął w ubiegłym roku decyzji o zwolnieniu sprzedawców z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf dla odbiorców w grupie G.

1.1.1. Rynek hurtowy

Przedstawiona analiza opiera się na informacjach gromadzonych i przetwarzanych w Urzędzie Regulacji Energetyki w związku z monitorowaniem rynku energii elektrycznej oraz pochodzących ze statystyki publicznej (Agencji Rynku Energii SA – ARE SA), a także danych publikowanych przez operatora systemu przesyłowego.

Produkcja energii elektrycznej brutto w kraju w 2009 r. kształtowała się na poziomie 151 697 GWh i była niższa o ponad 2% niż w 2008 r. Jako główną przyczynę spadku produkcji należy wskazać zmniejszenie zapotrzebowania na energię elektryczną związane z niską dynamiką wzrostu gospodarczego. Krajowe zużycie energii elektrycznej wyniosło 148 718 GWh i było niższe o blisko 4% od zużycia w 2008 r.

W 2009 r. średnie roczne zapotrzebowanie na moc wyniosło 20 615,16 MW i spadło o 2,7%, natomiast maksymalne zapotrzebowanie wyniosło 24 593,5 MW i spadło o 2,1% w stosunku do 2008 r. Wybrane dane dotyczące produkcji energii elektrycznej przedstawiono w tab. 1 i 2 (str. 8).

Charakterystyczna dla poprzednich lat wzrostowa tendencja dotycząca zarówno zapotrzebowania na moc, jak i krajowego zużycia energii elektrycznej uległa w 2009 r. odwróceniu. Spadek zapotrzebowania oraz zmniejszenie liczby remontów miało skutek w postaci zwiększenia poziomu rezerw mocy dostępnych dla operatora systemu przesyłowego o 35% (w ujęciu średniorocznym).

²⁰⁾ Dz. U. z 2009 r. Nr 3, poz. 11, z późn. zm.

²¹⁾ Analizując ceny na rynku energii elektrycznej w segmencie hurtowym, należy mieć na uwadze wpływ zmian związanych z ustawą o podatku akcyzowym.

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

Wyszczególnienie	2008 [MW]	2009 [MW]	Dynamika 2009/2008 [2008=100]
Moc osiągalna	32 534	32 670,2	100,42
Obciążenie	20 289	19 855,4	97,86
Rezerwy	4 199	5 677,8	135,22
Remonty kapitalne i średnie	3 003	2 891,1	96,27
Remonty awaryjne	1 114	906,7	81,39
Pozostałe ubytki	3 730	3 238,8	86,83

Źródło: PSE Operator SA.

Tabela 2. Struktura produkcji energii elektrycznej w latach 2008-2009

Segment	Produkcja energii [GWh]		Dynamika [2008=100]	Struktura wytwarzania [%]	
	2008	2009		2008	2009
Produkcja w kraju ogółem	155 183	151 697	97,8	100,0	100,0
z tego:					
– elektrownie zawodowe	147 469	143 509	97,3	95,0	94,6
w tym:					
– elektrownie ciepłone:	144 997	140 816	97,1	98,3	98,1
z tego:					
– węgiel kamienny	84 347	81 640	96,8	57,2	56,9
– węgiel brunatny	53 384	50 353	94,3	36,2	35,1
– gaz	4 581	4 664	101,8	3,1	3,2
– współspalanie	2 685	4 159	154,9	1,8	2,9
– elektrownie wodne	2 465	2 683	108,8	1,7	1,9
– elektrownie przemysłowe	6 459	6 589	102,0	4,2	4,3
w tym:					
– gazowe	440	392	89,0	6,8	5,9
– biogazowe	7	7	100,0	0,1	0,1
– na biomasę	663	732	110,4	10,3	11,1
– elektrownie pozostałe	1 255	1 598	127,4	0,9	1,1

Źródło: „Informacja statystyczna o energii elektrycznej; grudzień 2009, ARE SA, Biuletyn miesięczny Nr 12 (192), 2010.

Struktura produkcji energii elektrycznej (tab. 2) nie uległa większym zmianom. Na uwagę zasługuje jednak ponad 50% wzrost wytwarzania w technologii współspalania w tzw. elektrowniach zawodowych oraz wzrost wykorzystania biomasy w tzw. elektrowniach przemysłowych. Biorąc pod uwagę dynamikę z poprzednich lat (65% wzrost produkcji z współspalania w 2008 r. w porównaniu do 2007 r.), powyższe dane mogą świadczyć o skuteczności mechanizmów wsparcia. Należy także podkreślić wzrost produkcji w pozostałych elektrowniach, wskazujący na rosnącą rolę generacji rozproszonej.

Saldo wymiany transgranicznej wyniosło w minionym roku 2 199 GWh. Podobnie więc jak w latach poprzednich, w 2009 r. Polska była eksporterem netto, przy czym nadwyżka eksportu nad importem zwiększyła się 3-krotnie. Największy wolumen rzeczywistych przepływów był kierowany z KSE do

Czech oraz Słowacji, natomiast większość fizycznego importu energii elektrycznej pochodziła z Niemiec (tab. 3 na str. 9).

Struktura sektora energetycznego jest wynikiem realizacji „Programu dla elektroenergetyki” przyjętego przez Radę Ministrów w 2006 r., ukształtowaną w wyniku procesów konsolidacyjnych. Sytuację przedstawia rys. 1 (str. 10).

Największy udział w podsektorze wytwarzania ma PGE Polska Grupa Energetyczna SA, a na rynku sprzedaży do odbiorców końcowych – Tauron Polska Energia SA. Udział w rynku poszczególnych grup energetycznych, jak również struktura tych podmiotów nie uległa większym zmianom w 2009 r. W gru-

pie PGE planowane są zmiany organizacyjne polegające na dalszej konsolidacji i uporządkowaniu struktury własnościowej i zarządczej.

Stan konkurencji na rynku energii elektrycznej został opisany przede wszystkim z pomocą wskaźników mierzących stopień koncentracji (tab. 4 na str. 9).

Wskaźnik HHI (który jest sumą kwadratów indywidualnych udziałów w rynku wszystkich przedsiębiorstw tworzących daną gałąź) mierzony według mocy zainstalowanych netto zmienił się w 2009 r. nieznacznie w porównaniu do 2008 r., podobnie według produkcji netto. Trzej najwięksi wytwórcy dysponowali ponad połową mocy zainstalowanych i odpowiadali za 55% produkcji energii elektrycznej. Stopień koncentracji obrotu na rynku hurtowym obrazuje rys. 2 (str. 10). Struktura obrotu hurtowego uwzględnia: 1) obrót wewnątrz czterech pionowo skonsolidowanych grup energetycznych, 2) sprzedaż

Tabela 3. Wymiana międzysystemowa energii elektrycznej*

Wyszczególnienie	2005 [GWh]	2006 [GWh]	2007 [GWh]	2008 [GWh]	2009 [GWh]	Dynamika 2009/2008 [2008=100]
Bilans handlowy – saldo	11 172	11 014	5 356	688	2 199	319,6
Eksport	14 290	13 434	8 497	4 110	5 038	122,6
Import	3 119	2 420	3 140	3 422	2 839	83,0
Przepływy rzeczywiste						
Wypłynęło z Polski	16 188	16 188	13 110	9 704	9 595	98,9
w tym do:						
Czech	11 167	10 183	9 232	6 912	6 870	99,4
Niemiec	1 046	720	48	95	134	141,0
Słowacji	2 792	3 373	3 600	2 551	2 337	91,6
Szwecji	1 182	1 498	230	146	254	174,0
Wpłynęło do Polski	5 002	4 774	7 752	9 020	7 400	82,0
w tym z:						
Białorusi	874	1 045	0	554	0	0,0
Czech	63	44	20	28	128	457,1
Niemiec	2 264	2 546	4 889	5 576	5 616	100,7
Słowacji	0,320	4	0	31	62	200,0
Szwecji	817	264	2 211	2 065	1 394	67,5
Ukrainy	983	870	631	765	199	26,0

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

Źródło: URE na podstawie danych PSE Operator SA.

Tabela 4. Stan koncentracji podsektora wytwarzania*

Rok	Ilość podmiotów, które dysponują przynajmniej 5% udziałem w zainstalowanych mocach netto	Ilość podmiotów, które dysponują przynajmniej 5% udziałem w produkcji netto	Udział trzech największych podmiotów w mocach zainstalowanych netto [%]	Udział trzech największych podmiotów w produkcji netto [%]	Wskaźnik HHI	
					Moc zainstalowana netto	Produkcja netto
2008	5	5	57,5	55,9	1 592,6	1 622,1
2009	5	5	58,3	55,1	1 617,6	1 565,1

* Dla wszystkich podmiotów działających w sektorze wytwarzania, które są objęte obowiązkiem statystycznym, z uwzględnieniem mocy zainstalowanej i produkcji źródeł wiatrowych i wodnych.

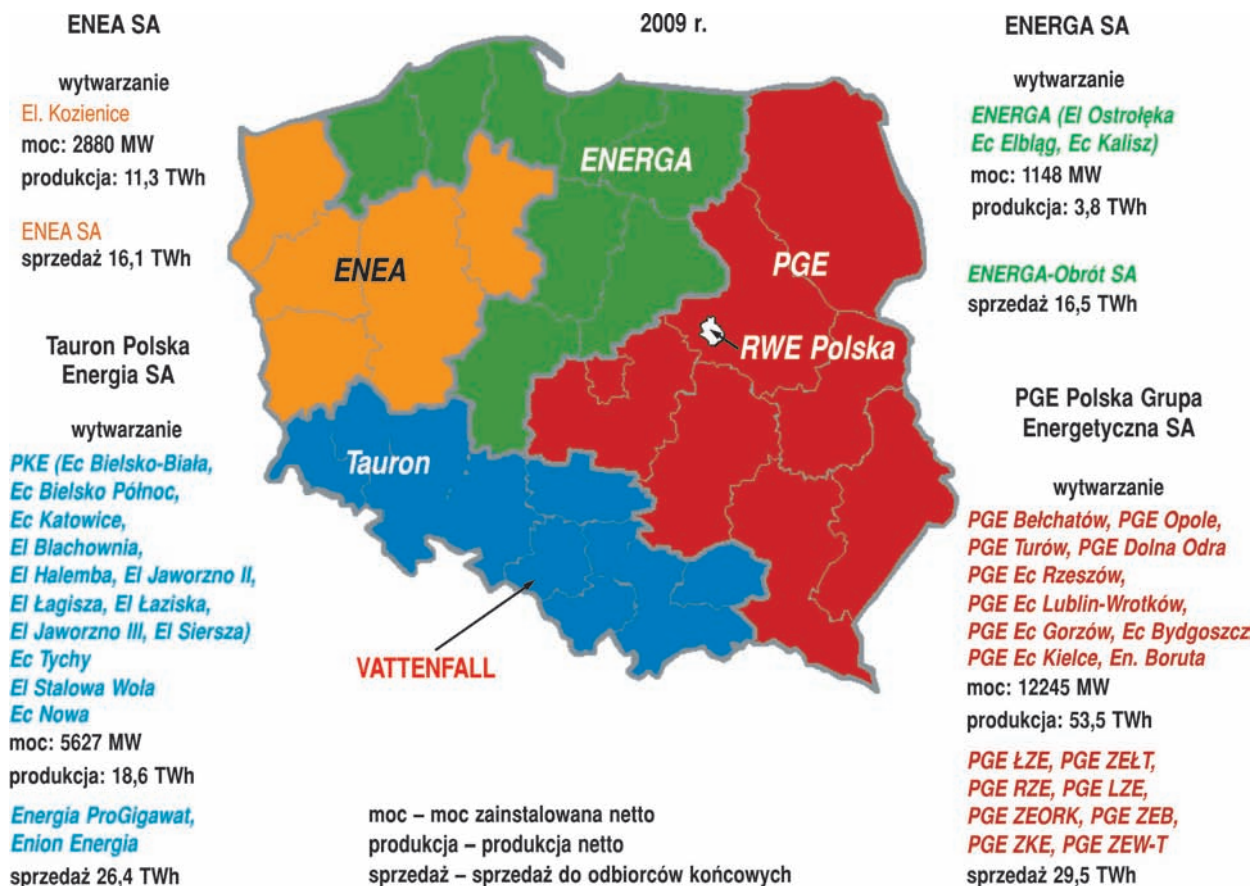
Źródło: URE na podstawie danych ARE SA.

przedsiębiorstw należących do grupy energetycznej poza własną grupę, 3) sprzedaż pozostałych przedsiębiorstw.

W 2009 r. łączny obrót wewnątrz czterech grup energetycznych stanowił 58,31% w całym obrocie hurtowym na rynku. Udział obrotu energią elektryczną, który miał miejsce pomiędzy przedsiębiorstwami należącymi do tej samej grupy kapitałowej, wyniósł odpowiednio: PGE Polska Grupa Energetyczna SA – 35,65%, Tauron Polska Energia SA – 15,56%, ENEA SA – 3,76%, ENERGA SA – 3,33%. Przedsiębiorstwa z grup pionowo skonsolidowanych sprzedawały energię elektryczną także poza własną grupę. Struktura tej sprzedaży, wraz z uwzględnieniem pięciu największych wytwórców (spoza grup) została ujęta na rys. 2, po prawej stro-

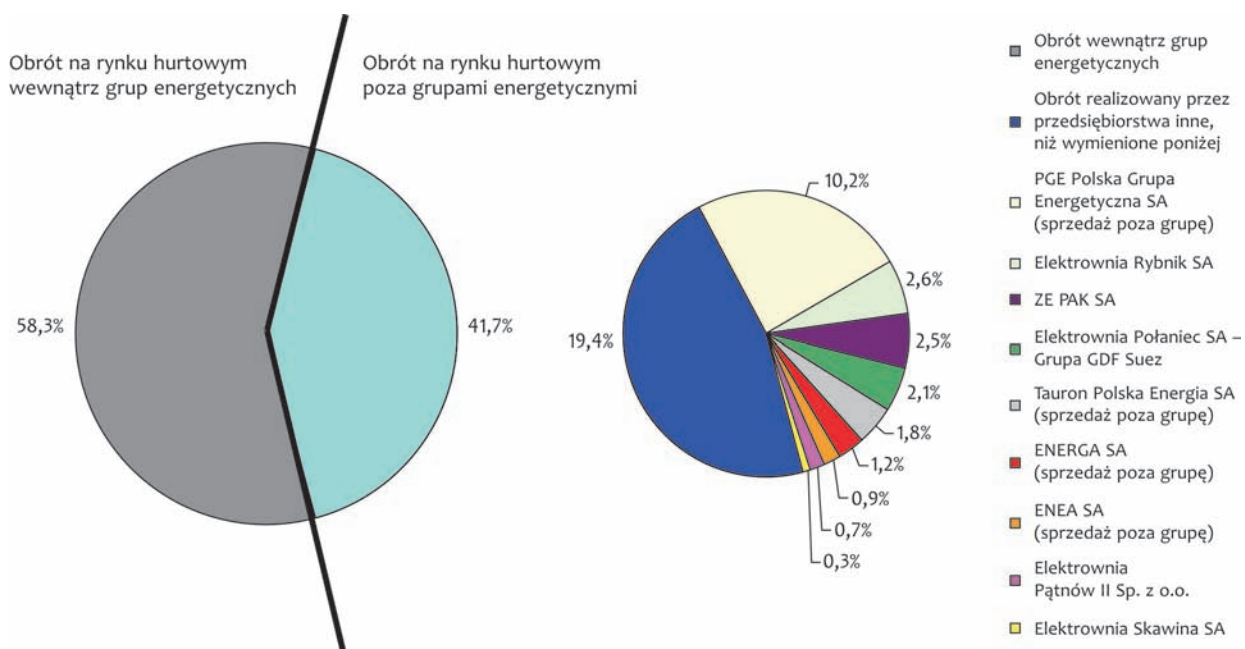
nie. Sprzedaż tych podmiotów, tj. sprzedaż realizowana w warunkach konkurencyjnych, stanowiła 22,3% całkowitego obrotu na rynku hurtowym. Pozostała część obrotu hurtowego (19,4%) została zrealizowana przez przedsiębiorstwa nie należące do grup energetycznych i inne niż pięć największych wytwórców.

Kontrakty dwustronne, podobnie jak w latach poprzednich, pozostały główną formą handlu hurtowego energią elektryczną. W 2009 r. w ramach takich kontraktów wytwórcy sprzedali przedsiębiorstwom obrotu ponad 90% energii elektrycznej. Pozostała sprzedaż była realizowana na rynku bilansującym (w tym na potrzeby zapewnienia bezpieczeństwa pracy KSE) oraz w niewielkim stopniu na rynkach spotowych (giełda, internetowe platformy obrotu



* W mocy i produkcji poszczególnych grup energetycznych uwzględniono również: Elektrownie Wodne Sp. z o.o. (ENEA SA), Tauron Ekoenergia Sp. z o.o. – Jelenia Góra (Tauron Polska Energia SA), ENERGA Kogeneracja Sp. z o.o. – Elektrownie Wodne, ENERGA Elektrownie Łyna SA, ENERGA Elektrownie Słupsk Sp. z o.o., ENERGA Elektrownie Straszyn Sp. z o.o. – El. Przepływowe, ENERGA Elektrownie Straszyn Sp. z o.o. – El. Włocławek, ENERGA Elektrownie Straszyn Sp. z o.o. – El. Żydowo, ENERGA Elektrownie w Koszalinie Sp. z o.o. (ENERGA SA), Zespół Elektrowni Wodnych Dychów SA, Zespół Elektrowni Wodnych Porąbka Żar SA, Zespół Elektrowni Wodnych Solina-Myczkowce SA (PGE Polska Grupa Energetyczna SA).

Rysunek 1. Skonsolidowane grupy energetyczne: zasięg terytorialny, struktura podmiotowa, przedmiot działalności* (Źródło: URE na podstawie danych ARE SA)



Rysunek 2. Obrót hurtowy energią elektryczną w 2009 r. (z uwzględnieniem obrotu wielokrotnego) (Źródło: URE)

Tabela 5. Kierunki sprzedaży energii elektrycznej – wytwórcy [TWh]

	Odbiorcy końcowi	Przedsiębiorstwa obrotu	Giełda energii	Rynek bilansujący	Eksport	Pozostała sprzedaż**	Razem
2008	2,6	124,3*	0,3	9,1	0,01	0,7	137,0
2009	3,0	126,1	0,3	8,5	0,01	2,0	139,9

* Liczba obejmuje także sprzedaż w ramach kontraktów długoterminowych obowiązujących w I kwartale 2008 r.

** Pozostała sprzedaż obejmuje m.in. ilość energii elektrycznej sprzedawanej do OSP i OSD.

Źródło: URE na podstawie danych ARE SA.

Tabela 6. Kierunki zakupu energii elektrycznej – przedsiębiorstwa obrotu [TWh]

	Przedsiębiorstwa wytwórcze	Przedsiębiorstwa obrotu	Giełda energii	Rynek bilansujący	Import	Pozostały zakup	Razem
2008	122,9	198,1	2,0	3,6	4,3	0,1	330,9
2009	127,0	183,5	3,3	4,4	2,9	0,1	321,2

Źródło: URE na podstawie danych ARE SA (2008 r.) i badania własnego (2009 r.).

Tabela 7. Kierunki sprzedaży energii elektrycznej – przedsiębiorstwa obrotu w 2009 r. [TWh]

	Odbiorcy końcowi	Przedsiębiorstwa obrotu	Giełda energii	Rynek bilansujący	Eksport	Pozostała sprzedaż*	Razem
2008	119,0	192,1	1,7	2,5	3,5	12,2	331,0
2009	107,9	179,2	3,2	6,3	4,2	19,3	320,1

* Pozostała sprzedaż obejmuje m.in. ilość energii elektrycznej sprzedawanej OSP, OSD oraz przedsiębiorstwom wytwórczym.

Źródło: URE na podstawie danych ARE SA.

energią elektryczną). Struktura transakcji na rynku hurtowym pozostała zasadniczo niezmienną w porównaniu do 2008 r. (tab. 5, 6, 7).

W 2009 r. średnie ceny wytwórców w sprzedaży przedsiębiorstwom obrotu wzrosły o 31% w stosunku do roku poprzedniego, a ceny, po których przedsiębiorstwa obrotu sprzedawały energię odbiorcom końcowym zwiększyły się o 41%. W sprzedaży na rynek bilansujący średnie ceny wytwórców wzrosły o 4%, a przedsiębiorstw obrotu o blisko 42%. Natomiast spadek cen energii elektrycznej nastąpił na rynkach spotowych. Średnioroczna cena na Towarowej Giełdzie Energii SA (TGE SA) wyniosła 172,44 zł/MWh i była niższa o blisko 12% od średniej ceny w 2008 r.

Sytuacja taka była spowodowana przekontraktowaniem zakupu przedsiębiorstw obrotu i odsprzedażą nadwyżek na rynkach bieżących, w tym na giełdzie. W przypadku przedsiębiorstw energetycznych spadek był widoczny w imporcie energii.

W tab. 8, 9 i 10 przedstawiono bardziej uszczegółowioną sytuację cenową na rynku hurtowym.

Transakcje giełdowe nadal miały w 2009 r. niewielkie znaczenie. Obrót na TGE SA wyniósł 3,07 TWh. W stosunku do całkowitego zużycia energii elektrycznej w 2009 r. stanowiło to zaledwie 2,07%, mimo to nastąpił wzrost obrotu giełdowego o 45% w porównaniu do 2008 r. Wśród przyczyn rosnącego udziału sprzedaży przez giełdę można wskazać:

Tabela 8. Średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej – wytwórcy [zł/MWh]

	Odbiorcy końcowi	Przedsiębiorstwa obrotu	Giełda energii	Rynek bilansujący	Eksport	Pozostała sprzedaż	Średnia ogółem
2008	179,36	147,89	244,99	191,00	126,10	158,12	155,71
2009	258,44	193,54	212,18	198,65	172,01	216,92	195,59

Źródło: URE na podstawie danych ARE SA.

Tabela 9. Średnie ceny zakupu energii elektrycznej – przedsiębiorstwa obrotu [zł/MWh]

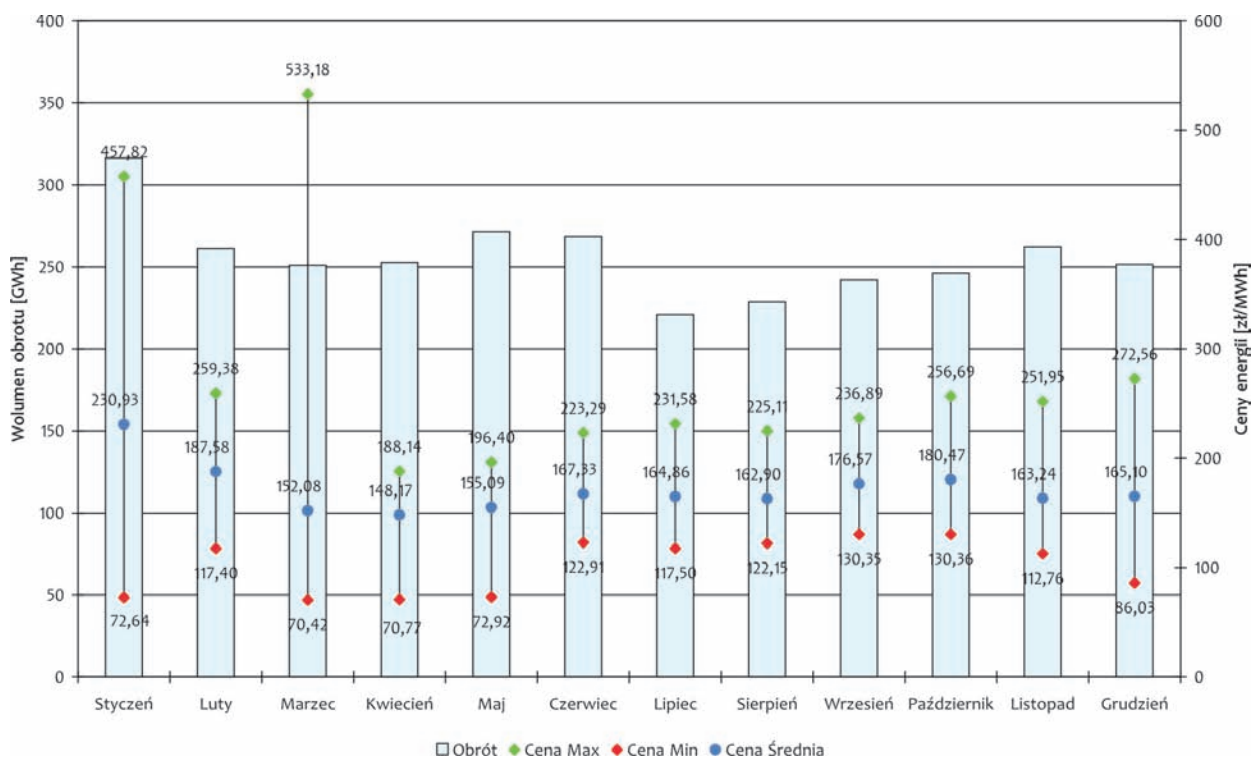
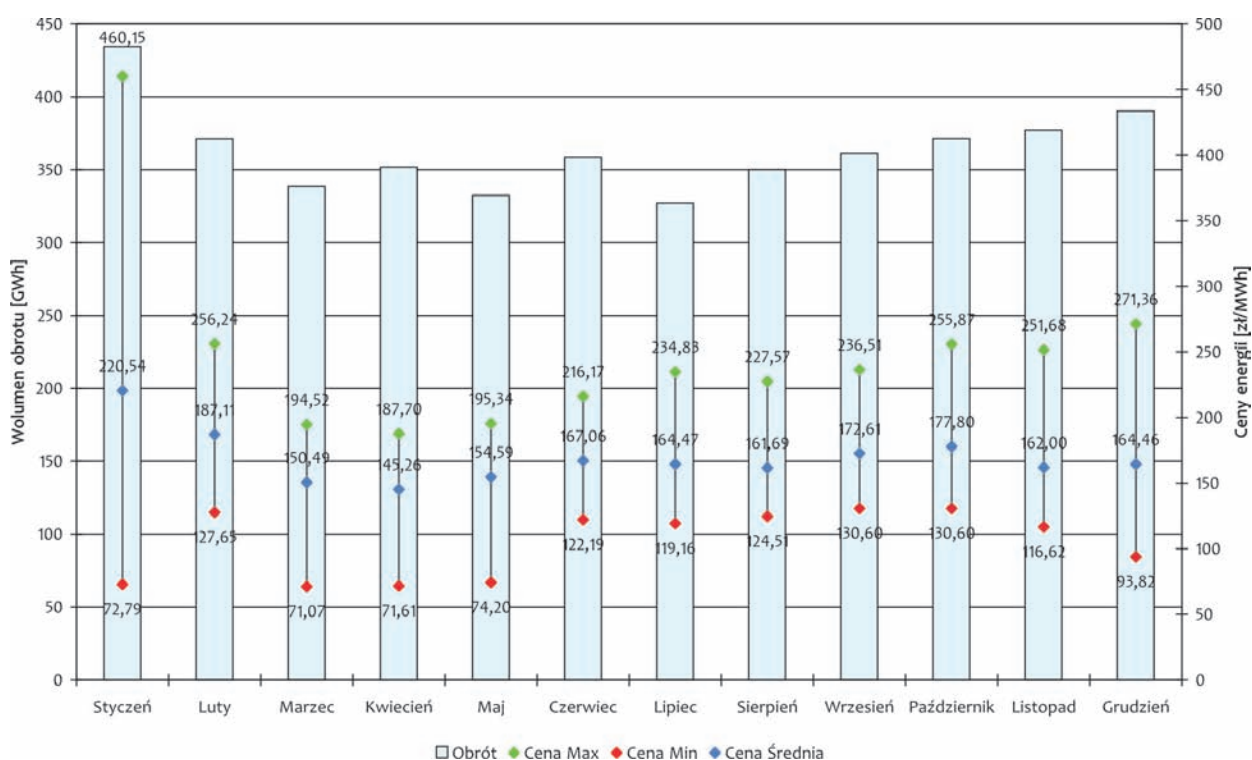
	Przedsiębiorstwa wytwórcze	Przedsiębiorstwa obrotu	Giełda energii	Rynek bilansujący	Import	Pozostały zakup	Średnia ogółem
2008	151,09	153,86	199,92	197,46	175,82	181,04	153,88
2009	190,07	198,54	173,94	179,39	170,60	180,55	194,44

Źródło: URE na podstawie danych ARE SA.

Tabela 10. Średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej – przedsiębiorstwa obrotu [zł/MWh]

	Odbiorcy końcowi	Przedsiębiorstwa obrotu	Gięda energii	Rynek bilansujący	Eksport	Pozostała sprzedaż	Średnia ogółem
2008	183,90	153,29	183,38	118,02	201,72	162,02	165,02
2009	258,81	197,50	168,72	167,75	225,09	204,60	218,09

Źródło: URE na podstawie danych ARE SA.

**Rysunek 3.** Wolumen obrotu i ceny energii elektrycznej na TGE SA (Źródło: URE na podstawie danych TGE SA)**Rysunek 4.** Wolumen obrotu i ceny energii elektrycznej na POEE (Źródło: URE na podstawie danych POEE)

1) zmianę sposobu wyznaczania cen na rynku bilansującym (wprowadzenie cen marginalnych), 2) presję wywieraną na przedsiębiorstwa energetyczne w celu zwiększenia udziału sprzedaży dokonywanej w sposób otwarty i konkurencyjny, w tym prace legislacyjne związane z wprowadzeniem obowiązku giełdowego, 3) zmianę warunków gospodarczych w kraju, w tym większą stabilizację cen energii elektrycznej, 4) przekontraktowanie uczestników rynku (przedsiębiorstw obrotu, sprzedawców).

Na rys. 3 przedstawiono sytuację na TGE SA.

Więszym wolumenem obrotu energią niż giełda charakteryzuje się Platforma Obrotu Energią Elektryczną (POEE) – zorganizowany rynek obrotu energią elektryczną prowadzony przez jednego z uczestników rynku. Wolumen obrotu na POEE ukształtował się w 2009 r. na poziomie 4,36 TWh, co stanowiło 2,93% w stosunku do krajowego zużycia energii elektrycznej. Na rys. 4 przedstawiono średnie ceny energii elektrycznej oraz wolumen obrotu w transakcjach krótkoterminowych (indeks PoDeek).

Struktura sprzedaży energii na rynku hurtowym wskazuje, że jest on zdominowany przez kontrakty dwustronne. Wolumen obrotu na rynku chwilowym (spotowym, w tym na giełdzie) w porównaniu do ogólnego wolumenu obrotu energią elektryczną zwiększył się w 2009 r., przyczyniając się do poprawy płynności rynku hurtowego, mimo to nadal pozostaje relatywnie niewielki.

1.1.2. Rynek detaliczny

Ogólna sytuacja

Rynek detaliczny jest to rynek odbiorcy końcowego dokonującego zakupu paliw i energii na własny użytek. Prezes URE kontynuował w 2009 r. – zgodnie z przyjętym programem – monitorowanie tego rynku.

Uczestnikami rynku detalicznego, obok odbiorców końcowych (zarówno w gospodarstwach domowych, jak i przedsiębiorstwach), są przedsiębiorstwa zarządzające siecią dystrybucyjną (OSD) i sprzedawcy energii elektrycznej (przedsiębiorstwa

obrotu energią). Największy udział w sprzedaży energii elektrycznej mają sprzedawcy „zasiedziali” (ang. *incumbent supplier*), którzy pozostali po wyodrębnieniu operatorów sieci dystrybucyjnej (czternaście podmiotów), jako strona umów kompleksowych, tj. umów łączących w sobie postanowienia umowy kupna-sprzedaży i umowy dystrybucji energii z odbiorcami. Pełnią oni funkcję sprzedawców z urzędu względem odbiorców w gospodarstwach domowych, którzy nie zdecydowali się na wybór nowego sprzedawcy. Na rynku energii elektrycznej działają także inni sprzedawcy (około dwudziestu aktywnych uczestników), nie wywodzący się ze struktur dawnych spółek dystrybucyjnych. Około 200 innych sprzedawców to pionowo zintegrowane przedsiębiorstwa energetyki przemysłowej, realizujące oprócz sprzedaży także usługę dystrybucyjną. Ogólna liczba podmiotów posiadających koncesję na obrót energią elektryczną wynosi ok. 310.

Po stronie popytowej rynku detalicznego energii elektrycznej znajdują się konsumenci – odbiorcy końcowi. Jest ich ok. 16 mln, z czego nieco ponad 85% stanowią gospodarstwa domowe. Jednocześnie wolumen sprzedaży energii dla tej grupy nie jest wysoki i stanowi w sumie ok. 24% całkowitej sprzedaży energii elektrycznej.

Na rynku w dalszym ciągu utrzymuje się sytuacja „przywiązania” konsumentów do dotychczasowych sprzedawców i bardzo niewielka skala ich zmiany (tab. 11), mimo, że prawo wyboru sprzedawcy (ang. *TPA*) przysługuje wszystkim grupom odbiorców od 1 lipca 2007 r.

Korzystanie z prawa wyboru sprzedawcy

Faktyczna swoboda wyboru sprzedawcy, której miernikiem jest liczba aktywnych na rynku odbiorców oraz liczba dokonanych w danym okresie zmian sprzedawcy, jest wynikiem nakładania się na siebie wielu okoliczności, począwszy od stopnia świadomości kupujących, poprzez ich motywację do zmiany sprzedawcy, aż po łatwość dokonania zmiany, czy dostępność konkurencyjnych ofert na rynku. W Polsce ciągle niewielu

Tabela 11. Sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców końcowych

Grupy odbiorców wg skali zakupu [MWh]	Liczba odbiorców ogółem w 2009 r.	Wolumen sprzedaży ogółem w 2009 r.* [MWh]	Liczba odbiorców TPA wg grup taryfowych		Wolumen sprzedaży w TPA wg grup taryfowych [MWh]	
			A, B, C	G	A, B, C	G
> 2 000	4 374	51 742 976	232	0	11 584 935	0
50 – 2 000	96 352	21 967 765	563	0	252 525	0
< 50	16 292 339	42 776 390	742	1 062	8 400	3 378
Razem	16 393 065	116 487 132	1 537	1 062	11 845 859	3 378

* Szacunkowy wolumen energii elektrycznej (brak części pomiarów na koniec 2009 r.).

Źródło: URE na podstawie danych przedstawionych przez OSD.

Tabela 12. Prawo wyboru sprzedawcy – lata 2008-2009

Lp.	Operator systemu dystrybucyjnego	Liczba odbiorców korzystających z TPA*		Wolumen sprzedanej energii w ramach TPA [MWh]		Udział energii elektrycznej w ramach TPA w stosunku do całkowitej sprzedaży [%]	
		2008	2009	2008	2009	2008	2009
1	PGE Dystrybucja Białystok Sp. z o.o.	570	604	1 360	44 717	0,04	1,44
2	PGE Dystrybucja LUBZEL Sp. z o.o.	8	35	5 778	51 075	0,22	1,98
3	ENION SA	64	424	2 030 987	2 723 188	10,98	15,92
4	Vattenfall Distribution Poland SA	74	196	3 334 230	3 483 848	29,88	34,42
5	PGE Dystrybucja Rzeszów Sp. z o.o.	9	32	32 443	201 458	0,77	5,21
6	EnergiaPro SA	81	527	883 883	1 711 749	6,32	12,39
7	PGE Dystrybucja Łódź Sp. z o.o.	3	34	13 413	37 235	0,45	1,27
8	ENERGA Operator SA	36	227	1 305 643	1 833 747	6,51	9,72
9	PGE Dystrybucja Zamość Sp. z o.o.	8	32	156 695	173 139	8,07	9,08
10	PGE ZEORK Dystrybucja Sp. z o.o.	6	42	400 718	423 153	8,05	8,71
11	ENEA Operator Sp. z o.o.	59	239	64 267	509 733	0,39	3,14
12	PGE Dystrybucja Łódź-Teren SA	7	36	348 773	353 865	7,85	7,90
13	RWE Stoen Operator Sp. z o.o.	29	94	185 205	14 819	2,77	0,22
14	PGE Dystrybucja Warszawa-Teren Sp. z o.o.	36	73	217 580	286 852	3,92	5,23
15	PKP Energetyka SA	0	4	0	657	0,00	0,02
16	Polenergia Dystrybucja Sp. z o.o.	0	0	0	0	0,00	0,00
17	Orlen SA	0	0	0	0	0,00	0,00
18	Przedsiębiorstwo Energetyczne ESV Sp. z o.o.	0	0	0	0	0,00	0,00
19	Synthos Dwory Sp. z o.o.	0	0	0	0	0,00	0,00
20	Energoserwis Kleszczów Sp. z o.o.	0	0	0	0	0,00	0,00
	Razem	990	2 599	8 980 977	11 849 237	7,69	10,17

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

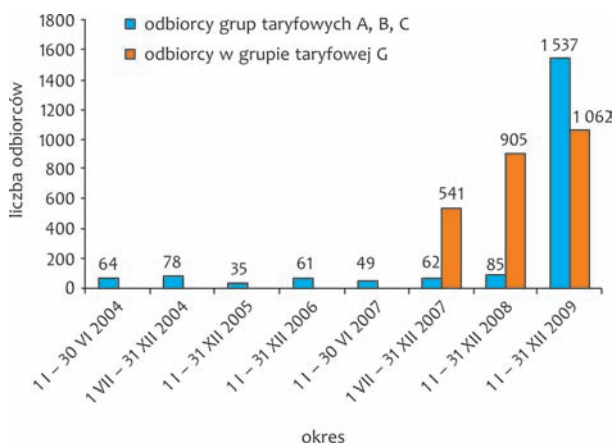
Źródło: URE na podstawie danych przedstawionych przez OSD.

odbiorców (zaledwie 0,02%) skorzystało do tej pory z takiej możliwości. Mimo tej małej aktywności odbiorców, należy badać jej przejawy i to w różnych przekrojach, aby dostrzegać pozytywne i negatywne zjawiska oraz definiować bariery. Ważne jest także to, jak korzystanie z prawa wyboru sprzedawcy zmienia się w czasie, geograficznie i czy wszyscy odbiorcy, z różnych grup taryfowych zachowują się podobnie, czy też nie. I tak, sytuacja w zakresie korzystania z TPA u poszczególnych operatorów systemów dystrybucyjnych została przedstawiona w tab. 12.

Kolejna tab. 13 (str. 15) zawiera dane, jak kształtowała się sytuacja wyboru sprzedawcy na terenie poszczególnych operatorów systemów dystrybucyjnych z wyszczególnieniem odbiorców w gospodarstwach domowych.

Analiza, z uwzględnieniem podziału na grupy taryfowe, pozwala stwierdzić, że w 2009 r. nastąpił 163% wzrost liczby odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę, z tego liczba takich sytuacji w grupach taryfowych A, B, C zwiększyła się o 1708%, a w grupie taryfowej G o 17% (rys. 5). Oceniając wskaźniki wzrostu pamiętać należy jednak, że ciągle niewielu odbiorców (zaledwie 0,02%) skorzystało do tej pory z tego prawa.

Korzystanie z prawa TPA było w kraju nierównomierne, co pokazują dane od poszczególnych operatorów (rys. 6). Największy udział odbiorców w grupach taryfowych A, B, C, którzy zmienili sprzedawcę, występuje w województwach: śląskim, małopolskim, dolnośląskim i opolskim. Natomiast wśród gospodarstw domowych największa liczba odbiorców,



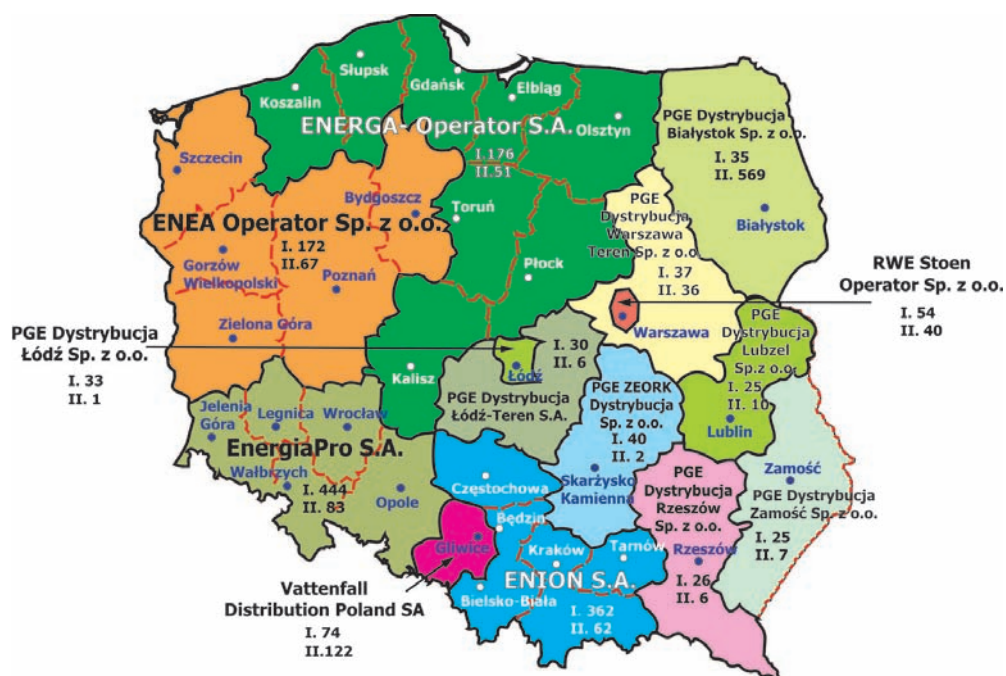
Rysunek 5. Korzystanie z prawa wyboru sprzedawcy, lata 2004-2009 (Źródło: URE)

Tabela 13. Prawo wyboru sprzedawcy – sytuacja w różnych grupach taryfowych (2009 r.)

Lp.	Operator systemu dystrybucyjnego	Liczba odbiorców TPA*		Energia dostarczona odbiorcom TPA [MWh]	
		A, B, C	G	A, B, C	G
1	PGE Dystrybucja Białystok Sp. z o.o.	35	569	43 558	1 159
2	PGE Dystrybucja LUBZEL Sp. z o.o.	25	10	51 051	24
3	ENION SA	362	62	2 722 984	204
4	Vattenfall Distribution Poland SA	74	122	3 482 900	948
5	PGE Dystrybucja Rzeszów Sp. z o.o.	26	6	201 435	24
6	EnergiaPro SA	444	83	1 711 409	340
7	PGE Dystrybucja Łódź Sp. z o.o.	33	1	37 232	3
8	ENERGA Operator SA	176	51	1 833 591	156
9	PGE Dystrybucja Zamość Sp. z o.o.	25	7	173 126	13
10	PGE ZEORK Dystrybucja Sp. z o.o.	40	2	423 150	3
11	ENEA Operator Sp. z o.o.	172	67	509 553	180
12	PGE Dystrybucja Łódź-Teren SA	30	6	353 851	14
13	RWE Stoen Operator Sp. z o.o.	54	40	14 681	138
14	PGE Dystrybucja Warszawa-Teren Sp. z o.o.	37	36	286 679	173
15	PKP Energetyka SA	4	0	657	0
16	Polenergia Dystrybucja Sp. z o.o.	0	0	0	0
17	Orlen SA	0	0	0	0
18	Przedsiębiorstwo Energetyczne ESV Sp. z o.o.	0	0	0	0
19	Synthos Dwory Sp. z o.o.	0	0	0	0
20	Energoserwis Kleszczów Sp. z o.o.	0	0	0	0
	Razem	1 537	1 062	11 845 859	3 378

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

Źródło: URE na podstawie danych przedstawionych przez OSD.



I – odbiorcy w grupach taryfowych A, B i C
 II – odbiorcy w grupie taryfowej G

Rysunek 6. Korzystanie z prawa wyboru sprzedawcy na terenie działania poszczególnych operatorów systemów dystrybucyjnych (Źródło: URE)

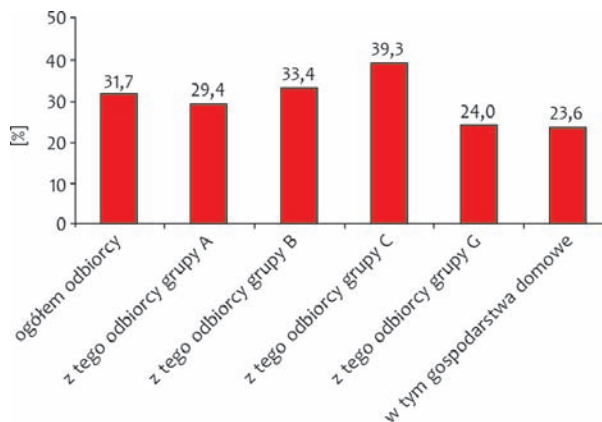
którzy podjęli decyzję o zmianie sprzedawcy, występuje w woj. podlaskim. W 2009 r. największy wolumen energii elektrycznej dostarczonej w ramach TPA zakupili odbiorcy przyłączeni do sieci spółki Vattenfall Distribution Poland SA, w której energia dostarczona do odbiorców korzystających z prawa wyboru sprzedawcy stanowiła ponad 34% całości dostaw. Drugie i trzecie miejsce zajmują kolejno: ENION SA z prawie 16%-owym udziałem energii elektrycznej dostarczonej w ramach TPA i Energia-Pro SA z ok. 12%-owym udziałem energii elektrycznej dostarczonej w ramach TPA. Największą spośród wszystkich dystrybutorów liczbę odbiorców korzystających z TPA – 604 – odnotowano w PGE Dystrybucja Białystok Sp. z o.o.

W 2009 r. ilość energii elektrycznej dostarczonej odbiorcom przyłączonym bezpośrednio do sieci przesyłowej wyniosła 1 071 GWh. Przy tym, wszyscy odbiorcy nabywają energię od wybranych przez siebie sprzedawców. Podsumowując, całkowita ilość energii elektrycznej sprzedanej w 2009 r. odbiorcom końcowym na warunkach rynkowych, oraz dostarczonej sieciami dystrybucyjnymi i przesyłową, wyniosła 12 920 GWh, tj. 11,0% energii dostarczonej ogółem odbiorcom końcowym.

Ceny

Zaprezentowane w tab. 14 i na rys. 7 dane dotyczą cen energii elektrycznej (bez uwzględniania opłat dystrybucyjnych) zastosowanych we wskazanych okresach, a nie cen w zatwierdzonych taryfach, ani nawet na rachunkach dla odbiorców rozliczanych zaliczkowo – na podstawie prognozy zużycia.

Opłaty za energię elektryczną, stosowane wobec odbiorców, którzy nie skorzystali z prawa wyboru sprzedawcy, wzrosły pomiędzy IV kwartałem 2008 r. a IV kwartałem 2009 r. o 31,7%. Największy wzrost nastąpił dla odbiorców grupy taryfowej C – o 39,3%, a najmniejszy dla odbiorców z grupy taryfowej G – o 24,0%. W przypadku odbiorców korzystających z prawa wyboru sprzedawcy cena energii elektrycznej jest ustalana w kontraktach dwustronnych.



Rysunek 7. Zmiana opłat za energię elektryczną – porównanie IV kwartału 2009 i 2008 r. (Źródło: ARE SA)

Uwarunkowania instytucjonalne funkcjonowania rynku detalicznego

Niezależność działania OSD

Rola operatora systemu dystrybucyjnego – naturalnego monopolisty w obszarze wyznaczonym eksploatowaną przez niego siecią – jest szczególnie ważna. To operator jest w dużej mierze organizatorem i zarządcą „infrastruktury” rynkowej i stąd taką rangę ma postulat jego całkowitej niezależności. Przy tym jednak nie tylko formalna, ale przede wszystkim faktyczna niezależność operatorów, leży w interesie odbiorców energii. Dodać należy, że restrykcyjne przestrzeganie zasady niezależności operatora i nadzór regulatora (zarówno sektorowego – Prezesa URE, jak i ogólnego – w zakresie ochrony konkurencji i konsumenta – Prezesa UOKiK) są tym ważniejsze, im silniejsze są kapitałowe relacje OSD z niektórymi sprzedawcami energii.

Jak wynika z uzyskanych informacji, jedenastu OSD wykonuje działalność gospodarczą nie związaną *stricte* z zadaniami operatora. Działalność ta polega m.in. na konserwacji oświetlenia ulicznego, dzierżawie lub wynajmie nieruchomości i środków transportu, usługach technicznych, informatycznych oraz telekomunikacyjnych. Prowadzenie przez operatora działalności niezwiązanej z przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii elektrycznej

Tabela 14. Opłaty za energię elektryczną, stosowane wobec odbiorców posiadających umowy kompleksowe

Wyszczególnienie	Opłata za energię elektryczną		Zmiana [%]
	IV kwartał 2008 [zł/MWh]	IV kwartał 2009 [zł/MWh]	
Ogółem odbiorcy	202,53	266,83	31,7
z tego: odbiorcy grupy taryfowej A	189,64	245,42	29,4
odbiorcy grupy taryfowej B	204,61	273,05	33,4
odbiorcy grupy taryfowej C	215,36	299,91	39,3
odbiorcy grupy taryfowej G	195,37	242,20	24,0
w tym: gospodarstwa domowe	195,72	241,99	23,6

Źródło: ARE SA.

jest, co do zasady, sprzeczne z przepisami art. 9d ustawy – Prawo energetyczne. Jednak, jak wynika z oświadczeń operatorów, prowadzenie powyższej działalności jest niezbędne do wykonywania zadań operatorskich. Wszyscy ci operatorzy prowadzą jednak rozliczenia przychodów i kosztów, w sposób umożliwiający wydzielenie części kosztów nie związanych z działalnością operatorską.

Procedury związane z podejmowaniem przez OSD decyzji w zakresie zarządzania majątkiem sieciowym, w tym w szczególności dotyczących budowy, eksploatacji remontów lub rozbudowy sieci, są w większości przypadków realizowane zgodnie z Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (IRiESD), Planem Rozwoju, Instrukcjami planowania zadań inwestycyjnych i remontowych. Nie odnotowano przypadku wydawania poleceń dotyczących bieżącego funkcjonowania OSD przez kierownictwo przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo. Jednak znaczna liczba OSD posiada spółki zależne, które zajmują się m.in. działalnością w zakresie szkoleniowo-wypoczynkowym, gastronomicznym, poligraficznym oraz działalnością usługowo-eksploatacyjną. Czterech operatorów posiada udziały/akcje w innych przedsiębiorstwach energetycznych, a także czterech OSD posiada akcje i udziały w innych spółkach.

Wszyscy operatorzy dysponują systemami ochrony informacji wrażliwych. Dane osobowe klientów przechowywane są m.in. w sieci lokalnej na serwerach należących do OSD, do których dostęp mają jedynie upoważnieni pracownicy.

Znaczny wpływ na rozwój zasady TPA ma zagrożenie takiego wizerunku OSD, aby odbiorcy nie utożsamiali operatora z przedsiębiorstwem obrotu, wydzielonym z przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo. Wyniki badania wskazują, że rozdzielania siedziby operatora systemu od siedziby spółki obrotu dokonało dziesięć OSD. Z pozostałych czterech – jeden deklaruje wydzielony obszar dla spółki obrotu. Trzej operatorzy nadal pozostają w tej samej siedzibie z przedsiębiorstwem obrotu. Negatywnie należy ocenić także fakt, że w dwóch przypadkach zmieniono nazwę operatora, w ten sposób, iż spowodowało to wzmocnienie konotacji nazwy operatora z nazwą grupy. Nazwy innych operatorów również silnie kojarzą się z nazwą sprzedawcy z urzędu, który działa na jego terenie.

Dziesięciu operatorów utworzyło własne punkty obsługi klienta – ich liczba na terenie działania poszczególnych OSD waha się od 1 do 34. Jednocześnie są operatorzy świadczący kompleksową obsługę klientów detalicznych zarówno w zakresie działalności dystrybucyjnej, jak i działalności obrotowej. Utworzenie centrów kompleksowej obsługi klienta jest niewątpliwie zasadne z punktu widzenia klientów oraz ekonomiki funkcjonowania przedsiębiorstw pionowo zintegrowanych, jednakże centra te nie mogą być ulokowane w strukturach OSD, po-

nieważ negatywnie wpływa to na ich niezależność.

Wyniki badań wykazują, że mimo upływu ponad dwu i pół-letniego okresu, w którym OSD podejmują działania zmierzające do skutecznego oddzielenia działalności sieciowej od działalności w zakresie wytwarzania i obrotu, funkcjonowanie tych operatorów w ramach grup kapitałowych nie sprzyja uzyskaniu przez nich faktycznej niezależności, a w konsekwencji zapewnieniu równoprawnego traktowania użytkowników systemu elektroenergetycznego i realizacji zasady TPA.

Umowy generalne (GUD)

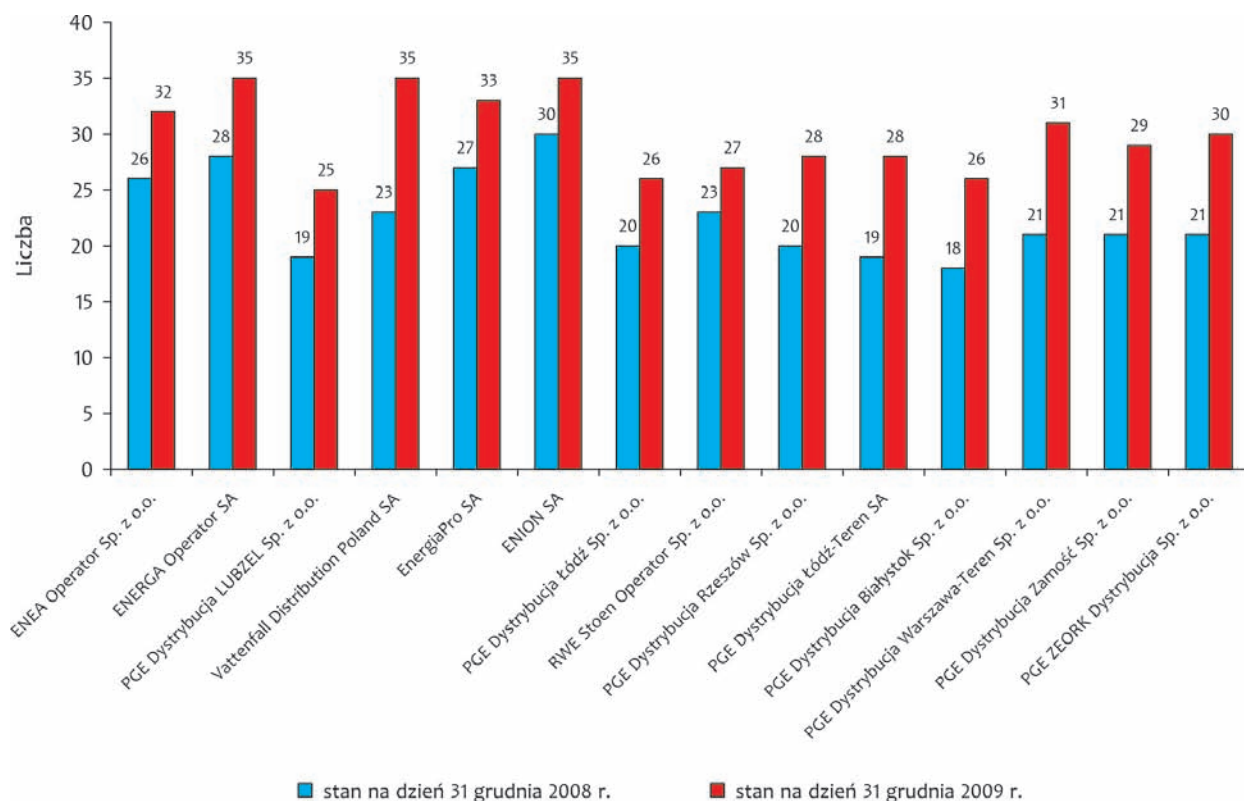
Operator poprzez zawierane umowy dystrybucyjne ze sprzedawcami (zwane umowami generalnymi) dokonuje doprecyzowania zasad korzystania z sieci i otwiera *de facto* poszczególnym sprzedawcom drogę do działania na danym obszarze. Z tego względu generalne umowy dystrybucyjne są konieczne dla zapewnienia faktycznej możliwości korzystania przez odbiorcę z prawa zakupu energii elektrycznej od wybranego sprzedawcy. Należy podkreślić, że pod koniec 2009 r. OSD wraz z przedsiębiorstwami obrotu skupionymi w TOE uzgodnili wspólny wzorzec generalnej umowy dystrybucyjnej, jednocześnie rekomendując go do powszechnego stosowania.

Z monitoringu przeprowadzonego w 2009 r. wynika, że ogólna liczba zawartych generalnych umów dystrybucyjnych, w porównaniu do 2008 r., wzrosła średnio o jedną trzecią. Na koniec grudnia 2009 r. największą liczbę – 35 zawartych generalnych umów dystrybucji posiadało trzech operatorów: ENERGA Operator Sp. z o.o., Vattenfall Distribution Poland SA oraz ENION SA. Wiele umów jest też negocjowanych. Jednocześnie wszyscy operatorzy posiadają zawarte generalne umowy dystrybucyjne z przedsiębiorstwem, które na terenie tego operatora pełni funkcję sprzedawcy z urzędu.

Zestawienie zawartych oraz negocjowanych generalnych umów dystrybucji przez poszczególnych operatorów przedstawia rys. 8 (str. 18).

Połowa, czyli siedmiu operatorów przewidziała w generalnych umowach dystrybucyjnych możliwość zawierania nowych umów kompleksowych na terenie swojego działania przez sprzedawców z urzędu powstałych po wyodrębnieniu z przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo.

Większość operatorów (jedenastu spośród czterech) nie przewiduje kosztów dodatkowego odczytu przy zmianie sprzedawcy. Trzech operatorów zawarło zapisy umożliwiające pobieranie przez OSD tego typu opłat w przypadku dokonywania dodatkowego odczytu w terminach innych niż określone w taryfie operatora. Z analizy obowiązujących przepisów prawa wynika, że w stawce opłaty abonamentowej kalkulowane są wszystkie koszty odczytu wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych niezależnie od przyczyny dokonania odczytu. Warun-



Rysunek 8. Liczba zawartych generalnych umów dystrybucji (Źródło: URE na podstawie danych przedstawionych przez OSD)

kiem jest, aby koszty te były uzasadnione. Należy podkreślić, że przepisy rozporządzenia Ministra Gospodarki z 2 lipca 2007 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną²²⁾ nie dokonują zróżnicowania w zakresie kalkulacji stawki abonamentowej w zależności od tego, czy odczyty te są dokonywane w terminach wynikających z okresu rozliczeniowego, czy też w innych terminach, w tym np. w przypadku zmiany sprzedawcy. Praktyka ww. operatorów stanowić może barierę w procesie zmiany sprzedawcy (dodatkowy koszt, który w ostatecznym rozrachunku poniesiony zostanie przez odbiorcę decydującego się na zmianę sprzedawcy) i jako takie podlega negatywnej ocenie Regulatora. Zagadnienie to zostało rozwiązane we wzorcu generalnej umowy dystrybucyjnej opracowanym wspólnie przez PTPIREE oraz TOE.

Wyniki monitoringu pokazują, że proces podpisywania generalnych umów dystrybucyjnych utrzymuje trend rosnący. Uwzględniając jednak zarówno wyniki monitoringu, jak i szerszą wiedzę Regulatora, wskazać można na wątpliwość, czy ilościowy postęp nie dokonuje się kosztem jakości, tj. czy przy negocjowaniu GUD obie strony mają podobnie silną pozycję, a zawarte umowy w równym stopniu uwzględniają ich interesy.

²²⁾ Dz. U. Nr 128, poz. 895, z późn. zm.

1.2. Regulowanie działalności przedsiębiorstw elektroenergetycznych

1.2.1. Koncesje

Zgodnie z art. 32 ustawy – Prawo energetyczne (w brzmieniu obowiązującym do 31 grudnia 2009 r.) w odniesieniu do energii elektrycznej uzyskania koncesji wymaga wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie:

- wytwarzania energii elektrycznej, z wyłączeniem: wytwarzania energii elektrycznej w źródłach o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nieprzekraczającej 50 MW niezaliczonych do odnawialnych źródeł energii lub do źródeł wytwarzających energię elektryczną w kogeneracji,
- przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej,
- obrotu energią elektryczną, z wyłączeniem: obrotu energią elektryczną za pomocą instalacji o napięciu poniżej 1 kV będącej własnością odbiorcy oraz obrotu energią elektryczną dokonywanego na giełdzie towarowej w rozumieniu przepisów ustawy z 26 października 2000 r. o giełdach towarowych lub rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany w rozumieniu przepisów ustawy z 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi przez towarowe domy maklerskie prowadzące działalność maklerską w za-

kresie obrotu towarami giełdowymi na podstawie ustawy z 26 października 2000 r. o giełdach towarowych²³⁾.

Koncesję, zgodnie z art. 33 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, może otrzymać wnioskodawca mający siedzibę lub miejsce zamieszkania na terytorium państwa członkowskiego Unii Europejskiej, Konfederacji Szwajcarskiej lub państwa członkowskiego Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym. Ustawa formułuje warunki, które musi spełniać wnioskodawca, aby otrzymać koncesję (art. 35 ust. 1) oraz przesłanki uniemożliwiające otrzymanie koncesji (art. 33 ust. 3). Ustawa reguluje także przesłanki cofnięcia (art. 41 ust. 2), wygaśnięcia (art. 42) lub zmiany i ograniczenia wykonywania działalności koncesjonowanej (art. 41 ust. 3 i 4), jak również możliwości nakazania dalszego jej prowadzenia (art. 40).

Prowadzenie postępowań administracyjnych w obszarze koncesjonowania polega zatem nie tylko na analizie dokumentów i badaniu spełniania przez przedsiębiorców prawnych przesłanek udzielenia, zmiany bądź cofnięcia koncesji, lecz także na analizie skutków, jakie mogą wywołać decyzje podejmowane przez przedsiębiorców dla odbiorców energii. Takie podejście ma szczególnie istotne znaczenie w przypadku planów zaprzestania przez koncesjonariusza wykonywania działalności energetycznej.

W przedstawionej sytuacji Prezes URE, w granicach przyznanych przez obowiązujące prawo, monitoruje przebieg procesów związanych z zakończeniem działalności w celu zbadania, czy interes odbiorców nie został zagrożony. Gwarancją powyższego jest m.in. zamieszczanie w warunkach koncesji obowiązku informowania Prezesa URE przez koncesjonariusza o zamiarze zaprzestania działalności koncesjonowanej.

Prezes URE regulując działalność przedsiębiorstw energetycznych zmierza do równoważenia interesów tych przedsiębiorstw i odbiorców paliw i energii, dlatego też jest uprawniony do podejmowania działań w sytuacjach, w których interes odbiorców może być zagrożony. Przykładowo od 2007 r., tj. od momentu gdy Spółka Restrukturyzacji Kopalń SA (SRK SA) poinformowała o zamiarze zakończenia dystrybucji oraz obrotu energią elektryczną na obszarze woj. śląskiego, Prezes URE aktywnie monitoruje sprawę zakończenia działalności przez tę spółkę. Zważając na społeczny wymiar problemu Regulator podejmuje również działania mające ułatwić odbiorcom SRK SA zmianę dystrybutora m.in. poprzez informowanie poszczególnych odbiorców o obowiązujących w tym zakresie przepi-

sach, udzielanie wyjaśnień w kwestiach związanych z wydawaniem warunków przyłączenia, wykonania nowych przyłączeń oraz ewentualną rozbudową sieci dystrybucyjnej nowych dostawców usługi dystrybucji energii elektrycznej. Zmiana podmiotu świadczącego usługę dystrybucji energii elektrycznej dotychczasowym odbiorcom SRK SA w związku z faktem, iż sieci pokopalniane nie spełniają wymaganych standardów, w praktyce odbywa się poprzez rozbudowę sieci nowego dystrybutora i wykonanie nowych przyłączy.

W związku z problemami związanymi z terminową realizacją inwestycji koniecznych do przyłączenia wszystkich dotychczasowych odbiorców SRK SA do sieci dystrybucyjnej nowych dystrybutorów, w wyniku aktywnego zaangażowania się Prezesa URE w sprawę, SRK SA wystąpiła dwukrotnie w 2009 r. (najpierw w lutym, a następnie w październiku w związku z upływem okresu ważności poprzednio udzielonych spółce koncesji) o udzielenie nowych koncesji na dystrybucję energii elektrycznej oraz na obrót energią elektryczną na okres konieczny do zakończenia niezbędnych inwestycji sieciowych. Aktualnie posiadane przez SRK SA koncesje zostały udzielone na okres do 31 grudnia 2010 r.

Wnioski o udzielenie koncesji w zakresie energii elektrycznej są rozpatrywane, zgodnie z regulaminem Urzędu Regulacji Energetyki, zarówno w jego centrali, jak i oddziałach terenowych²⁴⁾.

Według stanu na 31 grudnia 2009 r. 1 228 przedsiębiorców wykonujących koncesjonowaną działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej oraz obrotu energią elektryczną posiadało ogółem 1 485 ważnych koncesji. Natomiast w odniesieniu do wytwarzania energii elektrycznej w źródłach odnawialnych (OZE) ważne koncesje posiadało 881 przedsiębiorców.

Charakterystyka liczbowa koncesjonowania zawarta jest w tab. 15.

Tabela 15. Koncesjonowanie energii elektrycznej

Energia elektryczna	Koncesje udzielone w 2009 r. [szt.]	Koncesje ważne na koniec 2009 r. [szt.]
Wytwarzanie	102	983*
Przesyłanie lub dystrybucja	17	192
Obrót	38**	310***
Razem	157	1 485

* W tym OZE.

** W tym 2 koncesje wydane dla podmiotów mających siedzibę zagranicą.

*** W tym 21 koncesji wydanych dla podmiotów mających siedzibę zagranicą.

Źródło: URE.

²³⁾ Art. 32 ust. 1 pkt 4 zmieniony przez art. 6 pkt 4 ustawy z 4 września 2008 r. o zmianie ustawy o obrocie instrumentami finansowymi oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2009 r. Nr 165, poz. 1316) z 21 października 2009 r.

²⁴⁾ Pełna informacja liczbowa o działalności oddziałów terenowych URE zawarta jest w Aneksie.

W 2009 r. Prezes URE wydał 102 decyzje o udzieleniu koncesji dla instalacji wytwarzających energię elektryczną (w tym 93 odnośnie OZE) oraz dokonał 176 zmian koncesji (w tym 108 odnośnie OZE). Zmiany udzielonych koncesji podyktowane były przede wszystkim:

- rozszerzeniem lub ograniczeniem zakresu działalności,
- zmianą nazwy lub siedziby koncesjonariusza,
- zmianą warunków wykonywania działalności,
- przedłużeniem okresu obowiązywania koncesji, zgodnie z art. 39 ustawy – Prawo energetyczne.

Ponadto Prezes URE w 2009 r. cofnął 41 koncesje i promesy koncesji (w tym 22 odnośnie wytwarzania w OZE) w związku z trwałym zaprzestaniem wykonywania działalności gospodarczej lub niepodjęciem działalności objętej koncesją (art. 41 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne). W dziewięciu przypadkach stwierdzono wygaśnięcie koncesji w związku z wykreśleniem koncesjonariuszy z odpowiedniego rejestru lub ewidencji.

Tabela 16. Instalacje OZE na podstawie ważnych na 31 grudnia 2009 r. koncesji

Rodzaj źródła	Sumaryczna moc zainstalowana [MW]	Liczba instalacji
Elektrownie na biogaz	70,888	125
Elektrownie na biomasę	252,490	15
Elektrownie wytwarzające energię elektryczną z promieniowania słonecznego	0,001	1
Elektrownie wiatrowe	724,657	301
Elektrownie wodne	945,210	724
Współspalanie*	–	38
łącznie	1 993,246	1 204

* W przypadku instalacji wykorzystujących technologię współspalania w elektrowniach konwencjonalnych dokonywana jest zmiana warunków koncesji. Ze względu na różne przedziały procentowego udziału biomasy (w całkowitym strumieniu paliwa), w odniesieniu do tych instalacji, nie podano całkowitej mocy zainstalowanej.

Źródło: URE.

Do końca 2009 r. Prezes URE rozpatrzył również 85 wniosków o udzielenie promesy koncesji i dokonał 16 zmian w udzielonych promesach koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w OZE, a także rozpa-

Tabela 17. Projektowane instalacje OZE na podstawie ważnych na 31 grudnia 2009 r. promesy koncesji

Rodzaj źródła	Sumaryczna moc zainstalowana [MW]	Liczba instalacji
Elektrownie na biogaz	25,347	22
Elektrownie na biomasę	17,500	2
Elektrownie wiatrowe	2 502,091	102
Elektrownie wodne	5,000	9
łącznie	2 549,938	135

Źródło: URE.

trzył dwa wnioski o udzielenie promesy na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie dystrybucji energii elektrycznej oraz wniosek o udzielenie promesy na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie przesyłania energii elektrycznej.

1.2.2. Taryfy i warunki ich kształtowania (w tym monitorowanie wypełniania przez przedsiębiorstwo energetyczne obowiązków dot. ewidencji księgowej)

2009 r. był kolejnym rokiem, w którym utrzymany został obowiązek przedkładania taryf do zatwierdzenia dla przedsiębiorstw obrotu, w odniesieniu do odbiorców komunalno-bytowych. Regulacji taryfowej podlegała natomiast działalność przedsiębiorstw zajmujących się przesyłaniem oraz dystrybucją energii elektrycznej, co oznacza, iż taryfy stanowiące zbiór stawek opłat oraz warunków ich stosowania obowiązywały odbiorców wszystkich grup taryfowych, czyli również odbiorców przemysłowych oraz średniego i małego biznesu (grupy A, B i C).

Nie uległa zmianie metoda regulacji stosowana dotychczas w procesie taryfowania operatorów systemów dystrybucyjnych oraz operatora systemu przesyłowego. W przypadku operatorów systemów dystrybucyjnych wykorzystano, wzorem lat ubiegłych, model regulacji bodźcowej z elementami analizy porównawczej. W odniesieniu do operatora systemu przesyłowego zastosowano metodę kosztową.

Zatwierdzenie taryfy dla operatora systemu przesyłowego (OSP) – Polskich Sieci Elektroenergetycznych Operator SA (PSE Operator SA)

15 stycznia 2009 r. Prezes URE zatwierdził i opublikował decyzję w sprawie zatwierdzenia taryfy dla energii elektrycznej PSE Operator SA na okres do 31 grudnia 2009 r.

W lipcu 2009 r., Prezes URE wezwał PSE Operator SA do przedłożenia wniosku o zatwierdzenie taryfy na 2010 r., w zakresie prowadzonej przez przedsiębiorstwo działalności. Wniosek został przedłożony przez PSE Operator SA w połowie sierpnia 2009 r.²⁵⁾ Kalkulacja taryfy OSP została przeprowadzona w oparciu o przepisy ustawy – Prawo energetyczne i aktów wykonawczych, w szczególności rozporządzenia taryfowego²⁶⁾.

W związku z opublikowaniem przez Prezesa URE w Komunikacie Nr 20/2009 z 29 października 2009 r. nowego poziomu stawek opłaty przejściowej, decyzją z 17 grudnia 2009 r. Prezes URE zatwierdził taryfę PSE Operator SA w części dotyczącej stawek opłaty przejściowej na okres od 1 stycznia 2010 r. do 31 grudnia 2010 r., zaś decyzją z 23 grudnia 2009 r. Prezes URE zatwierdził taryfę dla energii elektrycznej dla PSE Operator SA (w całości) na okres do 31 grudnia 2010 r.

Zatwierdzenie taryf dla czternastu OSD, którzy 1 lipca 2007 r. dokonali rozdziału działalności

15 i 16 stycznia 2009 r. Prezes URE zatwierdził taryfy dla energii elektrycznej dla dwunastu OSD na okres do 31 grudnia 2009 r. W związku z faktem, iż 1 marca 2009 r. wchodziła w życie, uchwalona przez Sejm RP 6 grudnia 2008 r., ustawa o podatku akcyzowym, taryfy dla OSD zawierały dwa zestawy stawek opłat: obowiązujące do 28 lutego 2009 r. uwzględniające koszt podatku akcyzowego w cenie energii elektrycznej zakupywanej przez te przedsiębiorstwa na potrzeby różnicy bilansowej oraz obowiązujące od 1 marca – nie uwzględniające tego kosztu.

Stawki opłat dystrybucyjnych dla odbiorców końcowych dwunastu OSD wzrosły średnio o 1,1% z akcyzą (w okresie do 28 lutego 2009 r.). Od 1 marca 2009 r. stawki te, w stosunku do taryf stosowanych w 2008 r., spadły średnio o 0,7%. Taryfy dla pozostałych dwóch OSD zostały zatwierdzone przez Prezesa URE kolejno decyzjami: z 29 stycznia oraz 15 maja 2009 r.

Prowadzone w 2009 r. przygotowania do kolejnego procesu taryfowania czternastu OSD zostały oparte na założeniu kontynuacji stosowania metodologii taryfowania, opartej na idei regulacji pułapowej, wykorzystywanej przez Prezesa URE w dotychczasowej praktyce regulacyjnej. Podobnie jak w roku ubiegłym,

przy ustalaniu w taryfach przedsiębiorstw dystrybucyjnych na 2010 r. uzasadnionego poziomu kosztów operacyjnych, wielkości strat sieciowych oraz nakładów inwestycyjnych zastosowano, odpowiednio zaktualizowane, wielkości modelowe wyznaczone w procedurze zatwierdzania taryfy na 2008 r.²⁷⁾

Nowością w procesie taryfowania operatorów systemów elektroenergetycznych było podjęcie prac w celu opracowania spójnych dla całego sektora dystrybucji zasad wynagradzania kapitału zaangażowanego w działalność sieciową. W tym celu został powołany zespół składający się z przedstawicieli PTPiREE oraz pracowników Urzędu Regulacji Energetyki. Prace wspólnego zespołu PTPiREE i URE w zakresie wypracowania „Metody ustalania wartości regulacyjnej aktywów i zwrotu z zaangażowanego kapitału” dla czternastu OSD zostały zakończone w 2009 r. i zaakceptowane przez Prezesa URE. W 2009 r. OSD dokonały wyceny wartości regulacyjnej aktywów zgodnie ze wskazaną powyżej metodą. Przyjęto, iż uwzględnienie w taryfach nowej metody nastąpi począwszy od taryfy na 2010 r.

Ponadto, w celu dopracowania pewnych zagadnień regulacyjnych, powołane zostały w 2009 r. dodatkowe zespoły wspólne PTPiREE i URE, których celem było:

- 1) opracowanie nowego systemu uwzględniania kosztów różnicy bilansowej, w tym sposobu określania uzasadnionej ceny jednostkowej zakupu energii elektrycznej na jej pokrycie,
- 2) opracowanie spójnej metody rejestracji i badania kosztów do wprowadzenia od początku 2010 r. i przygotowanie propozycji zasad regulacji uwzględniających jakość usług dystrybucyjnych dla udoskonalenia systemu wyznaczania kosztów OSD.

Prace ww. zespołów nie zostały zakończone. Mają one na celu wypracowanie metod na następny okres regulacji.

Wnioski OSD o zatwierdzenie taryf na 2010 r. wpłynęły do URE w listopadzie 2009 r. W związku z opublikowaniem przez Prezesa URE w Komunikacie Nr 20/2009 z 29 października 2009 r. nowego poziomu stawek opłaty przejściowej, w połowie grudnia Prezes URE wydał dla czternastu OSD decyzje „częściowe” zatwierdzające taryfy wyłącznie w zakresie stawek opłaty przejściowej. Zatwierdzenie taryf w całości dla czternastu OSD we wskazanym powyżej terminie nie było możliwe ze względu na fakt, iż taryfy w pozostałym zakresie wymagały dodatkowych wyjaśnień i dalszych analiz.

W grudniu 2009 r. Prezes URE zatwierdził taryfy dla czterech OSD. Stawki opłat dystrybucyjnych dla odbiorców końcowych tych przedsiębiorstw wzros-

²⁵⁾ Termin, w jakim PSE Operator SA został zobligowany do przedłożenia taryfy był zbieżny z trwającym w tym okresie procesem zbierania i uzgadniania wielkości energii i mocy stanowiących podstawę kalkulacji stawek opłat przesyłowych. Dlatego też, wniosek taryfowy uwzględniał jedynie wielkości kosztowe, które w trakcie kolejnych miesięcy procesu taryfowania, poddawane były wielokrotnie szczegółowej weryfikacji.

²⁶⁾ Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 2 lipca 2007 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz. U. Nr 128, poz. 895, z późn. zm.).

²⁷⁾ Charakterystyka modeli analizy porównawczej wykorzystywanych w procesie taryfowania czternastu OSD została przedstawiona w Sprawozdaniu z działalności Prezesa URE za 2007 r.

stły średnio o 4,5%. Ze względu na fakt, iż wnioski o zatwierdzenie taryf na 2010 r. pozostałych dziesięciu OSD nie spełniały wymogów wskazanych w założeniach do kalkulacji taryf, nie było możliwe zakończenie, w terminie do 31 grudnia 2009 r., prowadzonych postępowań w sprawie zatwierdzenia taryf.

Zatwierdzanie taryf dla przedsiębiorstw obrotu powstałych w wyniku rozdzielenia działalności

2 stycznia 2009 r. Prezes URE zatwierdził i opublikował decyzje w sprawie taryf dla energii elektrycznej dla dwunastu z czternastu przedsiębiorstw obrotu powstałych w wyniku wyodrębnienia OSD (tzw. sprzedawców z urzędu). Taryfy te obowiązywały wyłącznie odbiorców komunalno-bytowych (grupy G) przyłączonych do sieci tych operatorów, na których terenie sprzedawca z urzędu pełni swoją funkcję.

Prowadzone w 2009 r. postępowanie administracyjne o zatwierdzenie taryfy dwóch spółek, zostało zakończone decyzją odmowną (RWE Polska SA – decyzja z 4 marca 2009 r. oraz Vattenfall Sales Poland Sp. z o.o. – decyzja z 27 lutego 2009 r.).

23 listopada 2009 r. Prezes URE wydał dla jednego przedsiębiorstwa obrotu decyzję zatwierdzającą zmianę w zakresie brzmienia zapisów obowiązującej taryfy oraz równoległe odmawiającą zatwierdzenia zmiany taryfy w zakresie podwyższenia cen energii elektrycznej. Oprócz tego Prezes URE w 2009 r. odmówił zatwierdzenia zmiany taryfy dla siedmiu przedsiębiorstw obrotu.

Wnioski przedsiębiorstw obrotu o zatwierdzenie taryf na 2010 r. wpłynęły do URE we wrześniu 2009 r.

Do 31 grudnia 2009 r. Prezes URE wydał decyzję zatwierdzającą taryfę na 2010 r. wyłącznie dla jednego przedsiębiorstwa obrotu – decyzja z 18 grudnia 2009 r. Cena energii dla odbiorców grup taryfowych G tego przedsiębiorstwa wzrosła średnio o 6,8%. Postępowania w sprawie zatwierdzenia taryf na 2010 r. dla pozostałych przedsiębiorstw obrotu we wskazanym powyżej terminie nie zostały zakończone.

Zatwierdzanie taryf dla przedsiębiorstw tzw. energetyki przemysłowej

Postępowania administracyjne w sprawach zatwierdzenia taryf dla energii elektrycznej dla tzw. przedsiębiorstw energetyki przemysłowej, prowadzone były w zakresie dystrybucji – w odniesieniu do odbiorców wszystkich grup taryfowych, w zakresie obrotu – w odniesieniu do odbiorców w gospodarstwach domowych, tj. zakwalifikowanych do grup taryfowych G, w związku ze zwolnieniem przedsiębiorstw energetycznych, przez Prezesa URE, z obowiązku przedstawiania do zatwierdzenia taryf w obrocie, dla odbiorców pozostałych grup taryfowych. Przedsiębiorstwa przedstawiając taryfy do zatwierdzenia zobowiązane były dołączyć ob-

szerny materiał analityczny pozwalający na stwierdzenie zasadności proponowanych podwyżek cen i stawek opłat oraz zgodności przedłożonej taryfy z obowiązującymi przepisami prawa.

Rezultatem procesu zatwierdzania taryf dla tego typu przedsiębiorstw jest z reguły ustalenie stawek opłat, i cen w grupach taryfowych G, na takim poziomie, przy którym obliczone na ich podstawie opłaty nie są wyższe od opłat, jakie odbiorca tego przedsiębiorstwa ponosiłby będąc odbiorcą spółki dystrybucyjnej, od której przedsiębiorstwo dokonuje zakupu usług dystrybucji. Oczywiście stosowanie powyższej zasady było uzależnione od specyfiki przedsiębiorstwa i ponoszonych przez nie kosztów.

Taryfy są zatwierdzane, zgodnie z regulaminem organizacyjnym URE, zarówno w centrali urzędu, jak i oddziałach terenowych URE (Aneks).

Ogółem w centrali urzędu w 2009 r. Prezes URE wydał 158 decyzji administracyjnych, w tym:

- 73 decyzje o zatwierdzeniu taryf dla energii elektrycznej, w tym:
 - 13 decyzji dla przedsiębiorstw obrotu pełniących funkcje sprzedawcy z urzędu;
 - 32 decyzje dla operatorów, którzy dokonali rozdzielenia działalności 1 lipca 2007 r.;
 - 3 decyzje dla PSE Operator SA;
 - 25 decyzji dla przedsiębiorstw energetyki przemysłowej,
- 62 decyzje o zatwierdzeniu zmian w taryfach dla energii elektrycznej, w tym:
 - 1 decyzję dla przedsiębiorstw obrotu pełniących funkcje sprzedawcy z urzędu;
 - 1 decyzję dla operatorów, którzy dokonali rozdzielenia działalności 1 lipca 2007 r.;
 - 60 decyzji dla przedsiębiorstw energetyki przemysłowej,
- 4 decyzje o umorzeniu postępowania, w tym:
 - 1 decyzję dla przedsiębiorstwa obrotu pełniącego funkcje sprzedawcy z urzędu;
 - 3 decyzje dla przedsiębiorstw energetyki przemysłowej,
- 19 decyzji o odmowie zatwierdzenia taryf bądź zmian w taryfach, w tym:
 - 9 decyzji dla przedsiębiorstw obrotu pełniących funkcje sprzedawcy z urzędu;
 - 10 decyzji dla operatorów, którzy dokonali rozdzielenia działalności 1 lipca 2007 r.

Do 31 grudnia 2009 r. 30 prowadzonych postępowań administracyjnych nie zostało zakończonych, w tym trzy o wymierzenie kary.

Monitorowanie wypełniania przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązków dotyczących ewidencji księgowej

Jednym z ustawowych obowiązków Prezesa URE jest monitorowanie funkcjonowania systemu elek-

troenergetycznego w zakresie wypełniania przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązków dotyczących ewidencji księgowej.

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

Analogicznie jak w latach ubiegłych Prezes URE wykorzystał w tym celu bazę sprawozdawczą zawierającą informacje o kosztach, przychodach oraz wynikach finansowych przedsiębiorstw dystrybucyjnych w podziale na działalności. Przedsiębiorstwa energetyczne są zobowiązane bowiem do przekazywania Prezesowi URE wymaganych informacji, w zależności od rodzaju opracowanych arkuszy sprawozdawczych, w okresach miesięcznych, półrocznych oraz rocznych. Zebrane dane podlegały weryfikacji pod kątem ich zgodności z danymi zawartymi w powszechnie obowiązującej sprawozdawczości statystycznej. Ocena przedstawianych przez przedsiębiorstwa energetyczne informacji miała również na celu sprawdzenie poprawności przyjętych założeń we wnioskach o zatwierdzenie taryf dla energii elektrycznej. Odrębną analizę przeprowadzono dodatkowo dla zbadania bieżącej sytuacji finansowej przedsiębiorstw.

Po analizie wyników monitorowania należy stwierdzić, że przedsiębiorstwa wypełniają ten obowiązek ustawowy.

W trakcie prowadzonej w 2009 r. działalności regulacyjnej Prezes URE nie skorzystał z prawa wynikającego z art. 28 ustawy – Prawo energetyczne, tj. prawa wglądu do ksiąg rachunkowych przedsiębiorstw energetycznych. Monitoring prowadzony był wyłącznie w oparciu o informacje i dane finansowe pozyskiwane w formie opracowanych arkuszy, a które w ocenie Prezesa URE były wystarczające. Mając na uwadze, iż treść art. 28 wskazuje na prawo, a nie obowiązek Prezesa URE do wglądu do ksiąg rachunkowych przedsiębiorstw energetycznych, ocena, czy zachodzi konieczność zastosowania wprost art. 28 powinna należeć do Prezesa URE. Biorąc pod uwagę kilkuletnie doświadczenie w zakresie dokonywania monitoringu przedsiębiorstw energetycznych, jak również ostatnie zmiany organizacyjno-prawne w strukturze podmiotowej tych przedsiębiorstw, Prezes URE uznał, iż nie było konieczności wykorzystania tego typu narzędzia prawnego.

1.2.3. Wyznaczanie operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych

W świetle przepisów art. 9h ustawy – Prawo energetyczne operatorzy elektroenergetycznych systemów przesyłowego i dystrybucyjnych wyznaczani są przez Prezesa URE, na wniosek właściciela sieci przesyłowej lub sieci dystrybucyjnej na czas określony, nie dłuższy niż okres obowiązywania koncesji na dystrybucję lub przesyłanie energii elektrycznej, w drodze decyzji administracyjnej. Ustawa – Prawo energetyczne określa także warunki funkcjonowania oraz zadania operatorów systemów. Operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, funkcjonujący w przedsiębiorstwie pionowo zintegrowanym obsługujący więcej niż 100 000 przyłączonych do swojej sieci odbiorców (tzw. „duzi OSD”), mają obowiązek uzyskania niezależności pod względem formy prawnej, organizacyjnej oraz podejmowania decyzji (art. 9d ustawy – Prawo energetyczne). Obowiązek wydzielenia prawnego i organizacyjnego „dużych” OSD wszedł w życie 1 lipca 2007 r. Natomiast zakres zadań operatorów został określony w art. 9c ustawy – Prawo energetyczne.

W 2009 r. nie zmienił się podmiot pełniący funkcję operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, tj. PSE Operator SA. Natomiast w związku ze zmianą firmy i adresu siedziby ww. przedsiębiorcy w 2009 r. dokonano stosownej zmiany w decyzji wyznaczającej Operatora Systemu Przesyłowego.

Operatorzy systemów dystrybucyjnych

W 2009 r. dokonano dwóch zmian w decyzjach wyznaczających dużych OSD w związku ze zmianą firmy OSD. Wydano także decyzję wyznaczającą tzw. „małego” lub „lokalnego” OSD, tj. OSD, który zgodnie z art. 9d ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne, nie podlega obowiązkowi wydzielenia prawnego i organizacyjnego od innych działalności niezwiązanych z wykonywaniem zadań operatorskich.

W przypadku małych OSD, dokonano ponadto dwóch zmian decyzji w sprawie wyznaczenia operatorów polegających na zmianie firmy przedsiębiorcy oraz dwóch zmian w związku z przedłużeniem okresu obowiązywania decyzji – jednej wydanej w 2008 r. i jednej wydanej w 2009 r. W jednym przypadku zmiana firmy przedsiębiorcy w decyzji wyznaczającej OSD polegała na zmianie podmiotu w decyzji wyznaczającej OSD elektroenergetycznego na innego przedsiębiorcę w związku z przejęciem na podstawie art. 494 § 1 Kodeksu spółek handlowych spółki posiadającej status OSD. Jedno postępowanie w sprawie wyznaczenia OSD wszczęte w lutym 2009 r. zostało zawieszono. Jedną decyzję wyznaczającą OSD lokalnego uchylono na podstawie art. 155 Kodeksu postępowania administracyjnego w związku z art. 30 ustawy – Prawo energetyczne.

Łącznie w 2009 r., w odniesieniu zarówno do OSP, dużych OSD, jak i lokalnych OSD, Prezes URE wydał dziewięć decyzji.

1.2.4. Ustalanie metod kontroli i przygotowanie projektów działań dla poprawy efektywności przedsiębiorstw energetycznych

W 2009 r. podstawowym narzędziem służącym poprawie efektywności przedsiębiorstw, podobnie jak w latach ubiegłych, były modele ekonometryczne²⁸⁾, służące do oceny efektywności przedsiębiorstw dystrybucyjnych w zakresie: kosztów operacyjnych, różnic bilansowych oraz nakładów inwestycyjnych.

Charakterystyka modeli analizy porównawczej wykorzystywanych w procesie taryfowania czternastu OSD została przedstawiona w Sprawozdaniu z działalności Prezesa URE w 2007 r.

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

Monitorując wypełnianie przez operatorów sieciowych ich obowiązków, Prezes URE opiera się na obowiązkach wynikających z art. 9c ust. 2 i 3 ustawy – Prawo energetyczne. Kwestie związane z niezależnością operatorów badane są w raportach zgodności. Wyniki tych badań przedstawione zostały w pkt 1.1.2. W celu prawidłowej realizacji ustawowej kompetencji Prezesa URE, w zakresie monitorowania wypełniania przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych ich zadań, konieczne jest stałe obserwowanie zmian na rynku energii elektrycznej i modyfikowanie podejścia Regulatora w reakcji na obserwowane zjawiska i zachowania podmiotów regulowanych. Wypełnianie przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych ich zadań monitorowane jest zarówno na hurtowym, jak i detalicznym rynku energii elektrycznej, bowiem działanie tych rynków zależy w dużej mierze od prawidłowości wykonywania zadań przez operatorów systemu.

²⁸⁾ Wykorzystano modele, które zostały opracowane w 2007 r. dla 3-letniego okresu regulacji i znalazły zastosowanie w procesie zatwierdzania taryf przedsiębiorstw na 2008 r. Do oceny efektywności operacyjnej przedsiębiorstw zastosowanie miał nadal model ekonometryczny, opracowany przez ekspertów z dziedziny ekonometrii: prof. Jacka Osiewalskiego oraz dr Renatę Wróbel-Rotter z Uniwersytetu Ekonomicznego w Krakowie.

Do oceny uzasadnionego poziomu strat sieciowych wykorzystano, po niewielkich modyfikacjach, model regresji liniowej opracowany w 2001 r. w Zakładzie Elektroenergetyki Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie, przez Szymona Bienia. Model ekonometryczny służący wyznaczeniu uzasadnionego poziomu nakładów inwestycyjnych został opracowany bezpośrednio w URE.

Hurtowy rynek energii elektrycznej jest poddawany badaniom, których celem jest m.in. ocena bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej poprzez zapewnienie bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego i odpowiedniej zdolności przesyłowej w sieci przesyłowej. Ocena w ww. zakresie jest częścią składową szerszych działań nakierowanych na monitorowanie bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej i szerzej jest opisana w pkt 1.6.1. oraz 1.6.5.

Szereg zadań realizowanych przez OSP, związanych z rozbudową KSE i zapewnieniem zdolności przesyłowych w obrocie krajowym, jak i transgranicznym unormowanych jest w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP). Nadzorowanie realizacji tych zadań obejmuje monitorowanie przestrzegania procedur i zasad zawartych w IRiESP, jak również odbywa się w ramach uzgadniania projektów planów rozwoju. Projekty planów rozwoju uzgodnione z Prezesem URE są podstawowym dokumentem, w oparciu o który OSP dokonuje rozbudowy sieci przesyłowej oraz połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi. Dla realizacji obowiązków, wynikających z art. 9c ust. 2 pkt 8 ustawy – Prawo energetyczne, PSE Operator SA dokonywał zakupu usług systemowych niezbędnych do zapewnienia prawidłowego funkcjonowania KSE. W tym celu OSP zawarł na 2009 r. z wytwórcami dysponującymi Jednostkami Grafikowymi aktywnymi – JG_{wa} porozumienia w sprawie warunków świadczenia usług systemowych, na podstawie których zapewnił sobie dostęp do usługi uruchamiania jednostek wytwórczych oraz regulacyjnych usług systemowych. Usługi te są szczegółowo opisane w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi. W oparciu o zapisy zawarte w IRiESP odbywa się także udostępnianie przez PSE Operator SA informacji uczestnikom rynku. Ocena dostępności tych informacji dokonywana jest m.in. przy okazji szerszych badań stanu przejrzystości rynku lub ich zgodności z rozporządzeniem 1228/2003 i prowadzone są przez ERGEG. Aktualnie PSE Operator SA udostępnia wszelkie informacje wymagane przepisami prawa krajowego i wspólnotowego.

Na podstawie procedury zawartej w części ogólnej IRiESP, PSE Operator SA podejmuje działania w stanach awaryjnych o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowę tego systemu. W 2009 r. część ogólna IRiESP nie podlegała zatwierdzeniu przez Prezesa URE. Realizacja ograniczeń w dostarczaniu energii elektrycznej, wprowadzana jest zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 11 ust. 6 i 7. PSE Operator SA przygotował stosowne procedury na podstawie odpowiedniego rozporządzenia Ministra Gospodarki. Ze względu na fakt, że w 2009 r. ograniczenia w dostawach energii elektrycznej na podstawie ww.

przepisów nie miały miejsca, nie zaistniała potrzeba przeprowadzenia kontroli przez Prezesa URE w zakresie stosowania tych ograniczeń.

W celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy KSE, PSE Operator SA zawierał z wytwórcami umowy o świadczenie usługi praca interwencyjna, zapewniające OSP dostęp do szybkiej rezerwy interwencyjnej. W celu zapewnienia odpowiednich standardów jakości i niezawodności pracy KSE, OSP zawierał z wytwórcami posiadającymi jednostki wytwórcze nie będące jednostkami wytwórczymi centralnie dysponowanymi przez OSP (tzw. nJWCD) umowy o świadczenie usługi dyspozycyjności tych jednostek, zapewniające wymagane ze względu na prawidłowe funkcjonowanie KSE wielkości wytwarzania energii elektrycznej w określonych obszarach systemu elektroenergetycznego.

Na okoliczność wystąpienia ewentualnych stanów awaryjnych lub zakłóceń PSE Operator SA posiada umowy na dostawy awaryjne energii elektrycznej zawarte z operatorami systemu przesyłowego krajów sąsiadujących (Niemiec, Czech, Słowacja i Szwecji).

W wyniku podejmowanych działań przez większość dni 2009 r. nie stwierdzono stanów zagrożenia pracy sieci przesyłowej skutkujących naruszeniem obowiązujących kryteriów ciągłości i niezawodności dostaw energii lub przekroczeniem poza dopuszczalne limity parametrów jakościowych energii elektrycznej. Zarówno obciążenia elementów sieci przesyłowej, jak i napięcia w rozdzielniach sieci przesyłowej utrzymywane były na poziomie dopuszczalnym. Wyłączenia dla prac wykonywanych na majątku przesyłowym realizowane były zgodnie z planem.

PSE Operator SA w 2009 r. dokonywał zakupu energii elektrycznej na pokrywanie strat powstałych w sieci przesyłowej podczas przesyłania energii elektrycznej tą siecią w ramach umów dwustronnych zawieranych z dostawcami energii oraz w ramach Rynku Bilansującego. Umowy dwustronne zawierane były z dostawcami wyłoniłymi w drodze przetargów nieograniczonych. Zakup energii na pokrywanie strat przesyłowych na Rynku Bilansującym odbywał się według zasad obowiązujących w tym segmencie rynku. Rynek Bilansujący był wykorzystywany w przypadku, gdy umowy bilateralne nie pokrywały całego zapotrzebowania na energię na pokrywanie strat przesyłowych oraz w przypadku konieczności bilansowania nadwyżek energii z umów bilateralnych.

W 2009 r. energia elektryczna na pokrywanie strat powstałych w sieci przesyłowej podczas przesyłania energii elektrycznej tą siecią była zakupywana w następujący sposób oraz w następujących ilościach:

- w ramach umów zawartych z dostawcami wyłoniłymi w drodze przetargów nieograniczonych: 1 495 820,000 MWh; łączny koszt – 268 709,86 tys. zł,

- na rynku bilansującym: 276 682,663 MWh; łączny koszt – 59 232, 47 tys. zł.

Kwestie sporne związane z niezawodnością oraz jakością dostarczania energii elektrycznej rozstrzygane są przez Prezesa URE. Ograniczenia w dostawach energii elektrycznej w 2009 r. znajdowały się na mniej więcej takim samym poziomie, jak w 2008 r. Podobnie jak rok wcześniej, nie wystąpiły ograniczenia spowodowane brakiem mocy, natomiast ograniczenia spowodowane awariami sieciowymi wyniosły 25,3 GWh i były większe o ok. 2 GWh w stosunku do poprzedniego roku. Energia niedostarczona z powodu ograniczeń dostaw stanowiła ok. 0,02% krajowego zużycia energii elektrycznej brutto. Można zatem uznać, że ograniczenia w jej dostawach nie stanowiły zagrożenia dla bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej do odbiorców. 4 lipca 2009 r. w zachodniej części KSE miała miejsce awaria, która wystąpiła na obszarze o znacznie obniżonej pewności zasilania z uwagi na niedostateczny rozwój sieci przesyłowej. Podstawowym zagrożeniem występującym na tym obszarze jest wysokie ryzyko utraty stabilności napięciowej. Zdarzeniem inicjującym awarię było zbliżenie przewodów roboczych ze znajdującymi się zbyt blisko drzewami, co doprowadziło do zwarć jednofazowych i w efekcie definitywnych wyłączeń linii.

W odniesieniu do rynku detalicznego energii elektrycznej Prezes URE, przy użyciu dostępnych narzędzi regulacyjnych, prowadził działania nakierowane na ocenę efektywności wypełniania przez OSD obowiązków nałożonych na nich w art. 9c ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne.

4 lipca 2009 r. na terenie działania EnergiaPro SA miały miejsce awarie związane z wyłączeniami w sieciach najwyższych napięć. Ponadto u kilku OSD zanotowano zwiększoną ilość awarii w okresie letnim, co spowodowane było silnymi wichurami, jakie miały miejsce w tym okresie. W październiku 2009 r. odnotowano znaczne problemy z zachowaniem niezawodności dostaw na obszarze działania czternastu największych OSD. Prezes URE wezwał te przedsiębiorstwa energetyczne do złożenia stosownych wyjaśnień dotyczących przyczyn oraz zakresu zaistniałych zdarzeń, a także środków zaradczych podjętych w celu usunięcia zaistniałych awarii. Jednocześnie na wniosek Ministerstwa Gospodarki została powołana Komisja w trybie decyzji Zarządu PSE Operator SA nr 880/78/2009 z 20 października 2009 r. Zadaniem Komisji było wyjaśnienie przyczyn i przebiegu zdarzeń w sieci elektroenergetycznej, które miały miejsce 14-15 października 2009 r. W pracach Komisji uczestniczyli przedstawiciele czternastu największych OSD, przedstawiciele PSE Operator SA oraz Ministerstwa Gospodarki.

Z opracowanego przez Komisję raportu oraz wyjaśnień przedstawionych na żądanie Prezesa URE wynika, że bezpośrednią przyczyną awarii były

przewracające się drzewa oraz gałęzie na linie elektroenergetyczne spowodowane silnym wiatrem oraz opadami śniegu.

Ograniczenia w dostawach energii do odbiorców końcowych, a także liczba odbiorców objętych ograniczeniami były najwyższe 14 października 2009 r. o godz. 16:00 i wyniosły odpowiednio: 645,6 MW łącznie oraz 714,7 tys. odbiorców pozbawionych zasilania. Jednocześnie z zebranych informacji oraz raportu wynika, że służby ruchowe i dyspozytorskie postępowały zgodnie z obowiązującymi procedurami, we właściwy sposób w miarę dostępnych środków zarówno w trakcie trwania zakłóceń i awarii celem ich opanowania, jak i podczas likwidacji ich skutków. Ponadto zdaniem Komisji, wiek i stopień wyeksploatowania sieci elektroenergetycznych nie miał wpływu na przebieg i skutki awarii, jak również nie stwierdzono zaniedbań eksploatacyjnych, które mogłyby przyczynić się do powstania czy też zwiększenia zakresu zakłóceń i awarii, a także wydłużenia czasu ich likwidacji. Jednocześnie Komisja stwierdziła, że prowadzenie wycinki gałęzi i drzew w pobliżu linii elektroenergetycznych zgodnie z obowiązującymi przepisami nie gwarantuje bezpiecznej pracy tych linii w przypadku wystąpienia ekstremalnych warunków atmosferycznych, jakie miały miejsce 14-15 października 2009 r.

Ostatecznie awarie usunięto 17 października 2009 r., przy czym ograniczono istotnie jej zakres (do 110 MW) na koniec 15 października 2009 r.

Awarie z połowy października 2009 r. spowodowane były przez:

- a) silny wiatr,
- b) padający śnieg, który obciążając drzewa i gałęzie powodował ich opadanie na linie; niektóre z drzew pod naporem ciężaru śniegu łamały się i uszkadzały przewody lub słupy linii energetycznych,
- c) skalę uszkodzeń spotęgował fakt, że na drzewach znajdowały się jeszcze liście, co sprzyjało zwiększaniu się ciężaru gałęzi pod naciskiem śniegu.

W celu usunięcia skutków awarii podjęto następujące działania:

- a) zaangażowano własne brygady naprawcze,
- b) wynajęto firmy zewnętrzne do działań podejmowanych w celu wymiany bądź naprawy uszkodzonych elementów sieci oraz wycinki drzewostanu,
- c) zwiększono obsady Call Center przyjmującego całodobowo zgłoszenia i reklamacje od odbiorców,
- d) publikowano informacje o wyłączeniach na stronach internetowych,
- e) na bieżąco informowano lokalne władze oraz media,
- f) podjęto współpracę z zespołami Straży Pożarnej przy usuwaniu z tras linii energetycznych zwalonych drzew i gałęzi,
- g) zmobilizowano wszystkie dostępne zespoły elektromonterów pogotowia energetycznego, brygad sieciowych, dyspozytorów oraz pozostałych pracowników służb technicznych.

Ogólna liczba odbiorców, do których energia elektryczna nie została dostarczona w okresie maksymalnych ograniczeń w KSE, tj. 14 października 2009 r. o godz. 16:00 wyniosła 714,7 tys. Najwięcej takich odbiorców znalazło się na obszarze działania ENION SA – 178,5 tys., a najmniej na terenie Vattenfall Distribution Poland SA – 0,4 tys.

Ze względu na zróżnicowane systemy zbierania i przetwarzania danych, wstępne wyliczenia wskaźników SAIDI, SAIFI i MAIFI przedstawiło dziewięciu spośród dwudziestu zapytanych OSD. Pełnych danych można spodziewać się wiosną 2010 r.

Efektywność działań z zakresu konserwacji i remontów sieci dystrybucyjnej, jak również z zakresu jej rozbudowy oraz rozbudowy połączeń międzysystemowych badana jest w trakcie procedury uzgadniania projektów planów rozwoju przedsiębiorstw sieciowych. Corocznie badane jest także wykonanie założeń zawartych w planach rozwoju na dany rok. W 2009 r. nakłady inwestycyjne w zakresie dystrybucji energii elektrycznej wyniosły 3 219 641 790 zł dla dwunastu spośród czternastu OSD, dwóch operatorów nie było w stanie podać stosownych danych. Poziom wykonania zaplanowanych na 2009 r. nakładów inwestycyjnych był bardzo zróżnicowany. Dla przykładu podać można, że PGE Dystrybucja LUBZEL Sp. z o.o. przekroczyło planowane nakłady inwestycyjne o 9%, a PGE Dystrybucja Białystok Sp. z o.o. wykonała plan inwestycyjny założony dla 2009 r. jedynie w 67%. W grupie sześciu OSD, nie podlegających obowiązkowi unbundlingu, trzech przedstawiło dane nt. wykonania planów rozwoju za 2009 r., są to:

- 1) Synthos Dwory Sp. z o.o. – z wykonaniem na poziomie 242 000 zł przy planowanych nakładach 244 000 zł,
- 2) PKN Orlen SA – z wykonaniem na poziomie 17 780 000 zł przy planowanych nakładach 32 650 000 zł,
- 3) ESV SA – z wykonaniem na poziomie 4 481 850 zł przy planowanych nakładach 5 409 000 zł.

W odniesieniu do grupy czternastu OSD wydzielonych z dawnych zakładów energetycznych, zakup energii elektrycznej w celu pokrywania strat powstałych w sieci dystrybucyjnej podczas dystrybucji energii elektrycznej tą siecią, odbywał się na zasadach umownych. Podmioty, z którymi podpisano umowy były wyłaniane w drodze zapytań ofertowych. W przypadku wszystkich OSD podmiotami, z którymi zawarto stosowne umowy, są ich sprzedawcy macierzyści. Wartość energii zakupionej przez ww. OSD na potrzeby pokrywania strat wyniosła 1 899 301 357 zł. OSD, nie podlegający obowiązkowi unbundlingu, energię na pokrycie strat nabywali bądź z własnych źródeł wytwórczych, bądź kupowali ją na zasadach umownych od przedsiębiorstw wytwórczych, sprzedawców powstałych po podziale dawnych zakładów energetycznych lub

innych sprzedawców energii elektrycznej. Wszyscy OSD mają opracowane plany, o których mowa w art. 11 ust. 6 i 7 ustawy – Prawo energetyczne. Niemniej w 2009 r. żaden z OSD nie był zmuszony do wprowadzania ograniczeń w dostawach energii do odbiorców końcowych na zasadach określonych w ww. planach.

W oparciu o zasady zawarte w IRiESD-Bilansowanie odbywa się dostarczanie użytkownikom sieci i operatorom innych systemów elektroenergetycznych, z którymi system jest połączony, informacji o warunkach świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej oraz zarządzaniu siecią, niezbędnych do uzyskania dostępu do sieci dystrybucyjnej i korzystania z tej sieci. Na podstawie zapisów IRiESD-Bilansowanie odbywa się także prowadzenie ruchu sieciowego w sieciach dystrybucyjnych, jak również dysponowanie mocą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej (z wyłączeniem jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej, przyłączonych do skoordynowanej sieci 110 kV). Ponadto, w IRiESD unormowane są także zagadnienia związane z umożliwianiem realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez odbiorców przyłączonych do sieci. Kwestie sporne powstałe na tym tle rozpatrywane są przez Prezesa URE.

OSD i OSP są zobowiązani, stosownie do art. 9d ustawy – Prawo energetyczne, do przygotowania programów zgodności, które określają działania, jakie należy podjąć w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu, w tym obowiązki pracowników wynikające z tych programów. Do 31 marca każdego roku OSP i OSD obowiązani są przedstawiać Prezesowi URE sprawozdania z realizacji tych programów za poprzedni rok. W związku z powyższym opracowanie to dotyczy sprawozdań przedstawionych w marcu 2009 r. i obejmuje jedynie działania OSP i OSD podjęte w okresie od kwietnia 2008 r. do marca 2009 r.

Zgodnie z Wytocznymi Dyrekcji Generalnej ds. Energii i Transportu KE, w sprawie dyrektyw 2003/54/WE i 2003/55/WE, celem programu zgodności jest stworzenie formalnych ram zapewniających działanie przedsiębiorstwa sieciowego jako całości, jak również poszczególnych jego pracowników i zarządu, zgodnie z zasadą niedyskryminacji. W Wytocznych zwrócono uwagę, że dla realizacji ww. celu konieczne jest rozważenie trzech kwestii:

1. Zawartość programu, który powinien zawierać reguły postępowania pracowników mających na celu eliminację zachowań dyskryminacyjnych.
2. Sposób wdrożenia programu – aktywne działanie na rzecz wdrożenia programu i promocja szczególnych działań i procedur.
3. Efektywny monitoring i regularna sprawozdawczość z realizacji programu.

Efektywny monitoring i regularna sprawozdawczość z realizacji programu

W 2009 r. wszyscy OSD (czternastu) i jeden funkcjonujący na rynku polskim OSP, którzy zgodnie z ustawą są zobowiązani do przedłożenia sprawozdań z realizacji programów zgodności Prezesowi URE, wypełnili obowiązek ich przekazania za rok 2008, dochowując ustawowego terminu.

Wnioski ze sprawozdań z realizacji programów zgodności

Jednym z głównych celów wdrożenia programu zgodności jest zapewnienie niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu, które zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne powinno nastąpić poprzez doprowadzenie do pełnej niezależności operatorów. Jakkolwiek z formalnego punktu widzenia operatorzy, zobowiązani do przedkładania sprawozdań z realizacji programów zgodności, wypełniają swój obowiązek w sposób prawidłowy, to jednak faktyczna jego realizacja i dążenie do pełnego rozdzielania operatorów budzą wątpliwości.

W kilku przypadkach (PGE Dystrybucja Łódź-Teren SA, PGE Dystrybucja LUBZEL Sp. z o.o., PGE Dystrybucja Białystok Sp. z o.o.) w zbyt dużym stopniu koncentrowano się na opisie założeń programu zgodności, przekazując niewiele informacji na temat jego realizacji.

Wydaje się także, że operatorzy w większym stopniu powinni skoncentrować się na wnioskach wynikających z realizacji programu zgodności, dokonując w miarę potrzeby ich stosownej aktualizacji. Tylko czterech operatorów (ENEA Operator Sp. z o.o., EnergiaPro SA, PGE Dystrybucja Rzeszów Sp. z o.o., PGE Dystrybucja Warszawa-Teren Sp. z o.o.) dokonało po 2007 r. aktualizacji programów zgodności, co sugeruje, iż operatorzy w przeważającej części nie wyciągają wniosków z tego, czy treść programu zgodności wpisuje się w taki rozwój spółki, który ma doprowadzić do jej faktycznej niezależności od innych podmiotów. Wydaje się, że należy tu przede wszystkim wziąć pod uwagę wnioski płynące z monitoringu oraz zastanowić się nad ulepszeniem dla odbiorców systemów zgłaszania reklamacji, skarg i wniosków.

Ponadto operatorzy nie zawarli w swoich sprawozdaniach informacji (za wyjątkiem PSE Operator SA), czy program jest przekazywany do zatwierdzenia rady nadzorczej, co jest informacją bardzo istotną z punktu widzenia właściwego monitoringu i nadzoru realizacji programu.

Wątpliwości powstają także, jeśli chodzi o próbę zbudowania odrębnego wizerunku. Wszystkie przedsiębiorstwa OSD posiadają własne strony internetowe, nazwy, natomiast logo jest w większości przypadków wspólne w ramach grup, z których przedsiębiorstwa te zostały wydzielone. Niewielu

operatorów zgłosiło chęć podejmowania działań w zakresie wprowadzania odrębnych znaków graficznych (PGE Dystrybucja Zamość Sp. z o.o.).

Z drugiej strony należy jednakże odnotować pewną poprawę w odniesieniu do niektórych aspektów sprawozdań, które ogólnie wydają się być bardziej szczegółowe niż sprawozdania za rok 2007, zwłaszcza jeśli chodzi o opis postępowania z wrażliwymi informacjami handlowymi, monitoring oraz kwestię szkolenia i zaznajamiania z programem zgodności pracowników. Pozytywny wydaje się także dalszy rozwój stron internetowych, które zawierają coraz bardziej szczegółowe i łatwiej dostępne informacje na temat funkcjonowania spółki. W tym zakresie wydaje się szczególnie potrzebne umożliwienie odbiorcom zadawania pytań i zgłaszania reklamacji za pośrednictwem stron internetowych (które to systemy funkcjonują już u większości operatorów) oraz rozwój Biur Obsługi Klienta.

Podsumowując, można odnotować niewielki postęp w zakresie realizacji programów zgodności, co odzwierciedla się w treści przekazywanych sprawozdań z ich realizacji. Należy mieć nadzieję, że operatorzy powoli, ale jednak skutecznie będą sobie uświadamiać, jak ważną rolę odgrywać powinni w zapewnieniu równego traktowania użytkowników systemu elektroenergetycznego i realizacji zasady równego dostępu do sieci wszystkich uczestników rynku. Kwestie skutecznego nadzoru nad realizacją zadań wynikających z programów zgodności zostały także rozwiązane w nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne, która wejdzie w życie w 2010 r.

1.3. Zagadnienia związane z transgraniczną wymianą energii elektrycznej

1.3.1. Rynki regionalne energii elektrycznej, udział w nich Polski

W celu wsparcia tworzenia wspólnego wewnętrznego rynku energii elektrycznej Europejska Grupa Regulatorów Energii Elektrycznej i Gazu (EREGG) wiosną 2006 r. powołała do życia tzw. Inicjatywę Regionalne Energii Elektrycznej (ERI), w skład której wchodzi przedstawiciele państw członkowskich Unii Europejskiej, przedstawiciele regulatorów, operatorów systemów przesyłowych oraz przedstawiciele użytkowników systemu. W ramach ERI utworzono siedem rynków regionalnych energii elektrycznej. Polska należy do Rynku Północnego oraz do Rynku Europy Środkowo-Wschodniej. Przedstawiciele Prezesa URE aktywnie uczestniczą w pracach Inicjatyw.

Jednym z głównych zadań realizowanych w ramach poszczególnych rynków jest opracowanie wspólnych skoordynowanych metod i procedur za-

rzadzania ograniczeniami przesyłowymi na granicach państw poszczególnych regionów. Obowiązek opracowania takich zasad wynika z rozporządzenia nr 1228/2003/WE oraz Wytycznych w sprawie zarządzania i alokacji dostępności zdolności przesyłowej połączeń wzajemnych pomiędzy krajowymi systemami, stanowiących załącznik do tego rozporządzenia.

W 2009 r. członkowie Rynku Europy Środkowo-Wschodniej kontynuowali prace nad dokumentem określającym wspólne zasady alokacji zdolności przesyłowych na granicach: Niemiec, Polski, Republiki Czeskiej, Słowacji, Węgier, Austrii i Słowenii.

Projekt jest opracowywany przez operatorów systemów przesyłowych, a jego przygotowanie jest stale nadzorowane przez regulatorów. W celu wsparcia prac utworzono Grupę Wdrożeniową ds. Zarządzania Ograniczeniami w Europie Środkowo-Wschodniej (*Implementation Group – IG*), w spotkaniach której biorą udział przedstawiciele regulatorów, operatorów systemów przesyłowych oraz uczestnicy rynku, oraz Regionalny Komitet Koordynacyjny – (*Regional Coordination Committee – RCC*), w skład którego wchodzi regulatorzy. W trakcie 2009 r. odbyły się cztery spotkania Grupy Wdrożeniowej oraz dwa spotkania Komitetu.

Przydzielenie zdolności przesyłowych użytkownikom systemu będzie odbywało się, zgodnie z projektem dokumentu, w oparciu o model rzeczywistych przepływów energii elektrycznej w sieciach zarządzanych przez operatorów systemów przesyłowych (*Flow Based Allocation – FBA*). Zdolności przesyłowe będą alokowane w drodze przetargów jawnych (*explicit*). Podmiotem odpowiedzialnym za organizowanie i przeprowadzanie przetargów będzie utworzone w lipcu 2008 r. przez operatorów systemów przesyłowych Biuro Aukcyjne (CAO – *Central Allocation Office*) z siedzibą w Freising (Niemcy). Zdolności przesyłowe będą udostępniane niezależnie od przekrojów granicznych, tj. pomiędzy poszczególnymi obszarami cenowymi reprezentowanymi przez poszczególne kraje w regionie np. z Polski do Słowenii (tzw. *source-sink bidding*). Jako kryterium wyznaczania zdolności przesyłowych w regionie będzie stosowany tzw. dobrobyt społeczny (*social welfare*).

12 maja 2009 r. odbyły się organizowane przez CAO warsztaty z udziałem przedstawicieli regulatorów, operatorów systemów przesyłowych, uczestników rynku, oraz przedstawicieli *European Federation of Energy Traders* (EFET). Warsztaty miały na celu poinformowanie uczestników o przebiegu prac na projektem zasad aukcji zdolności przesyłowych na granicach państw regionu oraz zapoznanie ich z tymi zasadami.

W okresie od 1 października 2009 r. do 6 listopada 2009 r. przeprowadzono publiczny proces konsultacji nowych zasad zarządzania ograniczeniami przesyłowymi. Uwagi i wątpliwości, zgłoszone przez

uczestników rynku w czasie konsultacji, zostały przez regulatorów zebrane oraz przekazane do operatorów systemów przesyłowych i do Biura Aukcyjnego. Obecnie trwa proces modyfikacji metody FBA.

28 października 2009 r. w Wiedniu zorganizowane zostały dla użytkowników systemu kolejne warsztaty na temat zasad skoordynowanych aukcji na zdolności przesyłowe w regionie Europy Środkowo-Wschodniej. Podczas spotkania dyskutowano uwagi i wątpliwości zgłaszane przez przedsiębiorstwa obrotu.

Zarówno proces konsultacji, jak i rozmowy prowadzone podczas warsztatów wykazały wątpliwości uczestników rynku w następujących kwestiach:

- wyniki testowych aukcji – zmniejszenie zdolności w porównaniu z obecnie stosowaną metodą NTC, możliwość blokowania handlu na danym przekroju poprzez składanie bardzo wysokich ofert cenowych,
- zabezpieczenia transakcji – brak możliwości uwzględniania *ratingu* jako formy zabezpieczenia, konieczność złożenia zabezpieczenia w określonym banku,
- transferowanie i odsprzedaż zdolności – brak takich możliwości w stosunku do dziennych praw przesyłu (w związku z niewystarczającym czasem na dokonanie zmian oraz z uwagi na fakt, że dzienne prawa nie są opłacane z góry),
- kalkulacja zdolności w aukcjach *intraday* (w przyszłości) – nie jest to przedmiotem projektu dotyczącego skoordynowanych aukcji,
- konieczność harmonizacji zasad dotyczących kodów EIC – odmienne wymagania OSP stanowią przeszkodę w stosowaniu jednego kodu wymaganego przez Biuro Aukcyjne,
- nadzór regulatorów nad zasadami kalkulacji poszczególnych parametrów technicznych przez OSP – w szczególności limitów importowych i eksportowych.

Ponadto napotkano na poważne problemy, związane z zapewnieniem prawidłowego funkcjonowania systemów informatycznych, uniemożliwiające prawidłową wymianę informacji pomiędzy Biurem Aukcyjnym, operatorami systemów przesyłowych i uczestnikami rynku. Dodatkowo zidentyfikowano problemy związane z przeciążeniem niektórych linii przesyłowych w regionie, co może być związane z przyjęciem przez operatorów zbyt dużych marginesów bezpieczeństwa.

W związku z powyższym planowany na marzec 2010 r. termin wejścia w życie nowych zasad zarządzania ograniczeniami przesyłowymi na granicach państw należących do Rynku Europy Środkowo-Wschodniej uległ opóźnieniu.

Operatorzy systemów przesyłowych regionu podjęli decyzję o przeprowadzeniu dodatkowych analiz, w tym analizy efektywności mającej na celu porównanie stosowanej dotychczas metody (NTC) z proponowaną metodą FBA.

W 2009 r. członkowie Rynku Europy Północnej kontynuowali prace nad dwoma dokumentami. Pierwszym z nich jest Drugi Raport z Monitorowania Wdrożenia Raportu w Sprawie Przejrzystości w Państwach Rynku Północnego (pierwszy został sporządzony w 2008 r.). Celem tego raportu jest kontrola wdrażania przez narodowych operatorów systemów przesyłowych zasad ustalonych w Raporcie w Sprawie Przejrzystości w Państwach Rynku Północnego. Raport ten odnosi się głównie do zagadnień dostępności dla uczestników rynku określonych informacji o wytwarzaniu energii elektrycznej. Nie został on w 2009 r. zatwierdzony przez członków Rynku.

Drugim dokumentem, przy którym kontynuowano prace w Rynku Północnym, był dokument pt. Integracja Rynków bilansujących – Raport wstępny dla Grupy Wdrożeniowej. Celem raportu jest inicjacja oraz wspieranie działań nakierowanych na tworzenie transgranicznych rynków bilansujących w ramach Północno Europejskiej Inicjatywy Regionalnej. Raport przeznaczony jest do użytku wewnętrznego i jest materiałem początkowym do dalszych prac dla Grupy Wdrożeniowej. Zawiera on wstępne opisy rynków bilansujących we wszystkich państwach wchodzących w skład inicjatywy. Daje członkom Grupy Wdrożeniowej szereg istotnych podpowiedzi w odniesieniu do specyficznych rozwiązań przyjętych na rynkach bilansujących poszczególnych państw.

1.3.2. Monitorowanie zasad zarządzania i rozdziału przepustowości połączeń międzysystemowych, z którymi istnieją wzajemne połączenia

Zasady zarządzania i rozdziału przepustowości połączeń międzysystemowych uregulowane są w wytycznych do rozporządzenia 1228/2003/WE. W celu zapewnienia przestrzegania zgodności pomiędzy praktyką a regulacjami zawartymi w tym rozporządzeniu, Prezes URE monitoruje funkcjonowanie KSE, a także opracowuje wspólnie z innymi regulatorami skupionymi w ERGEG raport zgodności z rozporządzeniem 1228/2003 (*Compliance Monitoring Report*).

Dotychczasowe zasady rozdziału przepustowości połączeń międzysystemowych pomiędzy Polską, Niemcami, Republiką Czeską i Słowacją nie uległy zmianie. Rozdział zdolności przesyłowych odbywa się w drodze skoordynowanych przetargów jawnych (*explicit*) pomiędzy pięcioma operatorami systemów przesyłowych z tych państw. Przetargi na zdolności przesyłowe były organizowane i przeprowadzane przez utworzone przez pięciu operatorów systemów przesyłowych Biuro Aukcyjne z siedzibą w Pradze. Docelowo wspólne zasady udostępniania mocy przesyłowych powinny objąć także Austrię, Węgry i Słowenię. Obowiązek taki wynika z przepisów rozporządzenia 1228/2003/WE. Obecnie trwają prace nad przygotowaniem wspólnych zasad alo-

kacji zdolności przesyłowych pomiędzy wszystkimi siedmioma państwami regionu. Zagadnienie to zostało omówione w punkcie poprzednim.

Wielkości zdolności przesyłowych udostępniane w drodze przetargów wyznaczane są przez operatorów systemów przesyłowych poszczególnych państw, zgodnie z określonymi zasadami. Operator Systemu Przesyłowego PSE Operator SA stosuje mechanizm wyznaczania zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej, który został zatwierdzony przez Prezesa URE. Oznaczenia i definicje zdolności zostały uzgodnione w ramach ETSO i UCTE. Są one stosowane przez wszystkich operatorów europejskich. Wielkości techniczne zdolności przesyłowych wyznaczane są oddzielnie dla eksportu i importu energii elektrycznej.

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

Szczegółowy katalog informacji, jakie powinny być publikowane przez operatorów systemów przesyłowych, zawierają wytyczne do rozporządzenia 1228/2003/WE. Prezes URE monitoruje realizację tego obowiązku. W ramach prac Inicjatyw Regionalnych przedstawiciele regulatorów państw wchodzących w skład Rynku Europy Środkowo-Wschodniej i Rynku Północnego przygotowują raporty z monitorowania wdrożenia przez operatorów systemów przesyłowych odpowiednio Raportu w Sprawie Przejrzystości w Państwach Rynku Północnego i Raportu w Sprawie Przejrzystości w Państwach Europy Środkowo-Wschodniej.

W ramach realizacji tych obowiązków operator udostępnia informacje dotyczące wymiany międzysystemowej (zasady przeprowadzania przetargów skoordynowanych, prognozy wielkości zdolności przesyłowych, oferowane zdolności przesyłowe) na swojej stronie internetowej (www.PSE-Operator.pl), w szczególności publikuje następujące dane:

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

Zainteresowani mogą uzyskać potrzebne im dane również w Biurze Aukcyjnym we Freisingu (www.central-ao.com). Ponadto na stronie internetowej ETSO Vista (www.etsovista.org) są publikowane informacje o rzeczywistych przepływach energii elektrycznej pomiędzy obszarami zarządzanymi przez poszczególnych OSP.

W zakresie informacji o pracy KSE operator systemu przesyłowego opracowuje i udostępnia Plany Koordynacyjne Roczne (PKR), Plany Koordynacyjne Miesięczne (PKM), Plany Koordynacyjne Dobowe (BTHD, WPKD, PKD), oraz informację o planowanej wymianie międzysystemowej na połączeniach synchronicznych z sąsiadującymi systemami. Następnie po ich realizacji ogłaszane są sprawozdania miesięczne i roczne z funkcjonowania KSE oraz w trybie dobowym informacje dotyczące bilansu mocy w szczycie rannym i wieczornym oraz zapotrzebowania na moc w KSE, a także handlowej wymiany międzysystemowej do Szwecji oraz rzeczywistych przepływów energii na przekrojach synchronicznych oraz stałoprądowym ze Szwecją. OSP publikuje ponadto w IRiESP zasady uczestnictwa w rynku bilansującym, standardy umów oraz informacje o funkcjonowaniu rynku bilansującego, takie jak: ceny rozliczeniowe za niezbilansowanie, wolumeny energii (w cyklach dobowo-godzinowych) oraz koszty funkcjonowania rynku bilansującego. Wymiana informacji handlowych pomiędzy OSP a uczestnikami rynku bilansującego odbywa się przy pomocy systemu Wymiany Informacji o Rynku Energii (WIRE). Wymiana informacji technicznych z wytwórcami w celu umożliwienia prowadzenia pracy krajowego systemu elektroenergetycznego odbywa się przy pomocy Systemu Operatywnej Współpracy z Elektrowniami (SOWE).

W ramach ERGEG przygotowywane są raporty dotyczące zgodności stosowania przepisów rozporządzenia 1228/2003/WE, na podstawie danych przekazanych przez regulatorów poszczególnych państw. Przygotowany w 2008 r. raport (*Compliance Monitoring Report, 2008*) wykazał niewielkie i nieliczne odstępstwa od obowiązków zawartych w wytycznych ds. zarządzania ograniczeniami, dotyczące głównie realizacji obowiązku przekazywania informacji dotyczących funkcjonowania krajowego systemu elektroenergetycznego. Zmiana IRiESP w zakresie bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi, która została zatwierdzona decyzją Prezesa URE z 19 listopada 2008 r. i weszła w życie 1 stycznia 2009 r. wyeliminowała te odstępstwa. Obecnie PSE Operator SA publikuje także informacje o zasobach wytwórczych krajowego systemu elektroenergetycznego:

- informacje o planowanych remontach lub odstawieniach poszczególnych jednostek wytwórczych,
- przewidywane ograniczenia sieciowe, jako dane o minimalnej wymaganej mocy (liczbie jednostek) i maksymalnej dopuszczalnej mocy (liczbie jednostek) w poszczególnych węzłach wytwórczych sieci zamkniętej,

- wykonane ubytki mocy poszczególnych jednostek wytwórczych,
- oferty bilansujące w zakresie oferowanych cen oraz ilości energii, przyjęte na rynku bilansującym dla jednostek wytwórczych.

Kolejna zmiana IRiESP, która weszła w życie 1 grudnia 2009 r. (zatwierdzona decyzją z 30 listopada 2009 r.) wprowadziła możliwość rozliczania na rynku bilansującym transakcji *intraday*. W ten sposób wyeliminowano potencjalne przeszkody ze strony Polski wprowadzenia skoordynowanych w ramach regionu mechanizmów śróddziennego zarządzania ograniczeniami przesyłowymi.

Z powodu przygotowywania wspólnych zasad alokacji zdolności przesyłowych pomiędzy wszystkimi państwami poszczególnych regionów oraz w związku z dużą ilością bieżących prac, ERGEG zrezygnował w 2009 r. z opracowania raportu *Compliance Monitoring Report*. Raport zostanie przygotowany w 2010 r. i będzie dotyczył wybranych obszarów, w których zostały stwierdzone największe niezgodności z rozporządzeniem 1228/2003.

1.4. Realizacja obowiązków wynikających z ustawy o rozwiązaniu KDT

Prezes URE uczestniczy w realizacji zadań wynikających z ustawy o rozwiązaniu KDT. Ustawa ta została zatwierdzona Decyzją Komisji Europejskiej jako program pomocy publicznej zgodnej ze wspólnym rynkiem.

Powyższy program pomocy publicznej ma na celu rekompensowanie wytwórcom, którzy rozwiązali umowy długoterminowe, tzw. kosztów osieroconych oraz kosztów zużycia gazu ziemnego. Koszty osierocone to koszty powstałe w związku z przedterminowym rozwiązaniem KDT wynikające z braku możliwości odzyskania poniesionych nakładów inwestycyjnych w ramach działalności wytwórców na konkurencyjnym rynku energii elektrycznej.

Ustawa o rozwiązaniu KDT nakłada na Prezesa URE szereg obowiązków, związanych z rozliczaniem pomocy publicznej, których realizację omówiono poniżej.

Ustalenie dla poszczególnych wytwórców wysokości korekty rocznej kosztów osieroconych dla roku poprzedniego

W 2009 r. Prezes URE po raz pierwszy ustalił dla wytwórców korekty roczne:

- 1) kosztów osieroconych za 2008 r.,
- 2) kosztów zużycia odebranego gazu ziemnego i kosztów nieodebranego gazu ziemnego za 2008 r.

W 2008 r. wytwórcy otrzymali zaliczki na poczet kosztów osieroconych łącznie w wysokości 1 752,7 mln zł. Zaliczki na poczet kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym nie były wypłacane. Ustalając korektę kosztów osieroconych Prezes URE wziął pod uwagę, oprócz wyników ekonomicznych wytwórców oraz wypłaconych im zaliczek, także sytuację na rynku konkurencyjnym energii elektrycznej. W wyniku decyzji o korektach przedsiębiorstwa powinny zwrócić z uzyskanych zaliczek łączną sumę w wysokości ponad 312 mln zł. Według przedsiębiorstw, powinny one dostać dopłatę w łącznej wysokości ok. 256 mln zł, co dodatkowo musieliby pokryć odbiorcy energii elektrycznej. Oczekiwana przez wytwórców energii elektrycznej suma dopłat do otrzymanych zaliczek i ustalona przez Prezesa URE suma kwot do zwrotu została przedstawiona w tab. 18.

Przyczyną rozbieżności, pomiędzy oczekiwaniami wytwórców energii elektrycznej a skorygowanymi zgodnie z decyzjami Prezesa URE kosztami osieroconymi, były różnice metodologiczne w procesie ustalania korekt. Powstanie, po wejściu w życie ustawy, w wyniku konsolidacji grup energetycznych (PGE SA, Tauron SA, ENEA SA), w skład których wchodziły elektrownie będące beneficjentami pomocy publicznej, postawiło przed Prezesem URE zadanie wyeliminowania ryzyka udzielenia pomocy publicznej na poziomie nieuzasadnionym (zbyt wysokim).

Prezes URE, opierając się na informacjach uzyskanych w wyniku monitorowania rynku energii elektrycznej, stwierdził, że wytwórcy wchodzący w skład tych grup sprzedawali w 2008 r. większość energii elektrycznej przedsiębiorstwom hurtowym należącym do swoich grup. Sprzedaż ta odbywała się po cenach ustalonych na poziomie grupy kapitałowej, a nie na konkurencyjnym rynku energii elektrycznej. Ceny

Tabela 18. Oczekiwana, w wyniku korekty za 2008 r., przez wytwórców energii elektrycznej suma dopłat do otrzymanych zaliczek i ustalona przez Prezesa URE suma kwot do zwrotu oraz wypłacone zaliczki w 2008 r. [tys. zł]

Wytwórcy	Korekta kosztów osieroconych według oczekiwań wytwórców	Korekta kosztów osieroconych wg decyzji Prezesa URE	Korekta kosztów GAZU	SALDO KOREKT (3+4)	Wypłacone zaliczki na poczet kosztów osieroconych w 2008 r.
Razem	255 988,889	-434 965,998	122 676,063	-312 289,935	1 752 654,750

Uwaga: znak (-) oznacza zwrot przez wytwórcę kwoty z otrzymanej zaliczki, znak (+) dopłatę dla wytwórcy do otrzymanej zaliczki.

Źródło: URE.

te były znacząco niższe niż ceny oferowane przez te przedsiębiorstwa hurtowe dla przedsiębiorstw energetycznych spoza własnej grupy. Oznaczało to, że marże handlowe w ramach grupy realizowane były zasadniczo w przedsiębiorstwach obrotu, a nie u wytwórców. W efekcie wytwórcy ci uzyskiwali niższe przychody (niż na rynku konkurencyjnym), co mogło skutkować wzrostem wypłat korekt za 2008 r. – co z punktu widzenia zasad udzielania pomocy publicznej jest wzrostem nieuzasadnionym. Wobec takiego zagrożenia Prezes URE, kierując się ustawową definicją kosztów osieroconych przyjął zasadę rozliczenia kosztów na poziomie skonsolidowanym. Oznaczało to, że w celu ustalenia korekty, do jej obliczenia przyjęto cenę energii elektrycznej sprzedawanej na zewnątrz grupy uznając ją za cenę na rynku konkurencyjnym. Pozwoliło to ustalić dla wytwórców należących do grup energetycznych przychody odpowiadające sprzedaży energii elektrycznej po cenach rynkowych, które z reguły kształtowały się na znacznie wyższym poziomie niż przychody uzyskiwane przy zastosowaniu cen transakcyjnych.

Ustalając korektę Prezes URE wziął także pod uwagę nową sytuację polegającą na konsolidacji niektórych wytwórców w grupie PGE SA. Dla wytwórców wchodzących w skład grupy kapitałowej PGE, uprawnionych do otrzymywania pomocy publicznej, Prezes URE uwzględnił, iż część kosztów osieroconych została pokryta dodatnim wynikiem finansowym Elektrowni Bełchatów SA.

Ponadto, ustalając powyższe korekty za 2008 r., Prezes URE nie uwzględnił ponoszonych przez wytwórców dodatkowych (ponad przyznane limity)

Tabela 19. Stawki netto (bez podatku VAT) opłaty przejściowej dla odbiorców końcowych skalkulowane stosownie do art. 12 ust. 1 ustawy o rozwiązaniu KDT

	Odbiorcy końcowi pobierający energię elektryczną w gospodarstwie domowym, zużywający rocznie:			Odbiorcy końcowi niewymienieni w art. 10 ust. 1 pkt 1 ustawy, których instalacje są przyłączone do sieci:			Odbiorcy specjalni, o których mowa w art. 10 ust. 1 pkt 3
	do 500 kWh	od 500 do 1 200 kWh	ponad 1 200 kWh	niskiego napięcia	średniego napięcia	wysokich i najwyższych napięć	
	[zł/m·c]			[zł/kW/mc]			
Stawki netto obowiązujące w 2009 r.	0,3644	1,5385	4,8584	1,3361	3,3199	6,1945	1,7005
Stawki netto skalkulowane na 2010 r.	0,3774	1,5933	5,0314	1,3490	3,3520	6,2543	1,7169
Wzrost stawek netto w 2010 r. w stosunku do 2009 r.	3,56%	3,56%	3,56%	0,97%	0,97%	0,97%	0,97%

Źródło: URE.

kosztów zakupu uprawnień do emisji dwutlenku węgla. Biorąc pod uwagę istniejące zasady handlu uprawnieniami do emisji, Prezes URE uznał, iż właściwe będzie rozliczenie tych kosztów po 2012 r., tj. po zakończeniu okresu rozliczeniowego przyznanych wytwórcom limitów.

31 lipca 2009 r. Prezes URE wydał także decyzje w sprawie korekt kosztów zużycia odebranego i nie-

odebranego gazu ziemnego, powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym za 2008 r. dla pięciu wytwórców energii elektrycznej. W wyniku przeprowadzonej analizy, w oparciu o przepisy ustawy o rozwiązaniu KDT, Prezes URE nie uznał jednemu wytwórcy ww. kosztów.

W sumie Prezes URE wydał 17 decyzji administracyjnych ustalających korekty kosztów osieroconych oraz korekty kwot na pokrycie kosztów zużycia odebranego i kosztów nieodebranego gazu ziemnego, powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym za 2008 r. Dziesięciu wytwórców nie uznając wyniku ustalonych przez Prezesa URE korekt wniosło odwołania do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Wytwórcy generalnie nie zgodzili się z przyjętą przez Prezesa URE metodologią ustalenia przychodu ze sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym oraz braku rocznego rozliczenia kosztów CO₂.

Ustalenie stawek opłaty przejściowej na 2010 r.

Prezes URE, stosownie do art. 12 ust. 1 ustawy o rozwiązaniu KDT, skalkulował stawki opłaty przejściowej na 2010 r.

Tab. 19 zawiera skalkulowane na 2010 r. stawki opłaty przejściowej dla poszczególnych grup odbiorców oraz, w celu porównania, stawki obowiązujące w 2009 r. Nośnikiem stawek opłaty przejściowej dla odbiorców przemysłowych jest moc umowna, a dla odbiorców w gospodarstwach domowych stawka miesięczna zróżnicowana w zależności od wielkości rocznego zużycia.

Pozostałe czynności wymagane przepisami ustawy o rozwiązaniu KDT

- 28 lipca 2009 r. Prezes URE wydał decyzje dla dwunastu wytwórców ustalające zaktualizowane kwoty kosztów osieroconych. W oparciu o te decyzje wytwórcy złożyli wnioski o wypłatę zaliczek na 2010 r. na pokrycie kosztów osieroconych.

2. W kwietniu 2009 r. Prezes URE przekazał, na podstawie art. 29 ust. 1 ustawy o rozwiązaniu KDT, ministrowi właściwemu do spraw gospodarki, sprawozdanie z wykonania zadań wynikających z tej ustawy za 2008 r.
3. 15 lipca 2009 r. Prezes URE, działając na podstawie art. 46 ust. 7 ustawy o rozwiązaniu KDT, opublikował informację w sprawie średnioważonego kosztu węgla, używanego przez jednostki wytwórcze centralnie dysponowane oraz średniej ceny energii elektrycznej wytworzonej przez wytwórców eksploatujących jednostki centralnie dysponowane, w której poinformował, że w 2008 r.:
 - 1) średnioważony koszt węgla używanego przez jednostki wytwórcze centralnie dysponowane opalane węglem, z uwzględnieniem kosztów transportu węgla wyniósł 70,28 zł/MW,
 - 2) średnia cena energii elektrycznej wytworzonej przez wytwórców eksploatujących jednostki centralnie dysponowane opalane węglem wyniosła 159,05 zł/MWh.
4. Prezes URE w 2009 r. okresowo gromadził informacje od płatników opłaty przejściowej o ilości odbiorców końcowych i wielkości mocy umownych oraz wysokości środków zgromadzonych z tytułu opłaty przejściowej. W 2009 r. wpłaty z tytułu opłaty przejściowej dokonane przez operatorów systemów dystrybucyjnych kształtowały się na stabilnym poziomie ok. 163 mln zł miesięcznie.
5. Zostało przygotowane narzędzie analityczne pozwalające na ocenę zachowań wytwórców – beneficjentów ustawy o rozwiązaniu KDT, pod kątem ograniczania przypadków nadużywania pomocy publicznej, zgodnie z delegacją i kryteriami zawartymi w art. 37 tej ustawy.

1.5. Wspieranie odnawialnych źródeł energii (OZE) i kogeneracji (CHP)

Rozwój wytwarzania energii elektrycznej w odnawialnych źródłach wynika z potrzeby ochrony środowiska oraz wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego, podobnie rozwój wysokosprawnej kogeneracji przyczynia się do ochrony środowiska, ale przede wszystkim poprawia efektywność produkcji. Celem podejmowanych działań w tym zakresie jest zatem zwiększenie wytwarzania energii w źródłach odnawialnych i kogeneracyjnych, wspieranie rozwoju technologicznego i innowacji, tworzenie możliwości zatrudnienia i możliwości rozwoju regionalnego, zwłaszcza na obszarach wiejskich i słabozurbanizowanych oraz większe bezpieczeństwo dostaw energii zwłaszcza w skali lokalnej. Dodatkowo wobec zobowiązań wynikających m.in. z pakietu klimatycznego 3 x 20, Polska musi w coraz większym stopniu wykorzystywać odnawialne źródła energii (OZE), dzięki którym można zmniejszyć

zależność od importowanych paliw kopalnych oraz zwiększyć wykorzystanie nowych technologii energetycznych. Należy przypomnieć, że dla Polski oznacza to w uproszczeniu 15% udział OZE w zużyciu energii w 2020 r. Dążenie do zwiększenia udziału tych źródeł w bilansie produkcji energii elektrycznej w kraju wymaga więc stosowania odpowiednich systemów wsparcia, będących gwarancją ich systematycznego rozwoju.

Mechanizm wsparcia przedsiębiorców wytwarzających energię elektryczną w OZE jest dwukierunkowy i polega na obowiązkowym zakupie przez sprzedawcę z urzędu wytworzonej energii elektrycznej oraz wydawaniu przez Prezesa URE świadectw pochodzenia (OZE), które są następnie przedmiotem obrotu na TGE SA. Natomiast mechanizm wsparcia przedsiębiorców wytwarzających energię elektryczną w wysokosprawnej kogeneracji (CHP) polega na obowiązkowym odbiorze, przesyłce lub dystrybucji wytworzonej energii elektrycznej przez operatora systemu dystrybucyjnego, z zachowaniem niezawodności i bezpieczeństwa krajowego systemu elektroenergetycznego oraz wydawaniu przez Prezesa URE świadectw pochodzenia z kogeneracji (CHP), które są następnie przedmiotem obrotu na TGE SA.

Jednocześnie przedsiębiorstwa prowadzące działalność gospodarczą polegającą na wytwarzaniu lub obrocie energią elektryczną i sprzedające tę energię odbiorcom końcowym mają obowiązek nabycia i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectw pochodzenia oraz świadectw pochodzenia z kogeneracji lub uiszczenia opłaty zastępczej. Obowiązki te zostały „domknięte” systemem sankcyjnym w postaci kar pieniężnych za ich niewypełnienie.

Warto zwrócić uwagę, że powyższe mechanizmy wsparcia zostały uzupełnione o preferencyjne warunki przyłączania źródeł OZE i CHP, które korzystają z „obniżonej” opłaty za przyłączenie²⁹⁾ oraz zwolnienia z opłat za wpis do rejestru świadectw pochodzenia prowadzonego przez TGE SA, z opłaty skarbowej za wydanie świadectwa pochodzenia, z opła-

²⁹⁾ Zgodnie z art. 7 ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne za przyłączenie do sieci elektroenergetycznej odnawialnych źródeł energii o mocy elektrycznej zainstalowanej nie wyższej niż 5 MW oraz jednostek kogeneracji o mocy elektrycznej zainstalowanej poniżej 1 MW, pobiera się połowę opłaty ustalonej na podstawie rzeczywistych nakładów. Przy tym w myśl art. 3 ustawy zmieniającej z 4 marca 2005 r. do 31 grudnia 2010 r. opłatę za przyłączenie do sieci elektroenergetycznej odnawialnych źródeł energii o mocy elektrycznej wyższej niż 5 MW, pobiera się w wysokości jednej drugiej obliczonej opłaty, natomiast w myśl art. 5 ustawy zmieniającej z 12 stycznia 2007 r., do 31 grudnia 2011 r. opłatę za przyłączenie do sieci elektroenergetycznej jednostek kogeneracji o mocy elektrycznej zainstalowanej nie wyższej niż 5 MW, pobiera się w wysokości połowy obliczonej opłaty.

ty skarbowej za wydanie koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii oraz corocznej opłaty wynikającej z przychodów z działalności koncesjonowanej³⁰⁾.

1.5.1. Wydawanie i umarzanie świadectw pochodzenia oraz świadectw pochodzenia z kogeneracji

W 2009 r. Prezes URE wydał 8 229 świadectw OZE (na łączny wolumen 7 713 962,446 MWh) oraz 522 świadectw CHP (na łączny wolumen 23 456 913,906 MWh) – tab. 20 i 21.

Tabela 20. Świadectwa pochodzenia wydane w 2009 r. (za produkcję w 2008 r.³¹⁾ i 2009 r.) w rozbiciu na poszczególne technologie wytwarzania wraz z wolumenem energii

Rodzaj OZE	Okres wytwarzania 1.01.2008 – 31.12.2008		Okres wytwarzania 1.01.2009 – 31.12.2009	
	ilość energii [MWh]	liczba SP	ilość energii [MWh]	liczba SP
Elektrownie na biogaz	45 207,310	104	241 341,889	724
Elektrownie na biomasę	128 468,237	13	426 817,199	75
Elektrownie wiatrowe	105 421,157	246	836 215,386	1 716
Elektrownie wodne	258 352,821	759	1 985 910,289	4 355
Współspalanie	786 855,661	50	2 899 372,497	187
łącznie	1 324 305,186	1 172	6 389 657,260	7 057

Źródło: URE.

Tabela 21. Świadectwa pochodzenia z kogeneracji wydane w 2009 r. (za produkcję w 2008 r.³²⁾ i 2009 r.) w rozbiciu na poszczególne rodzaje jednostek kogeneracji wraz z wolumenem energii

Rodzaje jednostek kogeneracji	Okres wytwarzania 1.01.2008 – 31.12.2008		Okres wytwarzania 1.01.2009 – 31.12.2009	
	ilość energii [MWh]	liczba SP CHP	ilość energii [MWh]	liczba SP CHP
opalana paliwami gazowymi lub o łącznej mocy elektrycznej zainstalowanej < 1 MW (CHP1)	754 868,481	28	2 438 228,785	113
o łącznej mocy elektrycznej zainstalowanej ≥ 1 MW, nieopalana paliwami gazowymi (CHP2)	6 744 564,097	110	13 519 252,543	271

Źródło: URE.

Jednocześnie w 23 przypadkach Prezes URE wydał postanowienia o odmowie wydania świadectw (20 OZE oraz 3 CHP). Najczęstszymi przyczynami

odmowy było niedotrzymywanie przez wnioskodawców terminów przedłożenia operatorowi systemu elektroenergetycznego wniosków o wydanie świadectw³³⁾, a także występowanie z wnioskiem o świadectwa przed uzyskaniem koncesji lub przed dokonaniem zmiany w koncesji już udzielonej. W przypadku dwunastu postanowień, przedsiębiorcy wnieśli zażalenia do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Sprawy te nie zostały jeszcze rozpatrzone przez właściwy Sąd.

W 2009 r. przedsiębiorstwa energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na wytwarzaniu lub obrocie energią elektryczną i sprzedające

tę energię odbiorcom końcowym, w celu wywiązania się z ustawowego obowiązku, występowały do Prezesa URE z wnioskami o umorzenie świadectw pochodzenia oraz świadectw pochodzenia z kogeneracji. W tym okresie Prezes URE wydał 282 decyzje umarzające świadectwa OZE oraz 301 decyzji umarzających świadectwa CHP. Szczegółowe informacje dotyczące umorzonych świadectw pochodzenia OZE i świadectw pochodzenia CHP przedstawia tab. 22 (str. 35).

Ponadto Prezes URE, w związku ze złożonymi sprawozdaniami rocznymi przez wytwórców wytwarzających energię elektryczną w wysokosprawnej kogeneracji, wydał 16 decyzji tzw. „korekcyj-

³⁰⁾ Przy tym zgodnie z art. 9e ust. 18 oraz art. 34 ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne, zwolnienia określone dotyczą przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej w OZE o łącznej mocy elektrycznej nieprzekraczającej 5 MW.

³¹⁾ Zgodnie z art. 9e ust. 4b ustawy – Prawo energetyczne wniosek należy przedłożyć w terminie 45 dni od dnia zakończenia okresu wytworzenia danej ilości energii elektrycznej objętej tym wnioskiem, co powoduje, że wnioski o wydanie SP OZE mogą być składane do 14 lutego 2009 r.

³²⁾ Zgodnie z art. 9l ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne wniosek należy przedłożyć w terminie do 14. dnia następnego miesiąca po zakończeniu okresu wytworzenia energii elektrycznej objętej tym wnioskiem, co powoduje, że wnioski o wydanie SP CHP mogą być składane do 14 stycznia 2009 r.

³³⁾ 45 dni od dnia zakończenia okresu wytworzenia danej ilości energii elektrycznej objętej wnioskiem OZE i odpowiednio 14 dni w przypadku wniosku CHP.

Tabela 22. Wolumen energii elektrycznej oraz ilość umorzonych SP OZE i SP CHP

W celu realizacji obowiązku za rok	Liczba umorzonych SP OZE	Wolumen energii wynikający z umorzonych SP OZE [MWh]	Liczba umorzonych CHP1 i CHP2	Wolumen energii wynikający z umorzonych SP CHP [MWh]
2008	4 789	3 545 647,637	724	13 359 875,660
2009	1 542	1 417 564,678	436	8 111 183,289
łącznie	6 331	4 963 212,315	1 160	21 471 058,949

Źródło: URE.

nych” umarzających świadectwa CHP na łączny wolumen 29 477,966 MWh, w związku z wystąpieniem nadwyżki ilości energii elektrycznej wynikającej z wydanych przedsiębiorstwom świadectw pochodzenia z kogeneracji w stosunku do rzeczywistej ilości energii elektrycznej wytworzonej w wysoko-sprawnej kogeneracji przez dane jednostki kogeneracji w poprzednim roku kalendarzowym.

Przyjmując zatem wielkość sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych w 2009 r. na poziomie 117 550 000 MWh (w chwili przygotowania niniejszego sprawozdania Prezes URE nie dysponuje jeszcze rzeczywistymi danymi) wykonany, wg danych na 31 grudnia 2009 r., udział:

- energii elektrycznej wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii w 2009 r. wyniósł:
 - wg wydanych świadectw pochodzenia 5,44%;
 - wg umorzonych świadectw pochodzenia 1,21% wobec wymaganego 8,70%,
- energii elektrycznej wytwarzanej w wysoko-sprawnej kogeneracji w 2009 r. wyniósł:
 - wg wydanych świadectw CHP1 – 2,07%, CHP2 – 11,50%;
 - wg umorzonych świadectw CHP1 – 0,89%, CHP2 – 6,01%

wobec wymaganych odpowiednio 2,90% i 20,6%.

1.5.2. Kontrola realizacji obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii oraz świadectw pochodzenia z kogeneracji

Przedsiębiorstwa mają obowiązek, zgodnie z art. 9a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii lub uiszczenia opłaty zastępczej, jeżeli dokonywały one sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym. Natomiast, zgodnie z art. 9a ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne, ww. przedsiębiorstwa energetyczne mają także obowiązek uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia z kogeneracji albo uiszczenia opłaty zastępczej.

Zgodnie z art. 23 ust. 1 pkt 4 ustawy – Prawo energetyczne do zadań Prezesa URE należy kontrolowanie wykonania obowiązków, o których mowa w art. 9a ustawy – Prawo energetyczne. Co istotne,

w 2009 r. Prezes URE, zgodnie z obowiązującymi rozwiązaniami ustawowymi, przeprowadził kontrolę realizację obowiązków, wynikających z art. 9a ust. 1 i 8 ustawy – Prawo energetyczne, przez przedsiębiorstwa zajmujące się wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną za rok 2008. I tak, przedsiębiorstwo energetyczne powinno w 2008 r. osiągnąć:

- **7,0%** udział sumy energii elektrycznej wynikającej ze świadectw pochodzenia OZE, które przedstawiło do umorzenia lub uiszczonej przez to przedsiębiorstwo opłaty zastępczej, w wykonanej całkowitej rocznej sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym³⁴,
- **2,7%** udział sumy energii elektrycznej wynikającej ze świadectw pochodzenia CHP dla jednostki kogeneracji, o której mowa w art. 9l ust. 1 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne, które przedstawiło do umorzenia, lub uiszczonej przez to przedsiębiorstwo opłaty zastępczej, w wykonanej w tym okresie sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym³⁵,
- **19,0%** udział sumy energii elektrycznej wynikającej ze świadectw pochodzenia CHP dla jednostki kogeneracji, o której mowa w art. 9l ust. 1 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne, które przedstawiło do umorzenia, lub uiszczonej przez to przedsiębiorstwo opłaty zastępczej, w wykonanej w tym okresie sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym³⁴.

³⁴) Do 25 lutego 2008 r. § 3 rozporządzenia Ministra Gospodarki z 19 grudnia 2005 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku 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, z późn. zm.), a od 25 lutego 2008 r. § 17 i § 3 rozporządzenia Ministra Gospodarki z 14 sierpnia 2008 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii (Dz. U. z 2008 r. Nr 156, poz. 969).

³⁵) § 9 pkt 1a i 2a rozporządzenia Ministra Gospodarki z 26 września 2007 r. w sprawie sposobu obliczania danych podanych we wniosku o wydanie świadectwa pochodzenia z kogeneracji oraz szczegółowego zakresu obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia tych świadectw, uiszczenia opłaty zastępczej i obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w wysoko-sprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2007 r. Nr 185, poz. 1314).

Tabela 23. Rodzaje postępowań w ramach kontroli realizacji obowiązków za 2008 r.

Obowiązek	Liczba wszczęć	Postępowania niezakończone do 31 grudnia 2009 r.	Liczba decyzji umarzających postępowanie	Liczba decyzji o nałożeniu kary pieniężnej	Łączna wysokość nałożonych kar pieniężnych [zł]
art. 9a ust. 1	31	13	4	14	1 550 780,24
art. 9a ust. 8	36	14	–	22	1 579 935,25
art. 28	57	42	0	15	4 609,38
łącznie	124	69	4	51	3 135 324,87

Źródło: URE.

Tabela 24. Zestawienie prowadzonych postępowań w ramach kontroli realizacji obowiązków za 2007 r. i lata poprzednie

Obowiązek	Liczba decyzji o zawieszeniu postępowania ³⁶⁾	Liczba decyzji umarzających postępowanie	Liczba decyzji o nałożeniu kary pieniężnej	Łączna wysokość nałożonych kar pieniężnych [zł]
art. 9a ust. 1	1	4	7	3 200 777,17
art. 9a ust. 8	0	68	45	23 673 703,85
art. 28	0	0	1	487,14
łącznie	1	72	53	26 874 968,16

Źródło: URE.

Kontrolą realizacji obowiązku za 2008 r. objęto 1 158 przedsiębiorstw energetycznych, prowadzących działalność gospodarczą polegającą na wytwarzaniu lub obrocie energią elektryczną. Z grupy tej wyłoniono 248 przedsiębiorstw, które w 2008 r. sprzedawały energię elektryczną do odbiorców końcowych, a zatem faktycznie podlegających obowiązkowi, o których mowa w art. 9a ust. 1 i 8 ustawy – Prawo energetyczne. Szczegółowe informacje dotyczące kontroli wypełnienia obowiązku za rok 2008 przedstawia tab. 23.

Jak wynika z przedkładanych w toku postępowań wyjaśnień przedsiębiorstw, najczęstszą przyczyną powstawania nieprawidłowości było:

- nieznajomość prawa i brak świadomości obowiązków ciążących na przedsiębiorstwie,
- umorzenie świadectw pochodzenia oraz świadectw pochodzenia z kogeneracji lub uiszczenie opłaty zastępczej za brakującą do wypełnienia obowiązku ilość energii elektrycznej, po przewidzianym do tego terminie (zgodnie z zapisami ustawy – Prawo energetyczne termin ten upływał 31 marca 2009 r.),
- błędne uznanie, że wpłacenie po terminie (tj. po 31 marca danego roku) opłaty zastępczej wraz z odsetkami stanowi realizację obowiązków za rok poprzedni,
- trudna sytuacja finansowa przedsiębiorstwa,
- brak komórki odpowiedzialnej w przedsiębiorstwie za realizację ustawowych obowiązków.

Z przeprowadzonej analizy realizacji w 2008 r. omawianych obowiązków wynika, że średnie wypełnienie (udział umorzonych świadectw OZE, świadectw CHP1 i 2 oraz uiszczonych opłaty zastępczej w wykonanej przez

przedsiębiorstwa zobowiązane całkowitej rocznej sprzedaży energii elektrycznej) obowiązków wyniosło:

- dla OZE: **6,99%**, wobec wymaganego **7,00%**,
- dla CHP1: **2,697%**, wobec wymaganego **2,70%**,
- dla CHP2: **18,956%**, wobec wymaganego **19,00%**.

W 2009 r. Prezes URE zakończył również postępowania administracyjne, wszczęte i niezakończone w latach 2005-2007 w związku z ujawnieniem nieprawidłowości przy realizacji obowiązków wynikających z art. 9a ust. 1 i 8 oraz art. 28 ustawy – Prawo energetyczne za rok 2007 i lata poprzednie. Szczegółowe informacje dotyczące kontroli wypełnienia obowiązku za lata 2005-2007 przedstawia tab. 24.

1.5.3. Publikowanie wysokości jednostkowych opłat zastępczych

W 2009 r. Prezes URE ogłosił, zwaloryzowaną średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych, jednostkową opłatę zastępczą dla przedsiębiorstw energetycznych, na które nałożony był w 2009 r. obowiązek zakupu energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych – w wysokości 258,89 zł/MW³⁷⁾.

Ponadto Prezes URE obliczył i opublikował jednostkowe opłaty zastępcze oznaczone symbolami Ozg i Ozk na podstawie średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym³⁸⁾. Przy ich ustalaniu Prezes URE uwzględnił:

³⁶⁾ Postępowanie zawieszono w związku z toczącymi się przed Sądem powszechnym postępowaniami o ustalenie treści umów sprzedaży energii elektrycznej.

³⁷⁾ Działając na podstawie art. 9a ust. 3 i 4 ustawy – Prawo energetyczne, w związku z Komunikatem Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego z 14 stycznia 2009 r., w sprawie średniorocznego wskaźnika cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem w 2008 r. (M. P. Nr 5, poz. 58).

³⁸⁾ O której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b, z roku poprzedzającego rok ustalenia jednostkowych opłat zastępczych.

- 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.

W 2009 r. Prezes URE ustalił jednostkowe opłaty zastępcze (CHP), oznaczone symbolami Ozg i Ozk, obowiązujące w 2010 r. w wysokości:

- Ozg = 128,80 [zł/MWh], tj. 82,86% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym,
- Ozk = 23,32 [zł/MWh], tj. 15% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym.

Informacja o wyżej wymienionych opłatach zastępczych ukazała się na stronie internetowej URE.

1.6. Przesłanki i ocena bezpieczeństwa dostarczenia energii elektrycznej

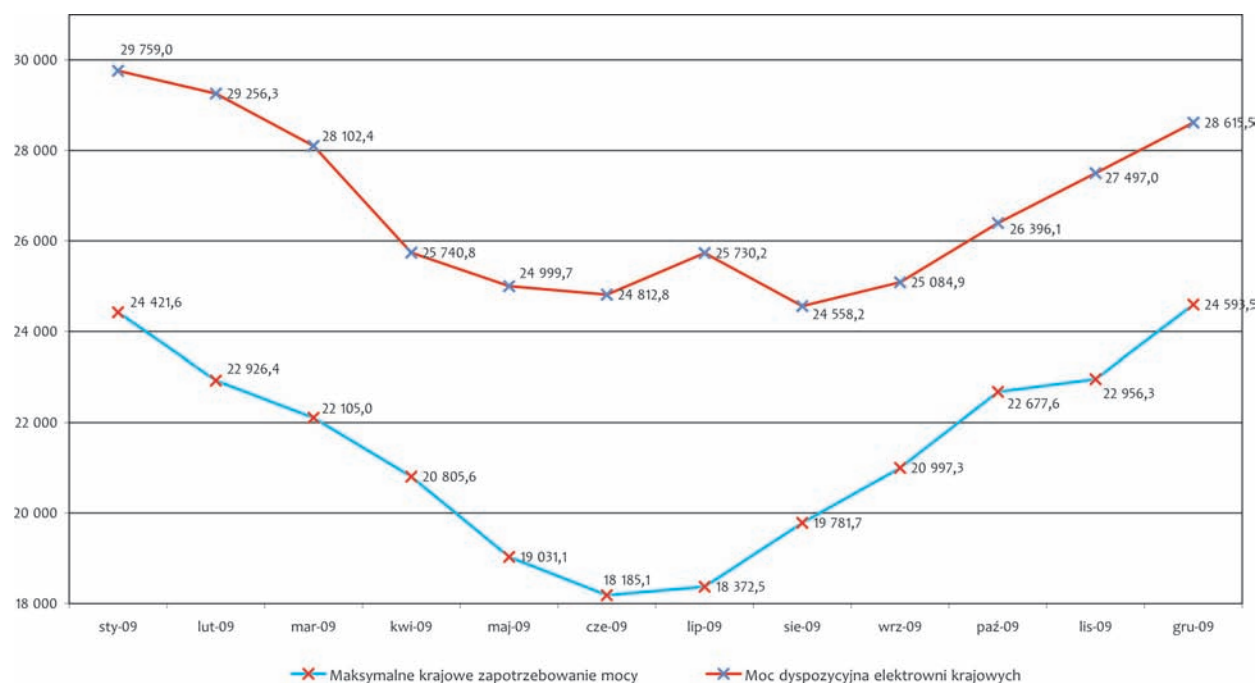
1.6.1. Monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w zakresie bezpieczeństwa dostarczenia energii elektrycznej

Wypełniając ustawowy obowiązek, art. 23 ust. 2 pkt 20f ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE monitoruje warunki dostarczenia różnych rodzajów nośników energii, w tym energii elektrycznej. Bez-

pieczeństwo dostarczenia energii elektrycznej jest zagadnieniem kompleksowym, obejmującym zbiór działań wynikających bezpośrednio z przytoczonego powyżej artykułu, jak też realizowanych w trakcie wykorzystania innych narzędzi regulacyjnych.

W procesie monitorowania funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w zakresie bezpieczeństwa dostarczenia energii elektrycznej Prezes URE wykorzystuje zatem informacje pozyskane w trakcie realizacji zadań opisanych w pkt 1.3.1.-1.3.3. sprawozdania, do których należą:

- 1) pozyskiwanie informacji o stanie infrastruktury sieciowej i potrzebach inwestycyjnych OSP i OSD w trakcie uzgadniania projektów planów rozwoju przedsiębiorstw sieciowych,
- 2) prowadzenie kontroli stanu zapasów węgla w elektrowniach, oraz prowadzi także działania bezpośrednio łączące się z monitorowaniem, czyli:
 - 1) prowadzenie bieżącego monitoringu bezpieczeństwa pracy KSE,
 - 2) prowadzenie bazy informacyjnej o przedsiębiorstwach sektora tworzonej na podstawie rocznych sprawozdań. Są to głównie dane o charakterze ekonomicznym. URE korzysta z zasobów informacyjnych innych resortów i instytucji badawczych, m.in. Ministerstwa Gospodarki, Głównego Urzędu Statystycznego i ARE SA. Dane na temat mocy zainstalowanych w źródłach wytwórczych oraz szczytowego zapotrzebowania na moc pozyskiwane są od OSP i innych źródeł, np. ARE SA,
 - 3) prowadzenie bieżącego monitoringu rynku kontraktowego energii, w celu analizy równowagi popytowo-podażowej,

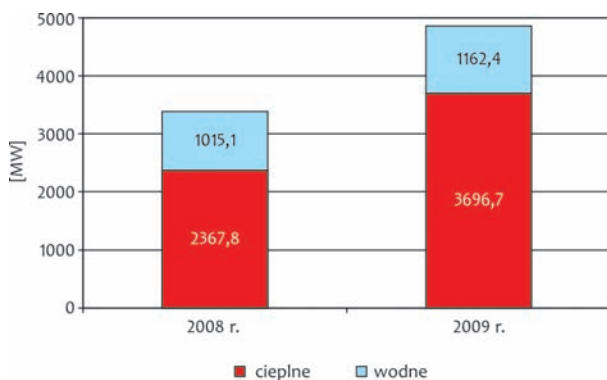


Rysunek 9. Moc dyspozycyjna elektrowni krajowych oraz maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc w wartościach średnich z dni roboczych w miesiącu (Źródło: PSE Operator SA)

4) podejmowanie nieperiodycznych badań związanych z wyjaśnianiem nadzwyczajnych sytuacji zagrożających bezpieczeństwu pracy KSE.

W toku monitorowania szczególną uwagę przykładano do: adekwatności (wystarczalności) wytwarzania, bezpieczeństwa operacyjnego systemu oraz dyspozycyjności urządzeń. Podobnie jak w 2008 r. wielkość mocy zainstalowanych utrzymuje się na stosunkowo wysokim poziomie przekraczającym 35 GW. Na przestrzeni 2009 r. odnotowano stabilizację i pewną poprawę w relacji mocy dyspozycyjnych do zapotrzebowania mocy w stosunku do 2008 r. (rys. 9).

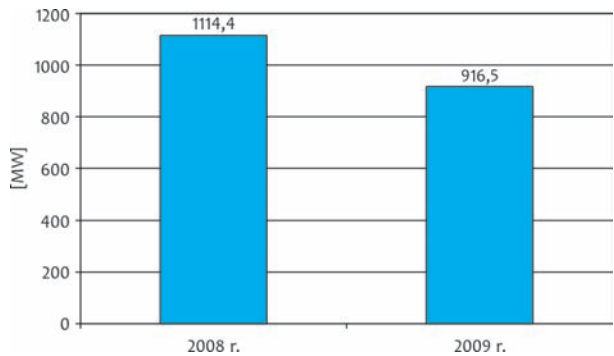
Rok 2008 zamknął się stosunkowo wysokim poziomem nadwyżki mocy dyspozycyjnych w stosunku do maksymalnego krajowego zapotrzebowania mocy. Podobna sytuacja miała miejsce w trakcie całego 2009 r. Wpływ na poziom nadwyżek mocy wytwórczych dostępnych dla OSP i rynku, miało spowolnienie ekonomiczne, które wywołało obniżenie zapotrzebowania na energię elektryczną. W tym kontekście zagrożenie kraju niedoborem mocy wytwórczych (w efekcie konieczność wprowadzenia przez OSP ograniczeń w poborze mocy) utrzymuje się na niskim poziomie, dając tym samym nieco więcej czasu na realizację inwestycji w nowe moce wytwórcze. W zakresie rezerw mocy dostępnych dla OSP, 2009 r. był rokiem zwiększenia ich poziomu. Poprawie uległa zarówno wielkość, jak i struktura rezerw mocy w 2009 r. (rys. 10).



Rysunek 10. Rezerwa mocy w JWCD dostępna dla OSP (Źródło: PSE Operator SA)

W tym okresie odnotowano także poprawę stanu instalacji wytwórczych mierzoną spadkiem wielkości ubytków mocy spowodowanych awariami.

Wyniki ekonomiczne przedsiębiorstw wytwórczych oraz sieciowych, przedstawione przez ARE SA, potwierdzają utrzymywanie się dobrej sytuacji ekonomicznej w tych podsektorach. O ile sektor dystrybucji cechuje się dobrymi wynikami i wskaźnikami ekonomicznymi, ale odnotowuje ich lekkie osłabienie w stosunku do roku poprzedniego, to w grupie wytwórców wyniki ekonomiczne podlegają w ostatnich latach bardzo silnej poprawie. W tym kontekście odnotowywa-



Rysunek 11. Ubytki mocy spowodowane remontami z tytułu awarii (Źródło: PSE Operator SA)

na od szeregu lat aktywność inwestycyjną uznać należy za zbyt małą. Długoterminowo prowadzić to może do braku tzw. adekwatności (wystarczalności) zdolności wytwórczych. Zaznaczyć jednak należy, że pod koniec 2008 r. PSE Operator SA odnotował zwiększenie liczby wniosków o wydanie warunków przyłączeniowych dla nowych źródeł wytwórczych. Przy czym w dużej mierze dotyczą one farm wiatrowych. Jak wynika z doświadczeń nie oznacza to jednak, że wszystkie inwestycje zostaną zrealizowane. Odnotować także należy fakt znaczącego przyspieszenia prac związanych z realizacją rządowych planów budowy elektrowni opartych na paliwie jądrowym.

Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej nie było w 2009 r. zagrożone, a spadek zapotrzebowania na moc i energię elektryczną złagodził symptomy, które w dłuższej perspektywie mogą na nie rzutować. W 2009 r. nie odnotowano problemów jednostek wytwórczych z niedoborami zapasów węgla kamiennego.

W 2009 r. miały miejsce dwie awarie sieciowe o znacznych rozmiarach. Prezes URE zaniepokojony stanami awaryjnymi bądź sygnałami o nieprawidłowościach w funkcjonowaniu rynku energii elektrycznej przeprowadził dwa badania *ad hoc*:

1. Badanie przyczyn awarii w zachodniej części KSE 4 lipca 2009 r. Awaria wystąpiła na obszarze o znacznie obniżonej pewności zasilania z uwagi na niedorozwój sieci przesyłowej. Podstawowym zagrożeniem występującym na tym obszarze jest wysokie ryzyko utraty stabilności napięciowej. Zdarzeniem inicjującym awarię było zbliżenie przewodów roboczych ze znajdującymi się zbyt blisko drzewami, co doprowadziło do zwarć jednofazowych i w efekcie definitywnych wyłączeń linii. Z opracowania sporządzonego przez PSE Operator SA (zweryfikowanego przez Politechnikę Wrocławską) wynika, że awaria wystąpiła w następstwie trudnych warunków pogodowych.
2. Badanie przyczyn awarii z 14-15 października 2009 r. na obszarze ogólnopolskim. Zdaniem Komisji powołanej na wniosek Ministra Gospodarki (o której mowa szerzej w pkt 1.2.5. sprawozdania) awaria była spowodowana ekstremalnymi warunkami pogodowymi, które prowadziły do

uszkodzeń znacznej liczby linii energetycznych. W wyniku prac zespołu został sporządzony raport z przebiegu zakłóceń w sieci elektroenergetycznej przesyłowej i dystrybucyjnej. Prezes URE wezwał PSE Operator SA do przedstawienia ww. raportu, z którego treści jednoznacznie wynika, że wiek oraz stopień wyeksploatowania sieci elektroenergetycznych nie miał wpływu na przebieg i skutki awarii z 14-15 października 2009 r., których bezpośrednią przyczyną były przewracające i osuwające się drzewa oraz gałęzie na linie elektroenergetyczne. Ponadto nie stwierdzono zaniedbań eksploatacyjnych, które mogłyby się przyczynić do powstania czy zwiększenia zakresu zakłóceń i awarii, jak również wydłużenia czasu ich likwidacji.

1.6.2. Uzgadnianie projektów planów rozwoju elektroenergetycznych przedsiębiorstw sieciowych

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

Nakłady inwestycyjne

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 państwa.

W ramach procesu uzgadniania projektów planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych, plany te są weryfikowane m.in. w zakresie:

- uwzględnienia przez projekty planów rozwoju miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego albo kierunków rozwoju gmin określonych w studiach uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gmin,
- określenia, czy projekty planów rozwoju zapewniają realizację założeń do planów zaopatrzenia w energię i paliwa gazowe uchwalonych przez rady gmin w trybie art. 19 ustawy – Prawo energetyczne.

W tym celu plany rozwoju przekazywane są do zarządów województw, stosownie do art. 23 ust. 3,

w związku z art. 23 ust. 2 pkt 5 ustawy – Prawo energetyczne, w celu uzyskania opinii w tych istotnych dla nich kwestiach. W przypadku otrzymania opinii negatywnych, plany te podlegają stosownej rewizji.

Mając na uwadze powyższe, uzgodnione projekty planów rozwoju uwzględniają miejscowe plany zagospodarowania przestrzennego albo kierunki rozwoju gmin określone w studiach uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gmin (art. 16 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne), uwzględniając tym samym interesy samorządów gmin.

Najważniejszym elementem 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 one bezpośrednie przełożenie na ustalenie poziomu niezbędnych przychodów, a więc przyszłych tarif przedsiębiorstw. W związku z powyższym informacje pochodzące z projektów planów rozwoju, dotyczące w szczególności planowanego sposobu finansowania inwestycji, wykorzystywane są również w procesie zatwierdzania tarif opracowywanych przez sieciowe przedsiębiorstwa energetyczne.

W procesie uzgadniania uzasadnionego poziomu nakładów inwestycyjnych został wykorzystany model porównawczy opracowany przez Prezesa URE w latach ubiegłych. Nakłady inwestycyjne wyznaczone przez ten model są sumą trzech analizowanych oddzielnie składników: nakładów związanych ze wzrostem obciążenia sieci (LRE), nakładów nie związanych ze wzrostem obciążenia sieci (wymiana i modernizacja urządzeń NLRE), pozostałych nakładów inwestycyjnych nie ujętych w powyższych grupach. W przypadku pierwszego składnika – LRE, wielkościami wejściowymi do modelu są:

- liczba odbiorców przyłączanych do sieci OSD w poszczególnych latach,
- prognozowana wielkość dostaw energii elektrycznej,
- zestawienie podstawowych elementów sieci,
- nakłady jednostkowe na podstawowe elementy sieci.

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

Drugi składnik NI – uzasadniony poziom nakładów na wymianę i modernizację sieci (NLRE) – został określony z uwzględnieniem następujących kryteriów:

- wieku poszczególnych składników majątku sieciowego,
- średnich dopuszczalnych ze względów technicznych okresów eksploatacji poszczególnych składników majątku sieciowego,

- nakładów na modernizację/wymianę poszczególnych składników majątku sieciowego.

Trzeci składnik NI – uzasadniony poziom pozostałych NI – obejmuje nakłady niezbędne do zapewnienia właściwej obsługi pracy sieci i odbiorców, tj. NI na łączność, pomiary, informatykę, budynki i budowle, przygotowanie inwestycji, zakup gotowych dóbr inwestycyjnych oraz grupę „inne”.

Modelowe nakłady inwestycyjne zostały uwzględnione w taryfach OSD zatwierdzonych przez Prezesa URE na 2010 r. Uzgadnianie projektów planów rozwoju pozostaje zatem w ścisłym związku z wydaniem decyzji w sprawie zatwierdzenia taryf. Zaznaczenia wymaga, iż ze względu na charakter inwestycji sieciowych, ocena rzeczywistego wpływu zrealizowanych nakładów inwestycyjnych na poziom kolejnych taryf może zostać dokonana wyłącznie w perspektywie kilkuletniej poprzez, uwzględniany w kalkulacji przychodu regulowanego, poziom amortyzacji oraz zwrotu z kapitału.

Poziom nakładów inwestycyjnych czternastu OSD oraz OSP, który został uwzględniony w taryfach przedsiębiorstw w 2009 i 2010 r., przedstawia tab. 25. W tabeli został również przedstawiony poziom zrealizowanych nakładów inwestycyjnych w 2007 i 2008 r.

Tabela 25. Nakłady inwestycyjne czternastu OSD oraz OSP, ceny bieżące

	Wykonanie 2007 [tys. zł]	Wykonanie 2008 [tys. zł]	Plan 2009 [tys. zł]	Plan 2010 [tys. zł]
Nakłady inwestycyjne	3 315 486	4 275 386	4 220 580	4 536 703

Źródło: URE.

W 2009 r. została opracowana nowa metodologia oceny i weryfikacji projektów planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe i energię elektryczną, która została zrealizowana w ramach projektu finansowanego z funduszy Unii Europejskiej³⁹⁾. Celem projektu było wyposażenie Regulatora w narzędzia wspomagające wdrażanie konkurencyjnego rynku energii elektrycznej i paliw gazowych oraz harmonizację metodologii oceny przedsięwzięć inwestycyjnych energetycznych przedsiębiorstw sieciowych.

Ponad roczne prace umożliwiły stworzyć narzędzie, które zarówno dla Regulatora, jak i OSD, będzie pomocne przy sporządzaniu, ocenie i weryfikacji projektów planów. Nowa metodologia z pewnością będzie pomocna operatorom, by w lepszy i bardziej przejrzysty sposób uzasadnić swoje plany inwestycyjne oraz przyczyni się do bardziej precyzyjnego planowania.

³⁹⁾ *Transition Facility 2006/018-180.02.04 „Wdrażanie konkurencyjnego rynku energii”.*

Nakłady inwestycyjne w zakresie sieci przesyłowej

Projekt planu rozwoju PSE Operator SA w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2006-2020 został uzgodniony w grudniu 2006 r. w zakresie lat 2006-2010.

W styczniu 2009 r. Prezes URE uznał za uzgodnioną aktualizację projektu planu rozwoju operatora w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2006-2020 w zakresie lat 2008-2009.

W grudniu 2009 r. Prezes URE uznał za uzgodniony projekt planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2010-2025 w zakresie 2010 r., z uwagi na przedstawienie szczegółowego harmonogramu realizacji zadań inwestycyjnych jedynie na 2010 r.

Nowa wersja projektu planu rozwoju PSE Operator SA na lata 2010-2025 została opracowana ze względu na konieczność modyfikacji zamierzeń inwestycyjnych, wynikających ze zmiany założeń w zakresie: zapotrzebowania na moc i energię, przyłączeń OZE do sieci przesyłowej, budowy elektrowni jądrowej, połączeń transgranicznych oraz bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

Na podstawie przeprowadzonych analiz, operator zidentyfikował zagrożenia w pracy sieci przesyłowej, a tym samym związaną z tym konieczność natychmiastowej rozbudowy sieci przesyłowej, nieprzewidzianej dotychczas w uzgodnionym projekcie planu rozwoju, jak również w jego aktualizacji.

Projekt planu został podzielony na trzy okresy planistyczne (2010-2015; 2016-2020; 2021-2025), w których zostały przedstawione zamierzenia inwestycyjne decydujące o bezpieczeństwie pracy i możliwości dalszego rozwoju sieci przesyłowej.

Założono, iż uzgodnienie ww. projektu planu rozwoju PSE Operator SA w dłuższym horyzoncie czasowym, nastąpi po przedłożeniu przez operatora informacji uzupełniających, tj. po skonkretyzowaniu planów inwestycyjnych na kolejne lata.

Nakłady inwestycyjne w zakresie sieci dystrybucyjnych

Wobec dziewięciu operatorów systemów dystrybucyjnych w 2009 r. obowiązywały uzgodnienia poczynione w 2007 r., co oznacza, iż do kalkulacji taryf na 2010 r. przyjęte zostały nakłady inwestycyjne wyznaczone przy wykorzystaniu modelu ekonometrycznego opracowanego w URE w 2007 r.

Natomiast przedsiębiorstwa: ENERGA Operator SA, PGE Dystrybucja Rzeszów Sp. z o.o., PGE Dystrybucja Lublin Sp. z o.o., PGE Dystrybucja Białystok Sp. z o.o. oraz PGE Dystrybucja Łódź-Teren SA przekazały Prezesowi URE aktualizacje projektów planów rozwoju, które w 2009 r. zostały uzgodnione.

W 2009 r. zostały również przekazane do Prezesa URE cztery projekty planów rozwoju operatorów

systemów dystrybucyjnych prowadzących działalność dystrybucyjną o charakterze lokalnym. Prezes URE w 2009 r. uzgodnił trzy projekty planów rozwoju ww. przedsiębiorstw. Proces uzgadniania jednego projektu planu rozwoju nie został zakończony do 31 grudnia 2009 r., z uwagi na fakt, iż został on przekazany Prezesowi URE pod koniec roku.

Nakłady inwestycyjne energetyki przemysłowej

W 2009 r. zostało przekazanych do Prezesa URE osiemnaście projektów planów rozwoju przedsiębiorstw nie będących operatorami systemów dystrybucyjnych, zobowiązanych jednakże, zgodnie z zapisami art. 16 ustawy – Prawo energetyczne, do uzgadniania planów rozwoju. Prezes URE do 31 grudnia 2009 r. uzgodnił pięć projektów planów rozwoju. Pozostałe projekty zostaną uzgodnione w 2010 r.

1.6.3. Udzielanie zgody na budowę linii bezpośredniej

Budowa linii bezpośredniej, zgodnie z art. 7a ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne, zdefiniowanej w art. 3 pkt 11f powołanej ustawy, przed wydaniem pozwolenia na budowę w rozumieniu przepisów prawa budowlanego, wymaga uzyskania zgody Prezesa URE. Zgoda ta jest udzielana w drodze decyzji. Natomiast mając na uwadze przepisy art. 7a ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE udzielając ww. zgody 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 2009 r. do Prezesa URE nie wpłynął żaden wniosek o udzielenie zgody na budowę linii bezpośredniej.

1.6.4. Uzgadnianie planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej opracowanego przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego

W przypadku zagrożenia bezpieczeństwa energetycznego Rzeczypospolitej Polskiej polegającego na długookresowym braku równowagi na rynku paliwo-energetycznym, zagrożenia bezpieczeństwa osób lub zagrożenia wystąpieniem znacznych strat materialnych – na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części mogą być, zgodnie z art. 11 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, wprowadzone na czas oznaczony ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej. Taka możliwość polega na ograniczeniu maksymalnego poboru mocy elektrycznej

oraz dobowego poboru energii elektrycznej (art. 11 ust. 3 ww. ustawy). W przypadku wystąpienia zagrożeń, o których mowa w ust. 1, zgodnie z art. 11 ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne, Rada Ministrów, na wniosek ministra właściwego do spraw gospodarki, w drodze rozporządzenia, może wprowadzić na czas oznaczony, na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części, ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej.

Problematyka związana z planami wprowadzania ograniczeń w zakresie energii elektrycznej została, zgodnie z dyspozycją art. 11 ust. 6 i ust. 6a ustawy – Prawo energetyczne, uregulowana w rozporządzeniu Rady Ministrów z 23 lipca 2007 r. w sprawie szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła⁴⁰⁾.

Zgodnie z ww. rozporządzeniem plany wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej podlegają uzgodnieniu z Prezesem URE w terminie do 31 sierpnia. Uzgodnieniu podlegają plany opracowane przez operatorów systemu przesyłowego elektroenergetycznego (OSP).

Wniosek o uzgodnienie aktualizacji planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej opracowanego przez przedsiębiorcę – PSE Operator SA, wpłynął do Prezesa URE 27 maja 2009 r. W postępowaniu administracyjnym mającym na celu uzgodnienie planu, na prawach strony występowało także PTPiREE. Po dokonaniu analizy przedstawionej przez OSP aktualizacji planu ograniczeń oraz po zapoznaniu się ze stanowiskiem PTPiREE, mocą decyzji z 9 lipca 2009 r. Prezes URE uznał, że ww. aktualizacja planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, obowiązująca w okresie od 1 września 2009 r. do 31 sierpnia 2010 r., spełnia wymogi określone w przepisach ustawy – Prawo energetyczne oraz ww. rozporządzenia, a zatem za uzgodnioną.

1.6.5. Kontrola zapasów paliw

Przepisy art. 10 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne zobowiązują przedsiębiorstwo energetyczne, zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub ciepła, do posiadania zapasów paliw w ilości zapewniającej utrzymanie ciągłości dostaw energii elektrycznej lub ciepła do odbiorców. Minimalne wielkości zapasów paliw, które są obowiązkowe utrzymywać ww. przedsiębiorstwa oraz sposób gromadzenia tych zapasów określone zostały w rozporządzeniu Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z 12 lutego 2003 r. w sprawie zapasów paliw w przedsiębiorstwach energetycznych⁴¹⁾.

⁴⁰⁾ Dz. U. z 2007 r. Nr 133, poz. 924.

⁴¹⁾ Dz. U. z 2003 r. Nr 39, poz. 338.

W celu oceny realizacji obowiązków nałożonych na przedsiębiorstwa energetyczne w zakresie utrzymywania zapasów paliw w ilości zapewniającej utrzymanie ciągłości dostaw energii elektrycznej i ciepła do odbiorców, Prezes URE przeprowadził w 2009 r. dziewięć kontroli stanu zapasu paliw. Były to zarówno kontrole interwencyjne, jak i problemowe. Kontrole interwencyjne polegały na badaniu zasadności wpływających do urzędu informacji o uchybieniach w działalności przedsiębiorstw energetycznych, a także na podejmowaniu działań mających na celu wyeliminowanie udokumentowanych nieprawidłowości. Natomiast kontrole problemowe polegały na badaniu określonego zagadnienia lub tematu na podstawie informacji i dokumentów uzyskanych od grupy jednostek objętych kontrolą oraz podejmowaniu działań mających na celu wyeliminowanie udokumentowanych nieprawidłowości.

Kontrole interwencyjne

W 2009 r. kontrole interwencyjne stanu zapasów paliw przeprowadzono w trzech przedsiębiorstwach energetycznych. Nie wykazały one niedoborów zapasów paliw w przypadkach kontrolowanych przedsiębiorstw.

Kontrole problemowe

W 2009 r. przeprowadzono sześć problemowych kontroli stanu zapasów paliw. Każda z nich obejmowała wszystkie elektrownie i elektrociepłownie systemowe (32 przedsiębiorstwa). Jednocześnie kontrolom podlegały także przedsiębiorstwa wytwarzające energię elektryczną lub ciepło na skalę lokalną. Działaniom kontrolnym w tym zakresie poddano dodatkowo 36 przedsiębiorstw wskazanych przez oddziały terenowe URE. W 2009 r. przeprowadzono dwie takie kontrole.

Skutkiem ustaleń dokonanych w ramach powyższych kontroli, było wszczęcie przez Prezesa URE ośmiu postępowań administracyjnych w sprawie nałożenia kary pieniężnej za nieprzestrzeganie obo-

wiązku utrzymywania zapasów paliw. Trzy z ww. postępowań zakończono nałożeniem kar pieniężnych na łączną kwotę 61 000 zł, która to kwota została uiszczona w 2009 r. Zakończenie pięciu pozostałych postępowań o nałożenie kary pieniężnej za nieprzestrzeganie obowiązku utrzymywania zapasów paliw, przewidywane jest na 2010 r.

Głównymi przyczynami nieutrzymywania zapasów paliw na wymaganym poziomie przez obowiązane przedsiębiorstwa energetyczne były: niewywiązywanie się pod względem ilościowym i terminowym z zawartych umów na dostawy węgla energetycznego przez krajowych producentów i dostawców węgla kamiennego, przyjęcie niezgodnych z rozporządzeniem: metody obliczania wymaganej wielkości stanu zapasów paliw oraz sposobu gromadzenia zapasów.

W 2009 r. 24 przedsiębiorstwa energetyczne uiściły kary pieniężne wymierzone w związku z nieutrzymywaniem zapasów paliw na wymaganym poziomie, na łączną kwotę 794 500 zł. Kwota ta dotyczy także postępowań zakończonych w grudniu 2008 r. (14 decyzji Prezesa URE) oraz w jednym przypadku postępowania zakończonego wydaniem decyzji w 2007 r. (wyrok sądu II instancji zapadł w 2009 r.).

1.6.6. Ocena bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej

W 2009 r. bezpieczeństwo dostarczania energii elektrycznej nie było zagrożone. Zauważalne było także ożywienie w realizacji założeń rządowych zawartych w dokumencie *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku*, który został przyjęty przez Radę Ministrów 10 listopada 2009 r. Sytuacja ekonomiczna sektora wydaje się być stabilna dając tym samym przedsiębiorstwom energetycznym środki niezbędne do realizacji zadań inwestycyjnych. Z tego punktu widzenia istotną wydaje się być determinacja administracji rządowej w nadzorowaniu realizacji przez sektor elektroenergetyczny celów zawartych w *Polityce energetycznej Polski do 2030 roku*, mając na uwadze fakt, że jednym z priorytetów polityki energetycznej jest wzrost bezpieczeństwa dostaw paliw i energii.

2. Gazownictwo

2.1. Rynek gazu ziemnego – ogólna sytuacja

Bilans produkcji, importu i zużycia gazu ziemnego

Całkowite zużycie gazu ziemnego w Polsce w 2009 r. wyniosło, według danych Urzędu Regulacji Energetyki, 13 284,0 mln m³. Dostawy zagraniczne gazu ziemnego w ilości ok. 9 135,9 mln m³, uzu-

pełniane były gazem pochodzącym ze źródeł krajowych w ilości ok. 4 105,2 mln m³, pokrywającym ok. 30% całkowitego zaopatrzenia kraju w gaz ziemny. W 2009 r. dostawy zagraniczne obejmowały import z Rosji, Ukrainy i krajów środkowoazjatyckich oraz dostawy wewnątrzspółnotowe z Niemiec i Czech. Przeważającą część stanowił import z Rosji realizowany w ramach długoterminowego kontraktu zawartego w 2008 r. pomiędzy Polskim Górnictwem Naftowym i Gazownictwem SA (PGNiG SA) a Gazprom Export. Na jego podstawie zakupiono 7 474,7 mln m³ gazu ziemnego, co stanowi blisko

82% całkowitego importu tego surowca na terytorium Polski. Import ten był uzupełniany dostawami z Ukrainy, krajów środkowoazjatyckich, Niemiec i Czech. Łączna wielkość tych dostaw, realizowanych w ramach tych umów w 2009 r., wyniosła 1 661,2 mln m³, co stanowiło 18,18% całkowitego przywozu gazu na terytorium Polski.

Odnotowania wymaga fakt braku realizacji od początku 2009 r., przez firmę RosUkrEnergo, umowy średnioterminowej podpisanej w listopadzie 2007 r. na dostawy gazu ziemnego. Firma ta, należąca w połowie do Gazpromu, zobowiązana była zgodnie z kontraktem na dostarczanie do Polski do końca 2009 r. 2,3 mld m³ gazu rocznie. Jednakże, 20 stycznia 2009 r. spółka została wyeliminowana z pośrednictwa w handlu gazem pomiędzy Rosją a Ukrainą, co skutkowało brakiem dostaw gazu do Polski, w ilości kontraktowej. Dostawy te były częściowo uzupełniane przez spółkę Gazprom Export. Jednakże, w związku z wysokim zużyciem gazu w okresie zimowym oraz ograniczoną możliwością wykorzystania podziemnych magazynów gazu konieczne było podpisanie przez PGNiG SA krótkoterminowego kontraktu z Gazprom Export. Umowa, podpisana 1 czerwca 2009 r., zakładała realizację dostaw 1 mld m³ do 30 września 2009 r.

Strukturę dostaw gazu w 2009 r. oraz krajowe zdolności wydobywcze przedstawiają tab. 26 i 27.

Tabela 26. Struktura dostaw gazu w 2009 r.

Wyszczególnienie	Ilość [mln m ³]
Import, w tym:	9 135,9
– Kontrakt „jamalski”	7 474,7
– pozostały import / kraj pochodzenia	667,5
a) Ukraina	5,0
b) gaz pochodzenia środkowoazjatyckiego	662,5
Nabycie wewnątrzwspólnotowe / kraj pochodzenia	993,7
a) Niemcy	993,4
b) Czechy	0,3
Wydobycie własne	4 105,2
Magazyny gazu (zmiana zapasów)*	231,9
Zakup ze źródeł krajowych (dostawy do PGNiG SA od krajowych dostawców)	44,2

* „+” – wzrost zapasów, „-” – zmniejszenie zapasów (dotyczy zapasów obowiązkowych)

Źródło: PGNiG SA.

2.1.1. Rynek hurtowy

Działalność w zakresie hurtowego obrotu gazem ziemnym w Polsce, rozumiana jako sprzedaż gazu podmiotom wykorzystującym go w celu dalszej odsprzedaży, jest zdominowana przez przedsiębiorstwo PGNiG SA i *de facto* nie funkcjonuje poza Grupą Kapitałową PGNiG (GK PGNiG). W przypadku podmiotów spoza GK PGNiG możemy mówić jedynie o udziale w segmencie sprzedaży detalicznej. Co prawda, odnotowano niewielkie ilości gazu ziemnego

Tabela 27. Krajowe zdolności wydobywcze w 2009 r.*

Zdolności wydobywcze [mld m ³ /rok]	Zdolności wydobywcze [mln m ³ /dobę]
4,44	13,5

* Zdolności wydobywcze określono na podstawie 90% maksymalnych dobowych zdolności wydobywczych 365 dni, które uwzględniają przestoje eksploatacyjne ośrodków wydobywczych. Różnica pomiędzy zdolnościami wydobywczymi a produkcją gazu ziemnego związana jest z wahaniami sezonowymi w zapotrzebowaniu na gaz ziemny zaazotowany w okresie letnim i zimowym. W okresie szczytowego zapotrzebowania na gaz ziemny zaazotowany (znaczne spadki temperatur w okresie zimowym) zdolności wydobywcze wykorzystywane są w stopniu maksymalnym, zaś w okresie letnim zapotrzebowanie na ten rodzaj gazu zdecydowanie spada. Zdolności wydobywcze kopalń wydobywających gaz ziemny wysokometanowy wykorzystywane są w stopniu maksymalnym przez okres całego roku.

Źródło: PGNiG SA.

go kupowanego w celu dalszej odsprzedaży, które dotyczyły dwóch podmiotów, jednakże nie korzystających z zasady TPA (sprzedaż realizowana za pośrednictwem własnej sieci, sprzedaż skroplonego gazu ziemnego – LNG). W 2009 r. gaz ziemny w postaci LNG sprzedawany był w celu dalszej odsprzedaży w niewielkich ilościach, tj. ok. 14 tys. ton.

Należy podkreślić, że w większości krajów Wspólnoty, miejscem hurtowego obrotu gazem ziemnym są m.in. giełdy gazu czy też węzły wymiany handlowej tzw. huby (ang. *hubs*), których istnienie – opierając się o zasady czysto rynkowe – ma ogromne znaczenie dla funkcjonowania rynku. Niestety, w 2009 r. obrót gazem realizowany był wyłącznie w ramach kontraktów dwustronnych, a forma sprzedaży gazu za pośrednictwem giełdy czy hubów, choć nabierająca znaczenia w Unii, nie funkcjonowała w Polsce, dlatego też trudno jest mówić o płynności rynku gazu.

Działalność przesyłowa realizowana była w 2009 r. przez dwa podmioty: System Gazociągów Tranzytowych Europol-Gaz SA (SGT EuRoPol-Gaz SA) oraz Operatora Gazociągów Przesyłowych Gaz-System SA (OGP Gaz-System SA). Działalność SGT EuRoPol-Gaz SA jest prowadzona przy wykorzystaniu polskiego odcinka gazociągu tranzytowego „Jamał-Europa” o długości 685 km, służącego do przesyłu gazu ziemnego do Niemiec, a także do realizacji dostaw gazu ziemnego do Polski poprzez dwa punkty dostaw, zlokalizowane we Włocławku i Lwówku. Działalność Gaz-System SA obejmuje zarządzanie krajowym systemem przesyłowym. Spółka zarządza sieciami wysokiego ciśnienia o łącznej długości 9 684 km. W tab. 28 (str. 44) przedstawiono opłaty za świadczenie usługi przesyłania gazu ziemnego.

Współpraca regionalna OGP Gaz-System SA odbywa się na podstawie zawartych porozumień międzyoperatorских, tj.: z operatorem ukraińskim „Ukrtransgaz-em”, niemieckim Ontras-VNG Gastransport GmbH oraz białoruskim „Biełtransgaz-em”.

Tabela 28. Opłaty za świadczenie usługi przesyłania gazu ziemnego (netto)

Symbol odbiorcy	Zużycie [GJ/rok]	Współczynnik obciążenia [h]	Opłata sieciowa ustalona na podstawie stawek opłat obowiązujących		
			Zakres	[PLN/rok]	[PLN/GJ]
I4-1	418 600 000	4 000		1 327 48 1 000	1,023744
I1	418 600	8 000	Min	14 147 000	1,100911
		2 000	Max	15 661 000	1,100911
D3	83 700	8 000	Min	13 389 000	1,100911
		2 000	Max	13 692 000	1,100911

Źródło: Gaz-System SA.

Tabela 29. Połączenia międzysystemowe z operatorami innych systemów

Nazwa operatora systemu	Kraj operatora	Miejsce połączenia	Kierunek dostaw	Rodzaj składanych nominacji	Całkowita zdolność przesyłowa [mln m ³ /rok]*	Zarezerwowane zdolności przesyłowe [mln m ³ /rok]	Niezarezerwowane zdolności przesyłowe [mln m ³ /rok]
ONTRAS	Niemcy	Lasów	Polska	dość/godzina	991,7	991,7	0,0
ONTRAS	Niemcy	Gubin	Polska	dość	17,5	17,5	0,0
Severomoravske plynarenske	Czechy	Branice	Polska	dość	1,4	1,4	0,0
Severomoravske plynarenske	Czechy	Głuchołazy	Polska	dość	105,1	105,1	0,0
Ukrtransgaz	Ukraina	Drozdowicze	Polska	dość/godzina	5 694,0	5 694,0	0,0
Biełtransgaz	Białoruś	Tietierowka	Polska	dość/godzina	188,4	188,4	0,0
Biełtransgaz	Białoruś	Wysokoje	Polska	dość/godzina	5 475,0	5 475,0	0,0
EuRoPol Gaz SA	Polska	Włocławek	Polska	dość/godzina	3 066,0	3 066,0	0,0
EuRoPol Gaz SA	Polska	Lwówek	Polska	dość/godzina	2 365,2	2 365,2	0,0
ONTRAS	Niemcy	Kamminke	Niemcy	dość	112,8	112,8	0,0

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

Źródło: Gaz-System SA.

W tab. 29 przedstawiono informacje dotyczące zdolności przesyłowych na połączeniach międzysystemowych krajowego systemu przesyłowego, zarządzanego przez OGP Gaz-System SA.

Z danych przedstawionych w tab. 29 wynika, że na wszystkich wejściach do krajowego systemu przesyłowego udział zarezerwowanych mocy przesyłowych wynosi na wszystkich punktach 100%. Całkowite zdolności przesyłowe trzech połączeń z operatorem niemieckim wynoszą zaledwie 1 122 mln m³, z czego przeważającą część zdolności przesyłowych na punktach „wejścia” posiada PGNiG SA.

Ponadto, importowe zdolności przesyłowe wykorzystane były w ok. 50% co oznacza, że istnieją potencjalne możliwości importu gazu przez nowych uczestników rynku spoza GK PGNiG. Jednakże należy mieć na uwadze fakt, że są one obciążone pewnymi ograniczeniami (np. połączenie z niemieckim systemem przesyłowym w Lasowie jest wykorzystywane w 100%, uniemożliwiając przesył większych ilości gazu), natomiast w przypadku pozostałych połą-

czeń należy uwzględnić utrudniony dostęp do surowca. Innym aspektem są ograniczenia wynikające z umów międzynarodowych, jak ma to miejsce w przypadku gazociągu Jamał-Europa.

W zakresie magazynowania 100% pojemności podziemnych magazynów gazu znajdowało się w 2009 r. w posiadaniu PGNiG SA (tab. 30 – str. 45). W 2009 r. spółka udostępniała 50 mln m³ na rzecz Gaz-System SA, w związku z wykonywaniem przez to przedsiębiorstwo funkcji operatora systemu przesyłowego. Pozostała część pojemności była wykorzystywana na potrzeby własne PGNiG SA, gdyż żaden z podmiotów nie złożył wiążącego zamówienia w ramach Procedury Udostępniania Pojemności Magazynowych⁴²⁾.

⁴²⁾ 31 grudnia 2008 r. PGNiG SA został wyznaczony na operatora systemu magazynowania paliw gazowych. Obowiązek wydzielenia OSM oraz wprowadzenia dostępu stron trzecich do instalacji magazynowej wynikał z dyrektywy 2003/55/WE i wdrażającej jej postanowienia ustawy – Prawo energetyczne. W 2008 r. Prezes URE prowadził postępowanie w sprawie ►

Tabela 30. Magazynowanie gazu ziemnego

Lp.	Nazwa magazynu	Rodzaj magazynu	Pojemność czynna [mln m ³]	Ilość gazu pobrana z magazynu [mln m ³]	Ilość gazu zatłoczona do magazynu [mln m ³]	Stan magazynowy minimalny [mln m ³]	Stan magazynowy maksymalny [mln m ³]	Stan na koniec okresu sprawozdawczego [mln m ³]
1	Wierzchowice	W szcerpanym złożu	575,00	545,825	458,938	130,793	589,731	386,564
2	Brzeźnica	W szcerpanym złożu	65,00	79,522	65,540	5,801	71,341	41,153
3	Strachocina	W szcerpanym złożu	150,00	149,890	142,542	16,920	159,410	98,964
4	Swarzów	W szcerpanym złożu	90,00	103,325	86,487	3,521	90,000	49,521
5	Husów	W szcerpanym złożu	350,00	384,264	324,072	101,324	375,396	270,313
6	Mogilno	W kawernach solnych	370,00	267,488	195,042	232,364	375,000	302,308
7	Daszewo	W szcerpanym złożu	30,00	0,381	9,206	0,000	9,206	8,825
Razem			1 630,00	1 530,695	1 281,827	490,723	1 670,084	1 157,648

Źródło: PGNiG SA.

W celu pozyskania informacji na temat zapotrzebowania na zdolności przesyłowe oraz na ich podstawie realizacji inwestycji ukierunkowanych na przesył gazu nowymi połączeniami w 2009 r. OGP Gaz-System SA przeprowadził procedurę *Open Season*. W tej niedyskryminacyjnej procedurze mogły brać udział wszystkie podmioty, które wyraziły wolę rezerwacji zdolności przesyłowych i mogły następnie sprzedawać importowany gaz ziemny na rynku krajowym. Poza tym wejście PGNiG SA na nowe punkty może sprawić, że część zdolności przesyłowych na punktach istniejących zostanie zwolniona przez PGNiG SA.

Procedura *Open Season* poprzedzona była wykonaniem Wstępnego Badania Rynku (ang. *market screening*), które pozwoliło na rozpoznanie zainteresowania uczestników rynku połączeniami:

- Polska – Litwa w rejonie Suwałk (z systemem AB Lietuvos Dujos)

W zależności od potrzeb gaz mógłby być przesyłany pomiędzy sąsiednimi systemami zaangażowanych krajów dla pokrycia zapotrzebowania odbiorców na gaz ziemny. Projekt zakładał, że punkt wejścia do systemu przesyłowego zarządzanego przez Gaz-System SA znajdowałby się w rejonie granicy polsko-litewskiej w pobliżu miejscowości Budzisko. Orientacyjna długość gazociągu wynosiłaby ok. 365 km, natomiast szacowana moc umowna kierunku Polska – Litwa to 100 tys. Nm³/h,

- Polska – Dania w rejonie Niechorza (z systemem Energinet.dk)

Połączenie z systemem Energinet.dk, stanowiące rozwinięcie zainicjowanego przez PGNiG SA projektu, zakładającego wybudowanie połączenia po-

między systemami przesyłowymi na terytorium Danii i Polski w celu przesyłania gazu pomiędzy rynkami tych krajów, w tym gazu ze złóż na Morzu Północnym do Polski. Zakładano, że nowy punkt wejścia do systemu krajowego zlokalizowany byłby na obszarze województwa zachodniopomorskiego, prawdopodobnie w rejonie miejscowości Płoty.

Jednakże, w związku z faktem niezłożenia w wymaganym terminie – przez wcześniej zainteresowane podmioty – wiążących zamówień na przesył gazu planowanymi połączeniami, procedura *Open Season* została zakończona, bez podejmowania decyzji inwestycyjnych. Jednocześnie operator systemu przesyłowego Gaz-System SA poinformował o możliwości ponownego ogłoszenia procedury *Open Season* w przypadku, gdy pojawi się na rynku zainteresowanie realizacją nowych połączeń gazowych⁴³).

Ponadto, we wrześniu 2009 r. OGP Gaz-System SA w porozumieniu z czeskim operatorem systemu przesyłowego firmą RWE Transgas Net rozpoczął procedurę udostępniania przepustowości w rejonie Podbeskidzia. Przedmiotem procedury był projekt inwestycyjny obejmujący budowę gazociągu od granicy polsko-czeskiej w rejonie Cieszyna, będącego miejscem lokalizacji nowego punktu wejścia do systemu przesyłowego – do rejonu Skoczowa, gdzie nastąpić ma włączenie do

wniosku o zwolnienie PGNiG SA z obowiązku świadczenia usług magazynowania na zasadach TPA. Odmowna decyzja w tej sprawie została wydana w styczniu 2009 r. PGNiG SA Oddział OSM 1 lipca 2009 r. rozpoczął proces udostępniania pojemności magazynowych dla podmiotów trzecich. Zagadnienie to omówiono w pkt 2.3.5.

⁴³) Rozpoczęcie budowy połączenia Polska – Dania w rejonie Niechorza uzależnione było od decyzji inwestycyjnych dotyczących gazociągu Skanled, który miał przebiegać wzdłuż południowego wybrzeża Norwegii i miał rozwidlać się na odnogę duńską i szwedzką. Po powstaniu kolejnego morskiego gazociągu Baltic Pipe, istniała możliwość połączenia duńskiego systemu gazowego z polskim wybrzeżem w Niechorzu. W kwietniu 2009 r., z powodu zmiany warunków ekonomicznych i braku możliwości zapewnienia dostaw surowca, konsorcjum, które miało realizować projekt Skanled, zdecydowało o jego zawieszeniu.

istniejącego systemu przesyłowego. Nowopowstały gazociąg, który umożliwi przesył ok. 500 mln m³ gazu ziemnego rocznie, łączyć się będzie na granicy polsko-czeskiej z przygotowywanym przez RWE Transgas Net gazociągiem biegnącym od granicy do miejsca włączenia do systemu przesyłowego na terytorium Czech. W trakcie procedury OGP Gaz-System SA i RWE Transgas Net podpisały umowę o współpracy (ang. *Cooperation Agreement*) w zakresie realizacji inwestycji. Natomiast z trzema firmami, które wzięły udział w procedurze, tj. PGNiG SA, Handen Sp. z o.o. oraz KRI SA, podpisane zostały umowy o świadczenie usługi przesyłowej gazu. Tym samym procedura udostępnienia przepustowości dla połączenia międzysys-

pewniłaby umowa długoterminowa nie ma w tym przypadku znaczenia kluczowego⁴⁷⁾.

Reasumując, inicjatywy podejmowane przez podmioty odpowiedzialne za rozbudowę infrastruktury gazowej, z wykorzystaniem dostępnych procedur – zarówno Wstępnego Badania Rynku, jak i procedury *Open Season*, należy ocenić pozytywnie z punktu widzenia niedyskryminacyjnych zasad udostępniania przepustowości, a także ekonomiki i optymalizacji efektywności realizowanych projektów inwestycyjnych. Przyjęta przez przedsiębiorstwa gazownicze forma pozyskiwania informacji rynkowej na temat zapotrzebowania na zdolności przesyłowe wydaje się na chwilę obecną najwłaściwsza.

Tabela 31. Liczba i udziały rynkowe największych przedsiębiorstw w 2009 r.

Liczba przedsiębiorstw o udziale w danym rynku gazu ziemnego przekraczającym 5%	Udział trzech największych przedsiębiorstw w podaży paliwa gazowego [%]	Udział trzech największych przedsiębiorstw obrotu [%]	Liczba przedsiębiorstw z kapitałem zagranicznym aktywnych na rynku	Udział w rynku przedsiębiorstw z kapitałem zagranicznym [%]
1	100	97,4	12	1,34

Źródło: URE.

temowego w rejonie Podbeskidzia zakończyła się powodzeniem na początku 2010 r. Oddanie do użytku gazociągu międzysystemowego i w konsekwencji rozpoczęcie świadczenia usługi przesyłania planowane jest na początku 2011 r.

Podobne w formie działania, mające na celu określenie zapotrzebowania na usługi, które realizowane będą w budowanym terminalu do importu skroplonego gazu ziemnego LNG tj. usług w zakresie regazyfikacji oraz usług dodatkowych zapewniających dostęp do nowobudowanej infrastruktury, podjęło przedsiębiorstwo Polskie LNG Sp. z o.o.⁴⁴⁾ (PLNG Sp. z o.o.)⁴⁵⁾. Spółka ta rozpoczęła 23 czerwca 2009 r. Procedurę Udostępnienia Terminalu LNG w Świnoujściu 2009, w wyniku której ustalono zasady świadczenia usług zapewniających m.in.: pokrycie zapotrzebowania rynku, integralność infrastruktury terminalu i optymalizację kosztów usług⁴⁶⁾. Jednakże, do tej pory nie została zawarta żadna umowa na podstawie tej procedury, co wynikać może z faktu, iż decyzja inwestycyjna została podjęta, natomiast finansowanie, jakie za-

2.1.2. Rynek detaliczny

Rynek detaliczny gazu był w 2009 r. zdominowany przez przedsiębiorstwo PGNiG SA, prowadzące m.in. działalność w zakresie obrotu gazem ziemnym, także na poziomie sprzedaży detalicznej. GK PGNiG, w skład której wchodzi m.in. przedsiębiorstwo PGNiG SA, zajmujące się obrotem gazem ziemnym i będące dominującym sprzedawcą oraz sześciu operatorów dystrybucyjnych, którzy odpowiadają za transport gazu do odbiorców domowych, przemysłowych i hurtowych, jak również za eksploatację, remonty oraz rozbudowę gazociągów. W tab. 31 przedstawiono informacje o przedsiębiorstwach posiadających największe udziały rynkowe w 2009 r.

Pomimo wysokiego poziomu koncentracji wynikającego z pozycji GK PGNiG, na rynku detalicznym funkcjonuje pewna liczba podmiotów, których udział w rynku detalicznym wynosi ok. 2%. Tych kilkadziesiąt przedsiębiorstw prowadzi działalność polegającą na odsprzedaży gazu ziemnego nabywanego od PGNiG SA odbiorcom końcowym. Przeważająca większość zajmuje się sprzedażą gazu kupowanego od PGNiG SA za pośrednictwem własnych, lokalnych sieci dystrybucyjnych. Podmioty te są ważne, stanowią bowiem lokalne monopole wewnątrz obsługiwanych przez siebie własnych sieci, łącząc działalność

⁴⁴⁾ 1 stycznia 2010 r. PLNG Sp. z o.o. uległa przekształceniu w spółkę akcyjną.

⁴⁵⁾ Spółka PLNG Sp. z o.o. została powołana w 2007 r. przez PGNiG SA. Na mocy Uchwały Rady Ministrów z 19 sierpnia 2008 r. właścicielem PLNG Sp. z o.o. został OGP Gaz-System SA, spółka Skarbu Państwa odpowiadająca za bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego sieciami przesyłowymi. 8 grudnia 2008 r. nastąpiło nabycie 100% udziałów PLNG Sp. z o.o. przez Gaz-System SA.

⁴⁶⁾ Podstawę prawną przeprowadzenia procedury stanowią: dyrektywa 2003/55/WE, rozporządzenie 715/2009 oraz przepisy ustawy – Prawo energetyczne.

⁴⁷⁾ Uchwała Rady Ministrów z 19 sierpnia 2008 r. uznała budowę terminalu LNG za inwestycję strategiczną dla interesu kraju, zgodną z planami dywersyfikacji źródeł i dróg dostaw gazu ziemnego oraz zagwarantowania bezpieczeństwa energetycznego Polski.

Tabela 32. Wielkość i struktura sprzedaży do odbiorców końcowych

Wyszczególnienie	Ilość	Liczba odbiorców
RAZEM	13 284,0	6 592 755
1. Odbiorcy hurtowi*, z tego	222,0	65
z GK PGNiG	0,0	0
spoza GK PGNiG	222,0	65
2. OSP – (OGP Gaz-System SA)	84,5	17
3. OSD	126,8	13
4. Eksport	38,9	1
5. Odbiorcy końcowi – Przemysł, z tego	7 735,4	39 278
Zakłady azotowe	2 017,0	20
Elektrownie i elektrociepłownie	1 039,0	296
Ciepłownie	288,2	1 732
Inni mali odbiorcy (o zużyciu do 1 mln m ³ /rok)	831,9	36 675
Inni średni odbiorcy (o zużyciu powyżej 1 mln m ³ do 25 mln m ³ /rok)	1 919,5	534
Inni duzi odbiorcy (o zużyciu powyżej 25 mln m ³ /rok)	1 639,8	21
6. Odbiorcy końcowi – handel i usługi, z tego	1 352,1	147 152
Mali odbiorcy (o zużyciu do 1 mln m ³ /rok)	1 217,3	147 093
Średni odbiorcy (o zużyciu powyżej 1 mln m ³ do 25 mln m ³ /rok)	134,8	59
Duzi odbiorcy (o zużyciu powyżej 25 mln m ³ /rok)	0,0	0
7. Gospodarstwa domowe	3 714,3	6 406 229

* Odbiorcy kupujący w celu dalszej odsprzedaży.

Źródło: PGNiG SA.

dystrybucyjną i obrotu. Największymi pod względem wolumenu sprzedaży, są: EWE energia Sp. z o.o., G.EN. Gaz Energia SA, ENESTA SA, KRI SA.

W 2008 r. nastąpiła fuzja spółek Media Odra Warta Sp. z o.o. z siedzibą w Międzyzrzeczcu oraz EWE energia Sp. z o.o. z siedzibą w Poznaniu, a od maja 2009 r., ze względu na poszerzony obszar działania, połączone spółki funkcjonują wyłącznie pod nazwą EWE Energia. Spółka oprócz działalności na terenie woj. lubuskiego, dostarcza gaz także mieszkańcom województw: dolnośląskiego, opolskiego, świętokrzyskiego i lubelskiego. Spółka stale poszerza zasięg swojego działania oraz zwiększa sprzedaż gazu – w 2009 r. sprzedała ponad 70 mln m³ gazu.

Analizując rynek sprzedaży detalicznej gazu ziemnego w odniesieniu do grup odbiorców, należy wskazać, że najliczniejszą z nich stanowią gospodarstwa domowe – 97,17% ogółu odbiorców. Jednakże, udział tej grupy odbiorców w wolumenie sprzedaży w 2009 r. wyniósł jedynie 28,03%. Natomiast największy udział w sprzedaży gazu ziemnego odnotowano wśród odbiorców przemysłowych – 58,23%, wśród których dominujące były zakłady przemysłu azotowego i rafineryjnego oraz przedsiębiorstwa petrochemiczne. Ponadto PGNiG SA sprzedaje gaz do OGP Gaz-System SA i operatorów systemów dystrybucyjnych GK PGNiG – na potrzeby własne i bilansowania systemu. W 2009 r. potrzeby technologiczne (straty i zużycie własne) OGP Gaz-System SA oraz operatorów dystrybucyjnych GK PGNiG wynosiły 211,5 mln m³. Wielkość i strukturę sprzedaży gazu do odbiorców końcowych zamieszczono w tab. 32.

W 2009 r. prowadził działalność jeden podmiot nie posiadający sieci, realizując sprzedaż gazu ziemnego z wykorzystaniem zasady TPA. Ponadto na rynku funkcjonują nowe podmioty dokonujące sprzedaży gazu LNG bez wykorzystania sieci gazowych.

Polski rynek detaliczny gazu ziemnego jest silnie skoncentrowany. Realizacja wariantu centralizacji obrotu detalicznego⁴⁸⁾ (z jednoczesnym utrzymaniem działalności poszukiwawczej i wydobywczej w ramach GK PGNiG) oznacza utrzymanie *status quo* i wzmocnienie pozycji monopolistycznej przez PGNiG SA. Struktura rynku sprawia, że działania promujące zwiększenia konkurencji napotykać na wiele większe przeszkody niż w sektorze energii elektrycznej. Obawa, że w nowej strukturze PGNiG SA może wykorzystywać swoją pozycję, uzasadnia potrzebę utrzymania pełnej regulacji w stosunku do tej spółki i kontynuowania działań umożliwiających dywersyfikację dostaw oraz wejście na rynek nowymi podmiotami. Potwierdzeniem monopolistycznej pozycji PGNiG SA, ograniczającej rozwój konkurencji jest fakt, że od ponad 10 lat prorynkowych reform, sprzedaż gazu z wykorzystaniem zasady TPA ma charakter incydentalny.

⁴⁸⁾ Centralizacja obrotu polegała na przejściu przez PGNiG SA całej działalności handlowej, realizowanej uprzednio również przez inne podmioty grupy. Spowodowała ona zlikwidowanie granic pomiędzy sferą obrotu hurtowego i detalicznego. Aktualnie PGNiG SA zajmuje się sprzedażą hurtową i detaliczną gazu, *de facto* realizując umowy sprzedaży z niemal każdym odbiorcą w Polsce.

2.2. Regulowanie działalności przedsiębiorstw gazowniczych

2.2.1. Koncesje

Proces koncesjonowania w 2009 r. prowadzony był w następującym stanie prawnym. W świetle art. 32 ustawy – Prawo energetyczne uzyskania koncesji wymaga wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie:

- magazynowania paliw gazowych w instalacjach magazynowych, skraplania gazu ziemnego i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego, z wyłączeniem: lokalnego magazynowania gazu płynnego w instalacjach o przepustowości poniżej 1 MJ/s,
- przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych, z wyłączeniem: dystrybucji paliw gazowych w sieci o przepustowości poniżej 1 MJ/s,
- obrotu paliwami gazowymi, z wyłączeniem: obrotu paliwami gazowymi, jeżeli roczna wartość obrotu nie przekracza równowartości 100 000 euro, obrotu gazem płynnym, jeżeli roczna wartość obrotu nie przekracza równowartości 10 000 euro, oraz obrotu paliwami gazowymi dokonywanego na giełdzie towarowej w rozumieniu przepisów ustawy z 26 października 2000 r. o giełdach towarowych lub rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany w rozumieniu przepisów ustawy z 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi przez towarowe domy maklerskie prowadzące działalność maklerską w zakresie obrotu towarami giełdowymi na podstawie ustawy z 26 października 2000 r. o giełdach towarowych, jak również obrotu ciepłem, jeżeli moc zamówiona przez odbiorców nie przekracza 5 MW⁴⁹⁾,
- obrotu gazem ziemnym z zagranicą (art. 32 ust. 2).

W przypadku wykonywania działalności w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą, zgodnie z art. 33 ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE udziela koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą wnioskodawcy, który posiada własne pojemności magazynowe lub zawarł umowę przedwstępną o świadczenie usługi magazynowania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, o których mowa w art. 24 ust. 1 w wielkości ustalonej zgodnie z art. 25 ust. 2 ustawy o zapasach. Ponadto w świetle art. 35 ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne wniosek o udzielenie koncesji

na obrót gazem ziemnym z zagranicą powinien określać prognozowaną wielkość przywozu gazu ziemnego oraz sposób utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, zgodnie z art. 24 ust. 1 ustawy o zapasach. Pozostałe warunki formalne dotyczące uzyskania koncesji w zakresie paliw gazowych są analogiczne do opisanych w pkt 1.2.1. (dla energii elektrycznej).

Ilość wniosków złożonych do Prezesa URE w sprawie udzielenia koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie paliw gazowych była porównywalna z ilością wniosków, które wpłynęły w 2008 r. Natomiast w przypadku wniosków o udzielenie promes koncesji w 2009 r. zaobserwowano spadek ich liczby prawie o połowę w porównaniu z 2008 r.

Podobnie jak w 2008 r. aktywność nowych przedsiębiorców na rynku paliw gazowych w 2009 r. była niewielka. Przedmiot działalności nowych uczestników rynku gazu koncentruje się głównie na działalności związanej z obrotem paliwami gazowymi zarówno gazem ziemnym sieciowym, jak i LNG oraz dystrybucją paliw gazowych. W znacznej większości przypadków wnioskodawcami były spółki prawa handlowego należące do tej samej grupy kapitałowej, której strategia działania opiera się na rozwoju lokalnych rynków gazu, tzw. „białych plam”, czyli dotychczas niezgazyfikowanych obszarów kraju. Realizacja inwestycji sieciowych na tych obszarach często powiązana jest z budową instalacji regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego LNG, w związku z brakiem połączenia z systemem gazowym. Na rynku gazu pojawiło się także kilka nowych podmiotów niepowiązanych z dwiema najaktywniejszymi grupami kapitałowymi. Jednakże przedsiębiorcy ci prowadzą działalność w bardzo ograniczonym zakresie na obszarze o niewielkim, lokalnym zasięgu.

Do 2009 r. gazyfikacją „białych plam” nie wykazywali zainteresowania operatorzy systemów dystrybucyjnych. Jednak w ostatnim czasie również OSD gazowi docenili ten segment rynku oraz sposób zapotrzenia odbiorców w paliwa gazowe z wykorzystaniem instalacji LNG w miejscach, gdzie budowa połączeń z systemem przesyłowym nie jest możliwa do przeprowadzenia ze względów technicznych lub ekonomicznych.

Na podstawie udzielonych koncesji i ich promes oraz funkcjonujących koncesji można stwierdzić, że na rynku paliw gazowych konkurencja jest znacznie ograniczona. Należy także zauważyć, że od czasu wejścia w życie nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne, uzależniającej udzielenie koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą od posiadania własnych pojemności magazynowych lub zawarcia umowy przedwstępnej o świadczenie usługi magazynowania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej (art. 33 ust. 1a), w związku z uwarunkowaniami technicznymi, tj. ko-

⁴⁹⁾ Art. 32 ust. 1 pkt 4 zmieniony przez art. 6 pkt 4 ustawy z 4 września 2008 r. o zmianie ustawy o obrocie instrumentami finansowymi oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2009 r. Nr 165, poz. 1316) 21 października 2009 r.

niecznością budowy własnych magazynów lub zawarciem umowy o udostępnienie pojemności magazynowych, wnioskodawcy ubiegający się o takie koncesje nie byli w stanie spełnić wymogów faktycznych, aby je otrzymać.

Udzielanie, zmiany, cofnięcia i wygaśnięcia koncesji

W 2009 r. w zakresie paliw gazowych (tj. przesyłania, dystrybucji paliw gazowych, skraplania gazu ziemnego i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego oraz obrotu paliwami gazowymi), Prezes URE udzielił jedenastu koncesji oraz cztery promesy koncesji, w tym jednej na obrót gazem ziemnym z zagranicą.

Liczbę koncesji i promes udzielonych w 2009 r. w podziale na poszczególne rodzaje działalności w zakresie paliw gazowych przedstawiono w tab. 33.

Tabela 33. Koncesjonowanie paliw gazowych – ujęcie liczbowe

Zakres działalności	Koncesje udzielone w 2009 r. [szt.]	Koncesje ważne na koniec 2009 r. [szt.]	Promesy koncesji udzielone w 2009 r. [szt.]
Wytwarzanie	0	1	0
Magazynowanie	0	1	0
Przesyłanie lub dystrybucja	4	62	2
Obrót	6	75	1
Obrót gazem ziemnym z zagranicą	0	19	1
Skraplanie i regazyfikacja skroplonego gazu ziemnego	1	3	0
Razem	11	161	4

Źródło: URE.

W 2009 r. wydano dwadzieścia dwie decyzje zmieniające koncesje oraz dwie decyzje zmieniające promesy koncesji w zakresie paliw gazowych. Zmiany te dotyczyły w szczególności:

- rozszerzenia zakresu udzielonych koncesji oraz obszaru wykonywania działalności w związku z przejściem lub oddaniem do użytkowania nowych składników majątku, służącego prowadzeniu działalności koncesjonowanej,
- rozszerzenia zakresu udzielonych promes koncesji w związku z planowaną realizacją inwestycji na nowych obszarach,
- zmiany nazwy lub siedziby koncesjonariusza,
- przedłużenia okresu obowiązywania koncesji, zgodnie z art. 39 ustawy – Prawo energetyczne.

W 2009 r. zostały cofnięte trzy koncesje w zakresie paliw gazowych na wniosek koncesjonariuszy. Stwierdzono wygaśnięcie dwóch koncesji w związku z wykreśleniem przedsiębiorców z rejestru przedsiębiorców KRS.

Ponadto w 2009 r. zawieszono sześć postępowań w zakresie paliw gazowych na wniosek przedsiębiorców. Ponadto jeden wniosek pozostawiono bez rozpatrzenia (przedsiębiorca nie uzupełnił wniosku o wymagane informacje i dokumenty).

2.2.2. Taryfy i warunki ich kształtowania (w tym monitorowanie wypełniania przez przedsiębiorstwo obowiązków dot. ewidencji księgowej)

W zakresie przepisów prawnych, które stanowiły podstawę kalkulacji taryf dla paliw gazowych, 2009 r. nie przyniósł żadnych zmian w stosunku do 2008 r.

Nadal nie ukazało się rozporządzenie w sprawie funkcjonowania systemu gazowego, co oznacza, że wciąż obowiązywało rozporządzenie Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z 6 kwietnia 2004 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci gazowych, ruchu i eksploatacji tych sieci⁵⁰), które było niedostosowane zarówno do postanowień ustawy – Prawo energetyczne w kształcie wprowadzonym nowelizacją z 4 mar-

ca 2005 r., jak i zmian, jakie miały miejsce na polskim rynku gazowym po wejściu w życie powołanego wyżej rozporządzenia. Zmiany rynku gazowego uwzględnione zostały w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z 6 lutego 2008 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi⁵¹), zwanym dalej „rozporządzeniem taryfowym”, co umożliwiło zatwierdzenie przedsiębiorstwom gazowniczym działającym w nowym kształcie⁵²) ustalonych przez nie taryf.

Wprawdzie w momencie zatwierdzenia w 2008 r. taryf kluczowych przedsiębiorstw gazowniczych rozporządzenie taryfowe już obowiązywało (weszło w życie 20 lutego 2008 r., podczas gdy taryfy zatwierdzone zostały 7 maja tegoż roku), to jednak przedsiębiorstwa te nie wykorzystały wówczas „przywileju” uwzględnienia w przychodzie regulowanym zwrotu

⁵⁰) Dz. U. Nr 105, poz. 1113.

⁵¹) Dz. U. Nr 28, poz. 165.

⁵²) W którym brak jest związków umownych między SGT EuRoPol-Gaz SA a OGP Gaz-System SA, między Gaz-System SA a operatorami systemów dystrybucyjnych GK PGNiG, a PGNiG SA na rzecz wszystkich odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowej i sieci dystrybucyjnych. GK PGNiG świadczy usługi kompleksowe w zakresie dostaw paliw gazowych.

z zaangażowanego kapitału w wysokości wynikającej z zasad określonych w rozporządzeniu taryfowym, ustalając go zgodnie z zasadami określonymi przez Prezesa URE w momencie wszczęcia postępowań o zatwierdzenie taryf (październik 2007 r.).

Obecnie zasady ustalania wskazanego zwrotu wynikają z postanowień § 6 ust. 3 rozporządzenia taryfowego. Zgodnie z nimi przedsiębiorstwo ma prawo nie tylko do zwrotu z zaangażowanego majątku trwałego, ale również z zaangażowanego kapitału obrotowego i są to średnie wartości w okresie regulacji. Natomiast Prezes URE – w ramach kompetencji przyznanych mu na mocy art. 23 ust. 2 pkt 2 i pkt 3 lit. c ustawy – Prawo energetyczne – jest władny do wyznaczenia czterech parametrów, które stanowią podstawę kalkulacji średnioważonego kosztu kapitału (WACC), o którym mowa w § 6 ust. 4 i 5 powołanego rozporządzenia, tj. stopy wolnej od ryzyka, premii za ryzyko udostępnienia kapitału własnego i obcego oraz współczynnika *asset beta*, jak również określenia majątku trwałego i kapitału obrotowego podlegającego wynagrodzeniu.

Oczekiwania Prezesa URE w zakresie kalkulacji zwrotu z zaangażowanego kapitału, stanowiącego element kalkulacji taryf zatwierdzanych w 2009 r., były następujące:

1) wynagradzany może być wyłącznie:

a) majątek trwały zaangażowany w działalność, której dotyczy taryfa; w przypadku Operatorów Systemu Dystrybucyjnego GK PGNiG SA (OSD), których majątek od 1 stycznia 2007 r. przeszacowany został do wartości godziwej – był to majątek dystrybucyjny o wartości sprzed przeszacowania, powiększony o majątek przejęty od OGP Gaz-System SA i majątek nowo wybudowany;

b) kapitał obrotowy na poziomie nie przekraczającym 1% wartości majątku trwałego; Prezes URE za niezasadne uznał bowiem wynagradzanie kapitału na poziomie przewidywanym przez przedsiębiorstwa; w jego ocenie niezbędna wysokość tego kapitału powinna zapewniać przedsiębiorstwu gazowiczemu utrzymywanie stałej płynności finansowej, którą umożliwi poziom kapitału określony wyżej,

2) średnioważony koszt kapitału ustalony zostanie zgodnie z wzorami określonymi w § 6 ust. 4 i 5 rozporządzenia taryfowego, przyjmując:

a) stopę wolną od ryzyka w wysokości równej średnioważonej rentowności 10-letnich obligacji Skarbu Państwa o stałym oprocentowaniu, zanotowanej na przetargach zorganizowanych w ciągu 12-tu miesięcy bezpośrednio poprzedzających przedłożenie wniosku taryfowego [r_f];

b) premie za ryzyko udostępnienia kapitału własnego w wysokości 4,64% [$r_m - r_f$], obcego w wysokości 1% [$DP = K_d - r_f$] (w przypadku OGP koszt kapitału obcego był równoważny kosztom obsługi umowy leasingowej);

c) miarę ryzyka zaangażowania kapitału equity $\beta = \text{asset } \beta * (1 + \text{kapitał obcy} / \text{kapitał własny})$, gdzie $\text{asset } \beta^{53)} = 0,57$, za wyjątkiem SGT EuRoPol-Gaz SA (EuRoPol), dla którego $\text{asset } \beta = 0,2$;

d) kapitał własny i obcy – średnie wielkości w okresie taryfowym.

Stawki za świadczenie usług siecią należącą do EuRoPol-u były stawkami dystansowymi, stawki zaś przesyłowe Gaz-Systemu pozostały stawkami grupowymi. Podobnie stawkami grupowymi były stawki dystrybucyjne.

W 2009 r. (analogicznie jak w latach ubiegłych) przychód regulowany spółek gazowniczych ustalany był metodą kosztową. W przypadku takich przedsiębiorstw jak EuRoPol oraz Gaz-System główną przyczyną była ich nieporównywalność do innych przedsiębiorstw działających na rynku polskim, natomiast w przypadku OSD – możliwa do zastosowania w przyszłości⁵⁴⁾ – metoda analizy porównawczej wciąż nie mogła być zastosowana z uwagi na brak porównywalnych danych statystycznych. OSD swoją działalność rozpoczęli dopiero w połowie 2007 r., przejmując część obowiązków z działalności obrotu (a zatem mimo funkcjonalnego rozdziału od działalności obrotu od 1 stycznia 2006 r., dane kosztowe dotyczące ich działalności obejmowały jedynie półtora roku), a ponadto majątek, jakim operatorzy ci dysponowali w 2008 r., był nieporównywalny z ich majątkiem z 2007 r. w związku z przejęciem od przedsiębiorstwa Gaz-System znacznej części majątku wysokiego ciśnienia.

A zatem podstawą kalkulacji taryf przedsiębiorstw gazowniczych w 2009 r. były planowane koszty uzasadnione, tj. koszty, które ze względów techniczno-organizacyjnych lub ekonomicznych przedsiębiorstwa te musiały ponieść dla sprawnego prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie objętym koncesją oraz marża (w przypadku działalności obrotu) lub zwrot z kapitału zaangażowanego w działalność związaną z przesyłaniem, dystrybucją lub magazynowaniem.

Główną przyczyną wzrostu przychodu regulowanego w 2009 r. we wszystkich sieciowych przedsiębiorstwach gazowniczych, a w ślad za tym stawek przesyłowych i dystrybucyjnych, było uwzględnienie zwrotu z zaangażowanego kapitału w wysokości dopuszczalnej przez przepisy § 6 rozporządzenia taryfowego.

⁵³⁾ Zgodnie z rekomendacją Banku Światowego, zawartą w materiale *Regulatory Structure and Risk and Infrastructure Firms, An International Comparison*, Grudzień 1996 r., Alexander Mayer and Weeds *asset beta* dla przedsiębiorstw gazowniczych, inwestowanie w które charakteryzuje się średnim poziomem ryzyka = 0,57, zaś poziomem niskim – 0,2.

⁵⁴⁾ Zdaniem analityków zastosowanie metody porównawczej do wyznaczania kosztów operacyjnych przedsiębiorstw, których liczba nie przekracza 10 wymaga stabilnych danych statystycznych z okresu co najmniej 5 lat.

Taryfy 2009

W 2009 r. w centrali urzędu prowadzonych było 37 postępowań w sprawie zatwierdzenia taryfy ustalonej przez przedsiębiorstwo gazownicze lub zmiany taryfy, lub zmiany terminu jej obowiązywania. 31 spośród nich zostało zakończonych.

Spośród wszczętych i prowadzonych w 2009 r. postępowań 31 dotyczyło zatwierdzenia taryfy, jedno – zmiany taryfy, jedno – zmiany i przedłużenia terminu obowiązywania taryfy, cztery – przedłużenia terminu obowiązywania taryfy.

Trzy postępowania zostały umorzone. W jednym przypadku dokonano umorzenia z uwagi na fakt, iż dotyczyło przedłużenia terminu obowiązywania taryfy, która utraciła swoją ważność. Dwa pozostałe umorzono, ponieważ przedsiębiorstwa nie posiadały koncesji, co – stosownie do postanowień art. 47 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne – jest warunkiem koniecznym wszczęcia i prowadzenia postępowań o zatwierdzenie taryfy.

Żadnemu z przedsiębiorstw nie odmówiono zatwierdzenia taryfy.

Nowa taryfa ustalona przez EuRoPol zatwierdzona została w marcu 2009 r. Podobnie jak podczas postępowań o zatwierdzenie taryf na lata 2006-2008, przedsiębiorstwo to wnioskowało o zatwierdzenie taryfy za usługi przesyłania gazu ziemnego wysokometanowego, przedkładając dwie różne wersje taryfy podpisane przez dwa różne składy członków zarządu (tj. Prezes + członek Zarządu i Wiceprezes + inny członek Zarządu), z których każdy – zgodnie z Krajowym Rejestrem Sądowym – uprawniony był do działania w imieniu i na rzecz przedsiębiorstwa. Po zatwierdzeniu tej wersji taryfy, która zawierała stawki opłat skalkulowane na podstawie przychodu uznanego przez Prezesa URE za uzasadniony, członkowie, którzy wnioskowali o zatwierdzenie wersji drugiej odwołali się do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. W 2009 r. sprawa ta nie była przez wskazany Sąd rozpatrywana.

Taryfy pozostałych kluczowych przedsiębiorstw gazowniczych zatwierdzone zostały 7 maja 2009 r. i weszły w życie od 1 czerwca 2009 r.

Z punktu widzenia odbiorców kluczowe znaczenie ma taryfa PGNiG SA, gdyż właśnie to przedsiębiorstwo dostarcza paliwa gazowe do 98% odbiorców w Polsce na podstawie umów kompleksowych, co oznacza, że PGNiG SA na rzecz tych odbiorców za-

kupuje usługi przesyłowe i dystrybucyjne oraz magazynuje gaz w swoich instalacjach na potrzeby sezonowego ich poboru.

Ceny paliw gazowych, przed i po ich zmianie, dla odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowej (w potocznym rozumieniu ceny hurtowe) przedstawia tab. 34.

Spadek ceny hurtowej gazu ziemnego wysokometanowego wynikał ze spadku kosztów jego pozyskania za granicą. Był on jednak niższy niż powszechnie oczekiwany w związku z obserwowanym na rynku światowym spadkiem cen produktów ropopochodnych, które stanowią podstawę stanowienia cen importowych, po których gaz ten nabywany jest za granicą.

Z uwagi jednak na to, że na koszt zakupu gazu w imporcie w równym stopniu wpływają ceny importowe co kursy walutowe (dolar amerykański w zakupach podstawowych i euro w zakupach z Niemiec), a obniżce cen importowych – w stosunku do cen, które stanowiły podstawę kalkulacji cen gazu obowiązujących do 31 maja 2009 r. – towarzyszył w tym okresie wzrost kursów walutowych, spadek ten był niższy niż oczekiwany.

Ponadto na wysokość ceny gazu wysokometanowego wpływ mają koszty jego pozyskania w kraju, koszty zakupu usługi jego przesyłania sieciami EuRoPol oraz koszty tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych. Wszystkie te koszty, w stosunku do kosztów będących podstawą kalkulacji ceny sprzed 1 czerwca 2009 r., wzrosły.

Główną przyczyną wzrostu kosztów pozyskania gazu krajowego i nabycia usługi od przedsiębiorstwa EuRoPol było uwzględnienie zwrotu z zaangażowanego kapitału w wysokości wynikającej z postanowień rozporządzenia taryfowego oraz parametrów określonych przez Prezesa URE. Tak więc zwrot ten policzony został od zaangażowanego majątku trwałego oraz kapitału obrotowego (średnich wartości w okresie regulacji), podczas gdy dla potrzeb ustalenia taryf ustalonych w 2008 r. zasady wynagradzania kapitału ustalał Prezes URE, który wynagradzał jedynie 1/2 majątku trwałego netto według wartości z końca roku sprawozdawczego poprzedzającego rok zatwierdzenia taryfy.

Jeśli chodzi o wzrost kosztów utrzymywania zapasów obowiązkowych, to wynikał on zarówno z faktu, iż – w myśl postanowień art. 74 ust. 2 pkt 2 ustawy

Tabela 34. Ceny paliw gazowych dla odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowej

Rodzaj gazu	Cena w zł/1000 m ³ obowiązująca w 2009 r.		Spadek w % (kol.3/2-1)*100	Koszt 1 GJ ciepła uzyskanego z gazu w zł wg cen obowiązujących	
	do 31 maja	od 1 czerwca		do 31 maja	od 1 czerwca
wysokometanowy GZ-50	998,3	910,0	-8,8	25,3	23,0
zaazotowany GZ-41,5	738,5	704,5	-4,6	22,5	21,5
zaazotowany GZ-35	632,7	594,2	-6,1	22,0	20,6

Źródło: URE.

o zapasach – od 1 października 2009 r. PGNiG SA obowiązany był zwiększyć wielkość tych zapasów, jak również z faktu wzrostu kosztów magazynowania w związku z uwzględnieniem postanowień powołanego wyżej § 6 ust. 3-5 rozporządzenia taryfowego.

Ceny – pochodzących ze źródeł krajowych – gazów zaazotowanych (podgrupy GZ-41,5 i GZ-35) ustalone zostały w relacji do ceny gazu wysokometanowego tak, aby jednostki ciepła uzyskiwane ze spalania tych gazów były zbliżone do jednostki ciepła (1 GJ) uzyskiwanej ze spalania gazu wysokometanowego. Stąd, w zatwierdzonej w 2009 r. taryfie, spadki cen gazów zaazotowanych były niższe od spadku ceny gazu wysokometanowego. Taki sposób ustalania cen gazów zaazotowanych równoważy jednak interesy odbiorców zaopatrywanych w gaz pochodzący wyłącznie z tanich źródeł krajowych z interesem odbiorców zaopatrywanych w gaz pochodzący zarówno ze źródeł krajowych, jak i z importu, a jednocześnie pozwala na niwelowanie skutków ewentualnego wzrostu kosztów zakupu gazu w imporcie.

Spadkowi cen gazu nabywanego od PGNiG SA towarzyszył wzrost stawek sieciowych. W przypadku gazu wysokometanowego wzrost tych stawek dotyczył zarówno odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowych, jak i sieci dystrybucyjnych. Natomiast w przypadku gazów zaazotowanych wzrost stawek sieciowych odnosił się jedynie do odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnych.

Przyczyną wzrostu tych stawek był zarówno wzrost taryf operatorów, jak i wzrost kosztów magazynowania w instalacjach własnych PGNiG SA. Dla gazu wysokometanowego wzrost średniej stawki przesyłowej wyniósł 7,3%, stawki zaś dystrybucyjnej od 7,6% w Dolnośląskiej Spółce Gazownictwa Sp. z o.o. do 19,4% w Górnośląskiej Spółce Gazownictwa Sp. z o.o. Natomiast dla gazów zaazotowanych średnia stawka przesyłowa nie wzrosła, dystrybucyjna zaś w Wielkopolskiej Spółce Gazownictwa Sp. z o.o. wzrosła o 18,3%, a w Spółce Dolnośląskiej o 19,6%. Przyczyną wzrostu stawek przesyłowych i dystrybucyjnych oraz kosztów magazynowania było przede wszystkim uwzględnienie w podstawie ich kalkulacji zwrotu z zaangażowanego kapitału ustalonego ściśle według zasad określonych w rozporządzeniu taryfowym. Nie bez znaczenia był również wzrost planowanych nakładów inwestycyjnych na rozwój sieci i zwiększenie pojemności magazynowych zapewniających bezpieczeństwo energetyczne kraju.

Zważywszy, że udział opłat za gaz jako towaru w stosunku do pozostałych opłat za dostarczanie gazu jest znaczący – średnia cena dostawy gazu⁵⁵⁾ ustalona na podstawie zatwierdzonej w 2009 r. taryfy PGNiG SA, w stosunku do ceny ustalonej na podstawie taryfy

ustalonej przez to przedsiębiorstwo w 2008 r., dla gazu wysokometanowego spadła o 3,3%, dla gazu zaazotowanego GZ-35 – o 1,3%, zaś dla gazu zaazotowanego GZ-41,5 spadek ten wyniósł 1,4%.

Porównanie średnich cen dostawy m³ gazu dla poszczególnych grup taryfowych ustalonych na podstawie taryfy obowiązującej po 1 czerwca 2009 r. i taryfy obowiązującej do tego dnia oraz planowanego na 2009 r. zużycia gazu i zamówionych mocy przedstawia tab. 35 (str. 53-56).

W związku z wyznaczeniem PGNiG SA na operatora systemu magazynowego, w 2009 r. po raz pierwszy przedsiębiorstwo to ustaliło stawki opłat za świadczenie usług magazynowych, które Prezes URE zatwierdził decyzją z 16 czerwca. Weszły w życie 1 lipca 2009 r.

Stawki te ustalone zostały przy założeniu, że usługi magazynowania paliwa gazowego PGNiG SA świadczyć będzie w instalacjach magazynowych KPMG Mogilno oraz PMG Husów i PMG Wierzchowice. Ze względu na różną charakterystykę techniczną, a w szczególności fakt, że KPMG Mogilno jest magazynem kawernowym, a pozostałe to magazyny złożowe, usługa magazynowania zaoferowana została – w pakietach obejmujących 1 mln m³ pojemności czynnej, łącznie z odpowiednią mocą załączania i odbioru, różną dla instalacji kawernowej, różną dla złożowej – odrębnie dla magazynu kawernowego, odrębnie dla złożowego. Dla potrzeb taryfy PMG Husów i PMG Wierzchowice zostały połączone w jedną instalację – Wirtualną Instalację Magazynową, zwaną „WIM”, w której można dokupić dodatkową moc odbioru i w której świadczenie usług magazynowania może odbywać się na warunkach ciągłych lub przerywanych.

Odpowiednio do zakresu świadczonych usług PGNiG utworzył w taryfie trzy grupy taryfowe: dla zlecających usługę magazynowania w KPMG Mogilno, dla zlecających usługę magazynowania w WIM na warunkach ciągłych lub przerywanych.

Łączna liczba pakietów przewidzianych w ofercie wynosi 1 582, z czego 352 pakiety przypadają na KPMG Mogilno (w tym 50 dla przedsiębiorstwa Gaz-System). Z 1 230 pakietów możliwych do zaoferowania w WIM, 905 przypada na zagwarantowanie potrzeb produkcji.

Przychody z tytułu świadczonej usługi magazynowej przedsiębiorstwo realizować będzie poprzez opłaty o charakterze stałym (za rezerwację pojemności czynnej, za moc odbioru, abonament) oraz opłaty zmienne (za załączenie i odbiór). Udział opłat zmiennych w całkowitych planowanych przychodach z tytułu świadczenia usług magazynowania wyniósł 5%, co odzwierciedla strukturę zmiennych i stałych kosztów prowadzenia działalności magazynowej.

Taryfy wszystkich kluczowych przedsiębiorstw sektora gazowego zatwierdzone zostały w 2009 r. na okres krótszy niż rok. Taryfa EuRoPol-u, która

⁵⁵⁾ Ustalona jako iloraz sumy opłat za gaz jako towar, opłaty za jego transport, magazynowanie oraz obsługę handlową do ilości gazu dostarczanego danej grupie taryfowej.

Tabela 35. Średnie ceny dostawy m³ gazu dla poszczególnych grup taryfowych

Średnie ceny dostawy gazu wysokometanowego				
w skali całego kraju				
Lp.	Symbol grupy taryfowej	Średnia cena dostawy wg taryfy obowiązującej w zł/m ³		Zmiana w % kol. (4:3)-1
		do 31 maja 2009 r.	od 1 czerwca 2009 r.	
1	W-1	2,3665	2,3553	-0,5
2	W-2	1,8297	1,8164	-0,7
3	W-3	1,5896	1,5760	-0,9
4	W-4	1,5120	1,4981	-0,9
5	W-5	1,5683	1,5546	-0,9
6	W-6	1,4464	1,4304	-1,1
7	W-6A	1,4273	1,3947	-2,3
8	W-6B	1,2586	1,1969	-4,9
9	W-7	1,3074	1,2752	-2,5
10	W-7A	1,3310	1,2916	-3,0
11	W-7B	1,2230	1,1633	-4,9
12	W-8	1,2001	1,1426	-4,8
13	W-9	1,1636	1,0972	-5,7
14	W-10	1,1274	1,0537	-6,5
Razem W		1,5303	1,5042	-1,7
	E-1A	1,1454	1,0787	-5,8
	E-2A	1,1093	1,0610	-4,3
	E-3A	1,0988	1,0334	-6,0
	E-3B	1,0875	1,0123	-6,9
	E-4A	1,0817	1,0058	-7,0
	E-4B	1,0712	0,9933	-7,3
Razem E		1,0828	1,0091	-6,8
Razem gaz wysokometanowy		1,3597	1,3155	-3,3
dla odbiorców przyłączonych do sieci				
Dolnośląskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.				
1	W-1	2,3773	2,3598	-0,7
2	W-2	1,8367	1,8066	-1,6
3	W-3	1,6591	1,6341	-1,5
4	W-4	1,5486	1,5175	-2,0
5	W-5	1,6259	1,5877	-2,4
6	W-6	1,4974	1,4658	-2,1
7	W-7A	1,3732	1,3300	-3,1
8	W-7B	1,2034	1,1331	-5,8
9	W-8	1,2343	1,1702	-5,2
10	W-9	1,1773	1,1047	-6,2
Razem W		1,5876	1,5503	-2,3
Górnśląskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.				
1	W-1	2,3164	2,3161	0,0
2	W-2	1,8852	1,8858	0,0
3	W-3	1,6166	1,6172	0,0
4	W-4	1,5332	1,5335	0,0
5	W-5	1,5630	1,5610	-0,1
6	W-6	1,4334	1,4204	-0,9
7	W-7A	1,3520	1,3223	-2,2
8	W-7B	1,2503	1,2002	-4,0
9	W-8	1,2039	1,1455	-4,8
10	W-9	1,1827	1,1207	-5,2
Razem W		1,5422	1,5225	-1,3

Karpackiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.				
1	W-1	2,1701	2,1597	-0,5
2	W-2	1,8211	1,8153	-0,3
3	W-3	1,5735	1,5656	-0,5
4	W-4	1,4747	1,4618	-0,9
5	W-5	1,5634	1,5566	-0,4
6	W-6	1,4284	1,4086	-1,4
7	W-7A	1,3026	1,2608	-3,2
8	W-7B	1,2078	1,1499	-4,8
9	W-8	1,1968	1,1377	-4,9
10	W-9	1,1458	1,0762	-6,1
11	W-10	1,1403	1,0703	-6,1
Razem W		1,5117	1,4880	-1,6
Mazowieckiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.				
1	W-1	2,5734	2,5416	-1,2
2	W-2	1,7764	1,7423	-1,9
3	W-3	1,5529	1,5212	-2,0
4	W-4	1,5001	1,4772	-1,5
5	W-5	1,5444	1,5168	-1,8
7	W-6A	1,4273	1,3947	-2,3
8	W-6B	1,2586	1,1969	-4,9
9	W-7A	1,3363	1,2928	-3,3
10	W-7B	1,1969	1,1298	-5,6
11	W-8	1,1995	1,1437	-4,7
12	W-9	1,1191	1,0414	-6,9
13	W-10	1,1129	1,0334	-7,1
Razem W		1,5099	1,4709	-2,6
Pomorskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.				
1	W-1	2,4382	2,4357	-0,1
2	W-2	1,8418	1,8422	0,0
3	W-3	1,6117	1,6120	0,0
4	W-4	1,5507	1,5356	-1,0
5	W-5	1,5545	1,5522	-0,2
7	W-6	1,4549	1,4515	-0,2
8	W-7	1,3074	1,2752	-2,5
9	W-8	1,1862	1,1384	-4,0
Razem W		1,5737	1,5642	-0,6
Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.				
1	W-1	2,3865	2,3860	0,0
2	W-2	1,8045	1,7745	-1,7
3	W-3	1,6162	1,6140	-0,1
4	W-4	1,5197	1,5189	-0,1
5	W-5	1,6008	1,5973	-0,2
6	W-6	1,4426	1,4270	-1,1
7	W-7A	1,3454	1,3092	-2,7
8	W-7B	1,2419	1,1872	-4,4
10	W-9	1,1816	1,1273	-4,6
11	W-10	1,1364	1,0704	-5,8
Razem W		1,5150	1,4929	-1,5
Średnie ceny dostawy gazu zaazotowanego GZ-41,5				
w skali całego kraju				
1	S-1	1,6364	1,6353	-0,1
2	S-2	1,2332	1,2306	-0,2

REALIZACJA ZADAŃ Z ZAKRESU REGULACJI GOSPODARKI PALIWAMI I ENERGIA

3	S-3	1,1346	1,1343	0,0
4	S-4	1,0177	1,0154	-0,2
5	S-5	1,1207	1,1186	-0,2
6	S-6	1,0313	1,0268	-0,4
7	S-7	0,8955	0,8751	-2,3
8	S-7B	0,8924	0,8756	-1,9
9	S-8	0,8663	0,8420	-2,8
10	S-9	0,8591	0,8333	-3,0
Razem S		1,0874	1,0808	-0,6
11	Lw-1A	0,8297	0,7957	-4,1
12	Lw-3A	0,8001	0,7679	-4,0
13	Lw-4A	0,7795	0,7451	-4,4
Razem Lw		0,7927	0,7587	-4,3
Razem		1,0092	0,9952	-1,4
dla odbiorców przyłączonych do sieci				
Dolnośląskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.				
1	S-1	1,6307	1,6291	-0,1
2	S-2	1,2170	1,2132	-0,3
3	S-3	1,1330	1,1333	0,0
4	S-4	1,0079	1,0045	-0,3
5	S-5	1,1266	1,1259	-0,1
6	S-6	1,0481	1,0463	-0,2
7	S-7	0,8955	0,8751	-2,3
8	S-8	0,8663	0,8420	-2,8
9	S-9	0,8591	0,833	-3,0
Razem S		1,0744	1,0665	-0,7
Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.				
1	S-1	1,6572	1,6576	0,0
2	S-2	1,2700	1,2702	0,0
3	S-3	1,1375	1,1364	-0,1
4	S-4	1,0354	1,0354	0,0
5	S-5	1,1102	1,1052	-0,4
6	S-6	1,0071	0,9987	-0,8
7	S-7B	0,8924	0,8756	-1,9
Razem S		1,1212	1,1122	-0,8
Średnie ceny dostawy gazu zaazotowanego GZ – 35				
w skali całego kraju				
1	Z-1	1,6618	1,6611	0,0
2	Z-2	1,1387	1,1360	-0,2
3	Z-3	0,9993	0,9929	-0,6
4	Z-4	0,9246	0,9209	-0,4
5	Z-5	0,9457	0,9282	-1,9
6	Z-6	0,8926	0,8764	-1,8
7	Z-7A	0,8875	0,8714	-1,8
8	Z-7B	0,8024	0,7801	-2,8
Razem Z		0,9491	0,9368	-1,3
	Ls-1	0,7138	0,6715	-5,9
Razem Ls		0,7138	0,6715	-5,9
Razem		0,9426	0,9304	-1,3
dla odbiorców przyłączonych do sieci				
Dolnośląskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.				
1	Z-1	1,3640	1,3539	-0,7
2	Z-2	1,1401	1,1399	0,0

3	Z-3	1,0324	1,0321	0,0	
4	Z-4	0,9141	0,9115	-0,3	
5	Z-6	0,9368	0,9273	-1,0	
Razem Z		1,0568	1,0526	-0,4	
Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.					
1	Z-1	1,6690	1,6685	0,0	
2	Z-2	1,1387	1,1359	-0,2	
3	Z-3	0,9991	0,9926	-0,6	
4	Z-4	0,9247	0,9210	-0,4	
5	Z-5	0,9457	0,9282	-1,9	
6	Z-6	0,8919	0,8756	-1,8	
7	Z-7A	0,8875	0,8714	-1,8	
8	Z-7B	0,8024	0,7801	-2,8	
Razem Z		0,9483	0,9359	-1,3	
Symbol grupy taryfowej	kryterium podziału na grupy		Symbol grupy taryfowej	kryterium podziału na grupy	
	moc [b]	roczna ilość gazu [a]		moc [b]	roczna ilość gazu [a]
Sieć dystrybucyjna o ciśnieniu nie wyższym niż 0,5 Mpa					
Gaz wysokometanowy			Gaz zaazotowany (S – GZ-41,5 Z – 35)		
W-1	b ≤ 10	0 ≤ a ≤ 300	S-1, Z-1	b ≤ 20	0 ≤ a ≤ 400
W-2		300 < a ≤ 1200	S-2, Z-2		400 < a ≤ 1600
W-3		1200 < a ≤ 80,00	S-3, Z-3		1600 < a ≤ 10650
W-4		a > 8000	S-4, Z-4		a > 10650
W-5	10 < b ≤ 65	–	S-5, Z-5	25 < b ≤ 65	–
W-6	65 < b ≤ 600	–	S-6, Z-6	65 < b ≤ 800	–
W-7	b > 600	–	S-7, Z-7	b > 800	–
Sieć dystrybucyjna o ciśnieniu wyższym niż 0,5 Mpa					
W-8	b ≤ 3300	–	S-8, Z-8	25 < b ≤ 65	–
W-9	3300 < b ≤ 10000	–	S-9, Z-9	65 < b ≤ 800	–
W-10	b > 10000	–			–
Sieć przesyłowa					
E-1	b ≤ 1500	–	L-1	0 < b ≤ 1800	–
E-2	1500 < b ≤ 3300	–	L-2	1800 < b ≤ 4000	–
E-3	3300 < b ≤ 20000	–	L-3	4000 < b ≤ 12000	–
E-4	b > 20000	–	L-4	b > 12000	–

Źródło: URE.

wprowadzona została do stosowania 1 kwietnia 2009 r., obowiązywać miała, zgodnie z wnioskiem przedsiębiorstwa, do 31 grudnia 2009 r. Termin obowiązywania taryf: PGNiG SA, Gaz-System-u oraz OSD, które weszły w życie 1 czerwca 2009 r., określony został na 31 marca 2010 r. Uzasadnieniem ustalenia terminów krótszych niż rok było dostosowanie terminu obowiązywania taryfy do okresu w przypadku:

- EuRoPol-u – na który zamawiana jest moc (styczeń-grudzień),
- zaś pozostałych kluczowych przedsiębiorstw sektora gazowego – roku gazowego obejmującego okres 1 kwietnia danego roku – 31 marca roku następnego.

Natomiast taryfy wszystkich pozostałych przedsiębiorstw, których wnioski rozpatrywane były

w 2009 r., zatwierdzone zostały na okres roku od dnia wprowadzenia ich do stosowania.

Postępowania administracyjne prowadzone w centrali urzędu w 2009 r. zakończyły się:

zatwierdzeniem taryf	
– spółek obrotu	2
– przedsiębiorstw sieciowych	8
– spółek dystrybucyjnych nie wydzielających operatora	13
zatwierdzeniem zmiany obowiązujących taryf	
– spółek obrotu	2
– spółek dystrybucyjnych nie wydzielających operatora	1
zatwierdzeniem zmiany okresu obowiązywania taryf	
– spółek dystrybucyjnych nie wydzielających operatora	1
zatwierdzeniem zmiany obowiązujących taryf i okresu ich obowiązywania	
– spółek dystrybucyjnych nie wydzielających operatora	1
umorzeniem postępowania	
– spółek dystrybucyjnych nie wydzielających operatora	3

Ponadto w 2009 r. w oddziałach terenowych URE wydano 25 decyzji zatwierdzających taryfy i 16 zatwierdzających zmiany (Aneks, tab. 5).

Wniosek o zwolnienie z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryfy dla gazu LNG

W 2009 r. przedsiębiorstwo energetyczne KRI SA wystąpiło do Prezesa URE o zwolnienie z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryfy dla gazu LNG. W przedmiotowej sprawie zastosowanie miał art. 49 ustawy – Prawo energetyczne, zgodnie z którym Prezes URE może zwolnić przedsiębiorstwo energetyczne z obowiązku przedkładania taryfy do zatwierdzenia, jeśli stwierdzi, że działa ono w warunkach konkurencji. Przy podejmowaniu decyzji Prezes URE bierze pod uwagę takie cechy rynku paliw i energii, jak: liczba uczestników i wielkości ich udziałów w rynku, przejrzystość struktury i zasad funkcjonowania rynku, istnienie barier dostępu do rynku, równoprawne traktowanie uczestników rynku, dostęp do informacji rynkowej, skuteczność kontroli i zabezpieczeń przed wykorzystywaniem pozycji ograniczającej konkurencję, dostępność do wysokowydajnych technologii. Zwolnienie może dotyczyć jedynie określonej części działalności przedsiębiorstwa, w zakresie w jakim działalność ta prowadzona jest na rynku konkurencyjnym.

Z przeprowadzonego badania rynku wynikało, że rynek gazu LNG nie jest rynkiem konkurencyjnym, stąd Prezes URE odmówił wnioskowanego zwolnienia z następującym uzasadnieniem:

- liczba uczestników na rynku LNG jest ograniczona po stronie podaży gazu LNG – produkcją gazu LNG zajmują się tylko dwa przedsiębiorstwa, tj. PGNiG SA oraz CP Energia SA. Struktura rynku, w której po stronie podaży (produkcji) są tylko dwa podmioty nie sprzyja swobodnemu kształtowaniu się poziomu cen gazu w warunkach rynkowych,
- struktura rynku LNG jest przejrzysta, ale zasady jej funkcjonowania takie nie są, ze względu na fakt, iż cena gazu LNG jest wyznaczana przez jedynego producenta – PGNiG SA,
- barierą dostępu do rynku gazu LNG jest ograniczona produkcja i dostępność tego surowca na terenie Polski. Jedynym producentem, który ma zakontraktowaną całkowitą sprzedaż gazu LNG jest PGNiG SA, natomiast gaz ze źródeł zagranicznych dla podmiotów krajowych jest w chwili obecnej niedostępny,
- brak wolnej gry rynkowej pomiędzy dostawcami LNG ogranicza skuteczność kontroli przed wykorzystywaniem pozycji ograniczającej konkurencję do działań administracyjnych *ex-post* Prezesa UOKiK i zgodnie z intencją ustawodawcy nie może zostać uznana jako wystarczająca.

Decyzja Prezesa URE, odmawiająca zwolnienia przedsiębiorstwa energetycznego z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryfy dla gazu LNG, nie oznacza braku możliwości podjęcia innej decyzji w przyszłości, w szczególności, gdy zmianie ulegnie, wyżej opisana, niekonkurencyjna sytuacja na rynku gazu LNG.

Monitorowanie wypełniania przez przedsiębiorstwo gazownicze obowiązków dot. ewidencji księgowej

Podobnie jak w latach ubiegłych w 2009 r. kontrola postanowień art. 44 ustawy – Prawo energetyczne – zobowiązujących przedsiębiorstwa energetyczne do prowadzenia ewidencji księgowej w sposób umożliwiający odrębne obliczanie kosztów i przychodów, zysków i strat dla każdej z wykonywanych działalności koncesjonowanych, a także do grup odbiorców określonych w taryfie – prowadzona była w ramach kontroli bieżącej.

W tym celu wykorzystano dane zawarte w prowadzonym przez Prezesa URE monitoringu przedsiębiorstw gazowniczych. W jego ramach przedsiębiorstwa – raz na kwartał – zobowiązane były przedstawiać informacje dotyczące wartości przychodów, kosztów i wyniku finansowego realizowanych w związku z prowadzoną działalnością koncesjonowaną, w rozbiciu na poszczególne grupy taryfowe. Zebrane dane podlegały weryfikacji pod kątem ich zgodności z danymi zawartymi w powszechnie obowiązującej sprawozdawczości statystycznej. Ocena przedstawianych przez przedsiębiorstwa energetyczne informacji była również wykorzystywana przy sprawdzeniu poprawności założeń przyjętych we wnioskach o zatwierdzenie taryf dla paliw gazowych, które były rozpatrywane w 2009 r.

Podkreślić należy, że w przypadku gdyby prowadzona analiza prowadziła do wniosku, iż przedsiębiorstwo nie wypełnia obowiązków wynikających z postanowień art. 44 ustawy – Prawo energetyczne, wówczas – w ramach posiadanych sił i środków – prawdopodobne byłoby dokonanie kontroli materiałów źródłowych w siedzibie tego przedsiębiorstwa.

2.2.3. Wyznaczanie operatorów systemów gazowych

W 2009 r. Prezes URE dokonał zmiany decyzji wyznaczającej operatora systemu przesyłowego w zakresie zmiany jego siedziby.

Operatorzy systemów dystrybucyjnych gazowych (OSDg) funkcjonujący w przedsiębiorstwie pionowo zintegrowanym obsługujący więcej niż 100 000 przyłączonych do swojej sieci odbiorców i sprzedający w ciągu roku powyżej 100 mln m³ pa-

liw gazowych mają obowiązek uzyskania niezależności pod względem formy prawnej, organizacyjnej oraz podejmowania decyzji (art. 9d ustawy – Prawo energetyczne). Obowiązek wydzielenia prawnego i organizacyjnego tzw. „dużych” OSD wszedł w życie 1 lipca 2007 r.

W 2009 r. Prezes URE przedłużył okres obowiązywania decyzji wyznaczających OSD do końca okresu obowiązywania koncesji trzem prawnie wydzielonym OSD gazowym („dużym” OSD).

2.2.4. Ustalanie metod kontroli i przygotowanie projektów działań dla poprawy efektywności przedsiębiorstw

Podstawowym narzędziem służącym poprawie efektywności przedsiębiorstw są modele ekonometryczne, które pozwalają na ocenę ich efektywności w zakresie kosztów operacyjnych, różnic bilansowych oraz nakładów inwestycyjnych.

Jednak – zdaniem analityków – aby w sposób efektywny do oceny kosztów operacyjnych można było zastosować model ekonometryczny, w przypadku gdy ilość przedsiębiorstw sieciowych nie przekracza 10, stabilna baza kosztowa musi obejmować okres co najmniej 5 lat. Tymczasem OSD samodzielną działalność gospodarczą rozpoczęli dopiero od lipca 2007 r., a o stabilnej bazie kosztowej w ich przypadku można mówić dopiero od 1 stycznia 2008 r., kiedy to przekazany został im pokaźny majątek związany z sieciami wysokich ciśnień. Z powyższego względu nie został ogłoszony przetarg na opracowanie modelu ekonometrycznego oceny kosztów operacyjnych.

Prezes nie dysponował również modelem pozwalającym ocenić poziom różnic bilansowych. Przyjął jednak rygorystyczne założenie – opierając się na informacjach w tym zakresie dotyczących operatorów sieci dystrybucyjnych prowadzących działalność w Unii Europejskiej – że maksymalna ilość gazu na potrzeby różnicy bilansowej nie może przekroczyć 2% ilości gazu dystrybuowanego przez dane przedsiębiorstwo.

Natomiast model ekonometryczny służący wyznaczeniu uzasadnionego poziomu nakładów inwestycyjnych został opracowany bezpośrednio w Urzędzie Regulacji Energetyki.

Zaznaczyć również należy, że w II połowie 2009 r. rozpoczął prace Zespół Projektowy – powołany na wniosek Izby Gospodarczej Gazownictwa, w skład którego weszli przedstawiciele powołanej Izby oraz Urzędu Regulacji Energetyki – którego zadaniem jest wypracowanie modelu regulacji działalności operatorów sieci dystrybucyjnych, który miały obowiązywać do czasu wprowadzenia modeli ekonometrycznych.

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

Nałożone na podmioty posiadające status operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu dystrybucyjnego obowiązki informacyjne, w szczególności dotyczące dostarczania użytkownikom systemu i operatorom innych systemów gazowych informacji o warunkach świadczenia usług przesyłania i dystrybucji, wynikają z art. 9 ustawy – Prawo energetyczne.

Monitorowanie wypełniania obowiązków publikacji przez OSP

Rozporządzenie nr 1775/2005/WE nakłada na operatora systemu przesyłowego obowiązek publikowania informacji dot. połączeń międzysystemowych, korzystania z sieci i rozdziału zdolności przesyłowych stronom umowy o świadczenie usług przesyłania paliw gazowych, z uwzględnieniem konieczności traktowania tych informacji jako poufnych ze względów handlowych. Ponadto rozporządzenie zobowiązuje OSP do upubliczniania szczegółowych informacji dotyczących oferowanych przez nich usług oraz zasad odnoszących się do mechanizmów alokacji zdolności przesyłowej.

Zgodnie z przywołanymi przepisami, OGP Gaz-System SA opracował IRiESP, w której zawarte są informacje dotyczące zasad zarządzania i rozdziału przepustowości połączeń międzysystemowych. Zatwierdzenie tego dokumentu przez Prezesa URE nastąpiło 17 grudnia 2009 r. i od tego momentu monitorowanie funkcjonowania systemu gazowego we wskazanym zakresie opiera się na kontroli wypełniania przez operatora obowiązków wynikających z IRiESP. Na swojej stronie internetowej operator zamieścił tekst instrukcji.

OSP publikuje informacje techniczne charakteryzujące system przesyłowy, niezbędne do uzyskania skutecznego dostępu do systemu, w szczególności:

- opis systemu przesyłowego w formie schematu sieci wraz z informacjami o punktach wejścia i wyjścia, w tym o punktach łączących z systemami innych operatorów,
- informacje o jakości gazu i standardach dotyczących wielkości ciśnień.

Jednocześnie istotne jest traktowanie tych informacji jako poufnych ze względów handlowych, o czym operator zapewnia na swojej stronie internetowej.

Sposób wypełniania przez OGP Gaz-System SA obowiązku publikowania powyższych informacji był monitorowany przez Prezesa URE.

Prezes URE corocznie, w drodze decyzji, określa szczegółowe zasady, na jakich OGP Gaz-System SA, pełniący funkcję OSP, jest zobowiązany publikować informację dotyczącą oferowanych usług wraz z informacjami technicznymi, niezbędnymi do uzyskania przez zainteresowanych skutecznego dostępu do sieci przesyłowej. W związku z zarzutami Komisji Europejskiej, dotyczącymi niespełnienia przez OSP niektórych wymogów rozporządzenia 1775/2005/WE, w 2009 r. Prezes URE ponownie przeanalizował decyzję wydaną w czerwcu 2008 r., która dotyczyła sposobu publikowania następujących informacji:

- dziennego stanu zdolności przesyłowej, maksymalnej technicznej zdolności przesyłowej, całkowitej zakontraktowanej i przerywanej zdolności przesyłowej oraz dostępnej zdolności przesyłowej dla poszczególnych punktów właściwych,
- dziennego stanu zdolności przesyłowej: całkowitej zakontraktowanej i przerywanej zdolności przesyłowej oraz dostępnej zdolności przesyłowej dla poszczególnych punktów właściwych prezentowanych w formie graficznej,
- prognozy dostępnej zdolności przesyłowej dla poszczególnych punktów właściwych na następnych 18 miesięcy, publikowanych w formie graficznej, przy wykorzystaniu kolorów: zielonego, żółtego i czerwonego,
- dostępnej zdolności przesyłowej oferowanej w ramach umów krótkoterminowych uaktualnianych z wyprzedzeniem jednodniowym i tygodniowym,
- wskaźników maksymalnego i minimalnego miesięcznego wykorzystania zdolności przesyłowej oraz średniego rocznego przepływu we wszystkich właściwych miejscach za okres ostatnich 3 lat w ujęciu rocznym (rok kalendarzowy),
- o planowanych okresach konserwacji i remontów, mogących mieć wpływ na prawa użytkowników sieci wynikające z umów przesyłowych.

Prezes URE, na podstawie decyzji, udzielił operatorowi zezwolenia na ograniczenie zakresu publikacji – na stronie internetowej OGP Gaz-System SA – w zakresie informacji liczbowych o całkowitej zakontraktowanej i dostępnej zdolności przesyłowej, średnim rocznym przepływie oraz wskaźnikach maksymalnego i minimalnego miesięcznego wykorzystania zdolności przesyłowej dla wszystkich właściwych punktów, łącznie z punktami wejścia i wyjścia.

Jak wskazano wcześniej, obowiązek przedkładania do zatwierdzenia Prezesowi URE informacji zamieszczanych na stronie internetowej przez operatora został ustalony zgodnie z art. 6 ust. 4 rozporządzenia

1775/2005/WE oraz art. 23 ust. 2 pkt 11a lit. a ustawy – Prawo energetyczne. Wymóg zwrócenia się przez operatora z wnioskiem o wyrażenie zgody na ograniczenie zakresu publikacji na stronie internetowej informacji liczbowych wynikał z art. 6 ust. 5 cytowanego rozporządzenia. Wypełniając powyższe obowiązki, operator opracował zasady publikacji informacji o zdolnościach przesyłowych w zarządzanym przez niego systemie oraz o planowanych okresach konserwacji i remontów, biuletynie informacyjnym i systemie przesyłowym i uzgodnił je z przedsiębiorstwem, na rzecz którego świadczy usługi przesyłowe. Ponadto w 2009 r. na terenie Polski jedynym dostawcą gazu było przedsiębiorstwo energetyczne PGNiG SA, z tego względu decyzja Regulatora o ograniczeniu zakresu publikacji dotyczyła wszystkich punktów wejścia i wyjścia, na których warunki były identyczne (jeden dostawca).

Po analizie powyższych faktów, w grudniu 2009 r. Prezes URE podjął decyzję o zmianie decyzji z czerwca 2008 r., ustalając okres jej obowiązywania do 31 grudnia 2010 r.

Przeprowadzona w ramach monitoringu weryfikacja informacji podawanych do publicznej wiadomości wykazała, iż prezentowane na stronie internetowej informacje nie realizują w pełni zobowiązań wynikających z przedmiotowych aktów, w szczególności w odniesieniu do „zdolności przesyłowej”. Zdolności te ujęte jako: maksymalna techniczna zdolność przesyłowa, całkowita zakontraktowana i przerywana zdolność przesyłowa oraz dostępna zdolność przesyłowa dla poszczególnych punktów właściwych tj. punktów wejścia (do) i wyjścia (z) systemu gazowego, nie uwzględniała informacji o dziennym stanie zdolności przesyłowej dla każdej doby gazowej bieżącego miesiąca. Ponadto, odnotowano opóźnienia dotyczące wpisów aktualizacyjnych dokonywanych – dla punktów wejścia i punktów wyjścia z systemu gazowego. Jednocześnie w związku z procesem przekazywania OSD majątku sieciowego na mocy porozumienia z 2 lipca 2007 r. zawartego pomiędzy Gaz-System SA, PGNiG SA i operatorami systemów dystrybucyjnych, wykazano w kontekście obowiązku publikacji, potrzebę zapewnienia dostępu do informacji na punktach granicznych systemów przesyłowego i dystrybucyjnych.

Odnosząc się do codziennego publikowania uaktualnień dotyczących dostępności krótkoterminowych usług należy wskazać, że zapisy IRiESP Gaz-System, pozwalają na oferowanie przez OSP usług ciągłych i nieciągłych dostępu stron trzecich, których czas trwania wynosi co najmniej jeden dzień. Jedynym ograniczeniem w oferowaniu przez OGP Gaz-System takich usług jest brak stawek za ich świadczenie w obecnej taryfie. Stan taki wynika z braku zainteresowania usługami krótkoterminowymi. W roku poprzedzającym rok ustalenia taryfy, OGP Gaz-System nie świadczył usługi przesyłania o okresie miesięcz-

nym, czy kwartalnym, pomimo istnienia taryfy dla takich okresów. Żaden z usługobiorców nie wykazał zainteresowania tego typu usługą, jak również usługami o czasie trwania „1 dzień”.

W kontekście monitorowania przez Prezesa URE wypełniania obowiązków przez OSP należy odnieść się do zakresu funkcjonowania przedsiębiorstwa SGT EuRoPol-Gaz SA, będącego właścicielem polskiego odcinka gazociągu Jamał-Europa. W rozumieniu ustawy – Prawo energetyczne (oraz dyrektywy rynkowej) przedsiębiorstwo to nie jest operatorem systemu przesyłowego gazowego^{56),57)}. SGT EuRoPol-Gaz SA na podstawie udzielonej przez Prezesa URE koncesji na przesyłanie paliw gazowych wykonuje działalność gospodarczą w zakresie przesyłania paliw gazowych przy pomocy polskiego odcinka gazociągu Jamał-Europa. Wykonywanie czynności technicznych na ww. gazociągu zostało powierzone na mocy umowy OGP Gaz-System SA⁵⁸⁾.

Obecnie jedynym operatorem systemu przesyłowego gazowego wyznaczonym decyzją Prezesa URE⁵⁹⁾ jest OGP Gaz-System SA z siedzibą w Warszawie⁶⁰⁾. Obszar, na jaki został on wyznaczony, nie obejmuje gazociągu jamalskiego, w związku z faktem, iż właściciel tego gazociągu, tj. SGT EuRoPol-Gaz SA nie wystąpił do Prezesa URE z wnioskiem o wyznaczenie decyzją operatora systemu przesyłowego (20 listopada 2009 r. SGT EuRoPol-Gaz SA wystąpił do Prezesa URE z wnioskiem o wyznaczenie operatora systemu przesyłowego na polskim odcinku gazociągu Jamał-Europa; postępowanie jest w toku). Jednocześnie, mając na uwadze skuteczność egzekwowania obowiązków wynikających z rozporzą-

dzenia 1775/2005/WE po wyznaczeniu operatora na gazociąg jamalskim, należy zauważyć, że odpowiednie narzędzie o charakterze sankcyjnym w tym zakresie daje Prezesowi URE przepis art. 56 ustawy – Prawo energetyczne⁶¹⁾.

W 2009 r. Prezes URE zwracał Ministrowi Gospodarki uwagę na konieczność podjęcia działań mających na celu uregulowanie kwestii wykonywania zadań operatora systemu przesyłowego na polskim odcinku gazociągu tranzytowego Jamał-Europa.

Monitorowanie wypełniania obowiązków publikacji przez OSD

Operatorzy systemów dystrybucyjnych mają obowiązek opracowania IRIESD, których część II, dotycząca bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi podlega, na mocy art. 23 ust. 2 pkt 8 ustawy – Prawo energetyczne, zatwierdzeniu przez Prezesa URE. W roku objętym sprawozdaniem wszyscy operatorzy zamieścili na swoich stronach internetowych obie części instrukcji.

Zgodnie z § 6 ust. 3 rozporządzenia Rady Ministrów z 19 września 2007 r. w sprawie sposobu i trybu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego⁶²⁾ operatorzy udostępniłi do wiadomości publicznej, poprzez publikację na swoich stronach internetowych, pierwszą część „Planu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego”. Plan zatwierdzony jest decyzją Prezesa URE i obowiązuje do dnia zatwierdzenia przez Prezesa URE jego aktualizacji.

Oprócz ww. informacji, do publikacji których OSD są zobowiązani z mocy prawa, zamieszczają oni na stronach internetowych szereg danych, przydatnych odbiorcom. Są to m.in. obowiązujące taryfy, ogólne informacje o parametrach jakościowych gazu, średnie parametry jakościowe gazu w danym miesiącu czy informacje o sposobie przyłączenia do sieci. Szczególnie pomocne wydają się być zakładki, zawierające odpowiedzi na najczęściej zadawane pytania oraz publikowanie podstawowych zasad bezpieczeństwa dla korzystających z instalacji gazowych. Prezes URE zwrócił szczególną uwagę na pozytywne, informacyjne i edukacyjne, walory opracowanych przez OSD stron internetowych.

Operatorzy wsparli projekt *Transition Facility*, współfinansowany przez Unię Europejską na zlecenie Fundacji Fundusz Współpracy i URE, przekazując szereg danych i udzielając odpowiedzi na zadane pytania. Uzyskane w ten sposób odpowiedzi mogą przyczynić się do wypracowania skutecznych mechanizmów liberalizacji rynku gazu.

⁵⁶⁾ Zgodnie bowiem z art. 9h ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne Prezes URE, na wniosek właściciela systemu przesyłowego, systemu dystrybucyjnego, instalacji magazynowania paliw gazowych lub instalacji skraplania gazu ziemnego, wyznacza, w drodze decyzji, na czas określony, nie dłuższy niż okres obowiązywania koncesji, operatorów: systemów przesyłowych, systemów dystrybucyjnych, systemów magazynowania paliw gazowych, systemów skraplania gazu ziemnego lub operatorów systemu połączonego oraz określa obszar, na którym będzie wykonywana działalność gospodarcza.

⁵⁷⁾ Zgodnie z art. 9k ustawy – Prawo energetyczne „operator systemu przesyłowego działa w formie spółki akcyjnej, której jedynym akcjonariuszem jest Skarb Państwa”.

⁵⁸⁾ „Umowa o wykonywanie zadań powierzonych przez podmiot pełniący funkcję operatora gazociągu tranzytowego z Federacji Rosyjskiej do Europy na terenie RP” zawarta 1 sierpnia 2005 r. pomiędzy PGNiG SA a OGP Gaz-System SA.

⁵⁹⁾ Decyzja z 23 czerwca 2006 r. nr DPE-47-4(2)/6154/2006/BT, zmieniona decyzją z 18 grudnia 2006 r. nr DPE-47-10(5)/6154/2006/MW.

⁶⁰⁾ Został on wyznaczony operatorem systemu przesyłowego gazowego na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej na okres od 1 lipca 2014 r., tj. na okres obowiązywania koncesji udzielonej decyzją z 30 czerwca 2004 r. nr PPG/95/6154/W/2/2004/MS (ze zm.) na przesyłanie paliw gazowych na okres od 1 lipca 2004 r. do 1 lipca 2014 r.

⁶¹⁾ Nie będąc wyznaczonym na operatora systemu przesyłowego spółka nie realizuje szeregu zadań istotnych z punktu widzenia bezpieczeństwa dostaw oraz rozwoju konkurencji.

⁶²⁾ Dz. U. z 2007 r. Nr 178, poz. 1252.

Rozszerzenie katalogu podmiotów podlegających obowiązkowi publikowania ww. informacji o operatorów systemów magazynowych i operatorów systemu LNG

Przyjęte w 2009 r. rozporządzenie 715/2009/WE kładzie szczególny nacisk na równy dostęp do informacji dla wszystkich uczestników systemu. Przepisy rozporządzenia stosowane będą od 3 marca 2011 r. W rozporządzeniu rozszerzony został katalog podmiotów podlegających monitorowaniu o operatorów systemów magazynowych i operatorów systemu LNG. Zgodnie z rozporządzeniem, krajowe urzędy regulacji mają regularnie monitorować przestrzeganie zasad równego dostępu do informacji, szczególnie dotyczących popytu i podaży, zdolności sieci, przepływów oraz utrzymywania, bilansowania oraz dostępności i wykorzystania instalacji magazynowych, jak również złagodzone zostać mają ograniczenia w publikacji ww. informacji, które do tej pory wynikały z obowiązku zachowania poufności.

Obowiązki informacyjne nałożone na uczestników rynku, w szczególności operatorów systemów są traktowane jako kluczowe dla rozwoju konkurencji, dlatego też działania Prezesa URE ukierunkowane będą m.in. na monitorowanie także tych obowiązków, do wypełniania których operatorzy systemów zostali zobowiązani w związku z uchwaleniem tzw. III Pakietu energetycznego.

Ponadto w 2009 r. w ramach przygotowywania przez odpowiedzialne podmioty zasad świadczenia usług magazynowych i regazyfikacyjnych, Prezes URE zgłosił uwagi do dokumentów, określających m.in. zasady udostępniania, wymiany i zarządzania informacjami, opierając się na tzw. Wytycznych Dobrych Praktyk ERGEG, obowiązujących regulacjach prawnych i aktach, należących do III Pakietu energetycznego. Przykładowo, na etapie prac dotyczących określania zasad i tworzenia dokumentów, związanych z funkcjonowaniem terminalu i świadczeniem usług regazyfikacji, zwrócono PLNG Sp. z o.o. uwagę na zapisy Umowy o zachowaniu poufności, w części dotyczącej zwrotu i niszczenia informacji uznanych za poufne. Podejście takie wynika z potrzeby zapewnienia zgodności z ww. rozporządzeniem. Dalsze informacje, dotyczące ww. opisanych zagadnień, zostały opisane w pkt 2.3.5. – monitorowanie warunków świadczenia usług magazynowania paliw gazowych, usług skraplania gazu ziemnego oraz innych usług świadczonych przez przedsiębiorstwa energetyczne.

2.2.6. Monitorowanie wypełniania przez operatorów systemów przesyłowych, dystrybucyjnych i magazynowych ich zadań

W 2009 r. monitorowanie przez Prezesa URE operatorów systemów przesyłowych, dystrybucyjnych

i magazynowych nie ograniczało się jedynie do analizy wykonywanych przez nich obowiązków wynikających bezpośrednio z rozporządzenia 1775/2005/WE i ustawy – Prawo energetyczne, w szczególności w zakresie przejrzystości, ale także związane było z prowadzonymi w urzędzie postępowaniami na wnioski przedsiębiorstw energetycznych.

Monitorowanie wypełniania przez operatorów systemu przesyłowego i dystrybucyjnego ich zadań było wykonywane przez Prezesa URE poprzez analizę wpływających skarg i wniosków związanych z dostępem podmiotów trzecich do infrastruktury magazynowej. W 2009 r. zostały rozpatrzone dwa takie wnioski: firmy Handen Sp. z o.o., posiadającej koncesję na obrót gazem oraz firmy Opoczno SA, będącej bezpośrednim odbiorcą paliwa gazowego. Analiza zgromadzonych wniosków dostarczyła następujących informacji:

- opłaty za moc przerywaną; wg taryfy operatora wynoszą 65% opłaty stałej i mogą stanowić barierę wejścia dla nowych podmiotów, które nie mają podpisanych umów długoterminowych na dostawę gazu,
- prawo odbiorcy zakupu paliwa gazowego od wybranego przez siebie sprzedawcy, zagwarantowane w art. 4j ustawy – Prawo energetyczne, napotyka na bariery w świetle procedur zawartych w IRiESP, dotyczących realizacji usługi dostaw paliwa gazowego do klienta,
- zapisy IRiESP OSP powinny zostać przeanalizowane pod kątem spójności z zapisami IRiESD w celu zagwarantowania przejrzystych zasad dostarczania paliwa gazowego do odbiorców końcowych.

Wnioski wynikające z prowadzonych postępowań wykorzystywane były m.in. w trakcie prac nad rozporządzeniem w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (tzw. rozporządzenie systemowe). Pozyskane informacje posłużyły do wypracowania rozwiązań na etapie zmiany instrukcji sieciowych.

Monitorowanie OSP w zakresie niezależności działania oraz realizacji programu zgodności

Równoprawne traktowanie uczestników rynku jest zasadą obowiązującą nie tylko OSD, ale także OSP, dlatego ustawa – Prawo energetyczne nakłada na OSP (spółkę OGP Gaz-System SA) obowiązki opracowania programu zgodności oraz corocznego przedkładania Prezesowi URE sprawozdania z realizacji tego programu.

Przekazane Prezesowi URE „Sprawozdanie z funkcjonowania programu zgodności OGP Gaz-System SA za rok 2008”, zostało opublikowane w Biuletynie Branżowym URE – Paliwa gazowe z 27 kwietnia 2009 r., Nr 11/2009 oraz na stronie internetowej URE. Zawartość merytoryczna sprawozdania wydawała się być niewystarczająca i nie dostarczyła

niezbędnej, w toku przygotowań metodologii zatwierdzenia programów zgodności decyzją Prezesa URE, wiedzy. W związku z tym, w 2009 r. do OSP skierowane zostały pytania, pozwalające na monitoring realizacji zadań OSP z obszaru równoprawnego traktowania użytkowników systemu, a dokładnie w kwestiach wdrożenia i aktualizacji programu zgodności oraz zapewnienia niezależności działania OSP i osób odpowiedzialnych za zarządzanie.

W odpowiedzi, operator przedstawił procedury i zasady realizacji programu zgodności, który został zaktualizowany m.in. w odpowiedzi na płynące z rynku informacje, dotyczące koniecznych działań podejmowanych na rzecz niedyskryminowania użytkowników systemu przesyłowego. OSP poinformował, iż przygotował i wdrożył program ochrony informacji sensytywnych oraz opracował procedury dostępu do informacji niejawnych i stanowiących tajemnicę przedsiębiorstwa. Warto podkreślić, iż pracownicy mający dostęp do ww. informacji zostali odpowiednio przeszkoleni i uzyskali stosowne certyfikaty. W kwestii niezależności działań, OSP poinformował, iż zgodnie z posiadanymi przez niego informacjami, członkowie jego zarządu nie uczestniczą w strukturach spółek innych przedsiębiorstw energetycznych. OGP Gaz-System SA prowadzi działalność niekoncesjonowaną, która jest związana z realizacją działań operatora, jednocześnie zaznaczając, że prowadzona jest oddzielna księgowość przychodów i kosztów w podziale na działalność koncesjonowaną i niekoncesjonowaną.

Wzbogacenie informacji uzyskanych od OSP w sprawozdaniu odpowiedziami udzielonymi na pytania zadane przez URE, pozwoli na przygotowanie się do procesu zatwierdzenia przez Prezesa URE tzw. programu zgodności OSP, przewidzianego w nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne⁶³.

Monitorowanie OSD w zakresie niezależności działania oraz realizacji programów zgodności

Zadania OSD są określone w ustawie – Prawo energetyczne, a Prezes URE został, w art. 23 ust. 2 pkt 20 ustawy, zobowiązany do monitorowania ich realizacji. Część z tych zadań dotyczy zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu, w tym szczególnie istotne jest odpowiednie określenie przez OSD obowiązków pracowników, w sposób zapewniający przestrzeganie przez nich zasady równego traktowania podmiotów.

Wypełniając ustawowy obowiązek, wszyscy OSD przedłożyli Prezesowi URE „Sprawozdania z działań

podjętych w roku 2008 w celu realizacji tzw. programów zgodności”. W celu umożliwienia oceny zainteresowanym osobom i opinii publicznej, podejmowanych przez OSD zadań w ww. zakresie, sprawozdania opublikowane zostały w Biuletynie Branżowym URE – Paliwa gazowe z 27 kwietnia 2009 r., Nr 11/2009 oraz na stronie internetowej URE.

Pozyskana ze sprawozdań wiedza wymagała pogłębienia, przede wszystkim z uwagi na brak wypracowanego standardu sprawozdań i różnego stopnia szczegółowości zawartych w nich informacji. Z uwagi na konieczność pozyskania informacji niezbędnych do przygotowania metodologii zatwierdzenia przez Prezesa URE tzw. programów zgodności OSD, co przewiduje nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne⁶⁴) oraz uzupełnienie wiedzy pozyskanej za pośrednictwem corocznych sprawozdań z realizacji programów zgodności, wśród OSD przeprowadzone zostało badanie ankietowe.

Badanie miało również na celu dostarczenie informacji o działalności OSD jako operatora, którego zadaniem jest zapewnienie równoprawnego traktowania wszystkich użytkowników systemu⁶⁵). Z osiągnięciem tego celu związanych jest kilka kwestii. Po pierwsze, zagadnienie niezależności działania OSD, w tym zmiana wizerunku przedsiębiorstw energetycznych w taki sposób, aby przeciętny odbiorca przestał utożsamiać OSD ze sprzedawcą. Służyć temu mogłyby takie środki jak: oddzielne siedziby, oddzielne punkty obsługi klienta i własne strony internetowe. Oprócz tego, kierownictwo przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo nie powinno wydawać OSD poleceń w kwestiach bieżącego funkcjonowania. Po drugie, opracowanie i wdrożenie programu, w którym OSD określa działania, jakie należy podjąć w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu, w tym w szczególności obowiązki pracowników wynikające z tzw. programów zgodności. Szczególną rolę w tym zakresie odgrywają szkolenia dla pracowników. Po trzecie, ochrona danych poprzez stworzenie odrębnych baz danych od baz innych podmiotów przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo. Poniżej przedstawione zostały zbiorcze wnioski z odpowiedzi udzielonych przez operatorów, dotyczące:

- niezależności działania OSD. W większości OSD mają oddzielne siedziby, jednak zdarzają się przypadki wynajmowania pomieszczeń od spółki obrotu/spółce obrotu. Jeśli chodzi o wydzielenie własnych punktów obsługi klienta, to OSD nie posiadają specjalnie stworzonych do tego celu jed-

⁶³) Rządowy projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz o zmianie innych ustaw (druk sejmowy nr 1276) 29.06.2009 r. został przekazany do Sejmu; na 31.12.2009 r. trwały prace w Komisji Gospodarki nad poprawkami Senatu; Ustawa została przyjęta 4 stycznia 2010 r. i weszła w życie 11 marca br.

⁶⁴) Patrz przypis 62.

⁶⁵) Ankieta dotycząca niezależności działania OSD oraz realizacji programów podjętych w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu (Programów zgodności); okres objęty badaniami: od 1 lipca 2007 r. do 30 czerwca 2009 r.

nostek. Informują natomiast, że do obsługi klienta przygotowane są oddziały – zakłady gazownicze oraz jednostki terenowe – rozdzielnie gazu/rejony dystrybucji gazu. OSD nie odnotowali w badanym okresie sytuacji, w których kierownictwo przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo wydawałoby im polecenia w kwestiach bieżącego funkcjonowania. Tylko jeden OSD – KSG, wymienił Wytyczne do Planu Działalności Gospodarczej jako przykład zaistnienia takiej sytuacji. Wszyscy OSD zapewniają odbiorcom dostęp do informacji poprzez własne strony internetowe, na których zamieszczone zostały IRiESD, określające warunki korzystania z tej sieci przez użytkowników systemu, w tym procedury zmiany sprzedawcy. Jednak OSD nie zamieścili tej procedury odrębnie od IRiESD, co przyczyniłoby się do łatwiejszego dostępu do informacji i popularyzacji zasady TPA wśród odbiorców,

- opracowania i wdrożenia tzw. programu zgodności. Wszyscy OSD zrealizowali, wypływający z art. 9d ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne, obowiązek opracowania tzw. programu zgodności. W badanym okresie wszyscy OSD aktualizowali swoje programy, jednak zmiany zostały wprowadzone ze względu na zmianę nazwy spółki czy zmianę jej struktury, a nie na skutek próby udoskonalenia programu czy zlikwidowania problemów, które ewentualnie zostały zauważone podczas jego wdrażania. OSD przeprowadzili szkolenia dla pracowników, objętych programem zgodności, jak również przewidziane zostały konsekwencje dyscyplinarne za nieprzestrzeganie obowiązków określonych w programie,
- odrębnych baz danych. Warte podkreślenia są, sygnalizowane przez operatorów, aktualnie przeprowadzane prace, mające na celu rozdzielenie baz danych OSD i innych podmiotów wchodzących w skład przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo.

Wypełnianie zadań przez OSD będzie nabierało znaczenia w miarę postępowania procesu liberalizacji na rynku gazu. Na obecnym etapie zwrócenie uwagi OSD na konieczność starannej realizacji zadań jest przedmiotem szczególnego zainteresowania Prezesa URE. Wynika to z faktu, iż ewentualne różnicowanie podejścia OSD do użytkowników systemu może być jednym z czynników ograniczających konkurencję. Nie wszystkie elementy, decydujące o postrzeganiu OSD jako przedsiębiorstwa niezależnego i stosującego zasadę niedyskryminacji użytkowników systemu, można zmienić w krótkim okresie. Zasygnalizowanie oczekiwań ma uruchomić pewien proces i jest nastawione na osiągnięcie celu w dłuższym horyzoncie czasowym.

Uzupełnienie i usystematyzowanie informacji przekazanych przez OSD w sprawozdaniach danymi pozyskanymi w badaniu ankietowym, pozwoli na przygotowanie się do procesu zatwierdzania przez

Prezesa URE tzw. programów zgodności OSD, przewidzianego przez projekt nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne.

Monitorowanie wypełniania zadań ustawowych przez OSD i OSP

W 2009 r. Prezes URE monitorował realizację zadań wykonywanych przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych (art. 9d ustawy – Prawo energetyczne), w szczególności w odniesieniu do struktury przedsiębiorstw – ich formy prawnej i organizacyjnej, niezależności związanej z prowadzoną działalnością, niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu, a także realizacji obowiązków sprawozdawczych.

Monitorowanie w zakresie operatorstwa systemu przesyłowego – wykonywanego przez Gaz-System SA, dotyczyło:

- analizy danych, do których przedkładania została zobowiązana spółka po zatwierdzeniu IRiESP,
- okresowej analizy informacji, do publikowania których została zobowiązana spółka na podstawie obowiązujących przepisów i wydanych na ich podstawie decyzji Prezesa URE,
- sprawdzania informacji związanych z pismami bądź wnioskami innych przedsiębiorstw energetycznych, m.in. ubiegającymi się o zawarcie umów przesyłowych,
- ocenie działalności spółki pod kątem wypełniania zapisów IRiESP.

Monitorowanie w zakresie operatorstwa systemu dystrybucyjnego, wykonywanego przez sześciu operatorów dystrybucyjnych, dotyczyło wniosków i informacji kierowanych do URE przez przedsiębiorstwa, m.in. ubiegające się o zawarcie umowy dystrybucyjnej oraz procesu zatwierdzania IRiESD. Ponadto OSD przedłożyli Prezesowi URE, wspomniane wcześniej, „Sprawozdania z działań podjętych w 2009 r. w celu realizacji Programu Zgodności”, w szczególności w odniesieniu do zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu dystrybucyjnego, a także przestrzegania zasad ochrony poufnego charakteru informacji sensytywnych.

Ponadto Prezes URE, realizując w 2009 r. działania monitorujące zadania wykonywane przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych, brał czynny udział w badaniach monitorujących prowadzonych przez organizację skupiającą europejskich regulatorów – ERGEG. Prace te dotyczyły funkcjonowania rynku gazu ziemnego w poszczególnych krajach Wspólnoty, m.in. w odniesieniu do: Wytycznych dobrych praktyk, procedury *Open Season*, rozwoju hubów gazowych czy wypełniania obowiązków wynikających z art. 5 i 8 rozporządzenia 1775/2005/WE. Wyniki tych prac prezentowane są podczas odbywającego dwa razy w roku forum gazowego w Madrycie.

2.3. Przesłanki i ocena bezpieczeństwa dostarczania gazu ziemnego

2.3.1. Uzgadnianie projektów planów rozwoju gazowych przedsiębiorstw sieciowych

Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych, zgodnie z art. 16 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, są obowiązane do sporządzenia dla obszaru swojego działania planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na te paliwa. Projekty planów podlegają uzgodnieniu z Prezesem URE z wyłączeniem tych, które dotyczą przedsiębiorstw wykonujących działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji dla mniej niż 50 odbiorców, którym przedsiębiorstwo to dostarcza rocznie mniej niż 50 mln m³ tych paliw.

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 państwa. Plany rozwoju – ze względu na wieloletni cykl inwestowania oraz zaangażowanie znacznych środków finansowych (dużą kapitałochłonność), które powodują długookresowe konsekwencje finansowe dla przedsiębiorstwa i jego odbiorców – mają bezpośrednie przełożenie na poziom przyszłych taryf przedsiębiorstwa. Uzgadnianie projektów planów rozwoju pozostaje zatem w ścisłym związku z wydaniem decyzji w sprawie zatwierdzenia taryf.

Plany rozwoju są także podstawowym źródłem wiedzy o zamierzeniach inwestycyjnych przedsiębiorstwa w zakresie planowanych inwestycji służących przyłączaniu nowych odbiorców, jak też o przedsięwzięciach niezbędnych do utrzymania właściwego poziomu niezawodności i jakości świadczonych usług sieciowych

Nakłady inwestycyjne w zakresie sieci przesyłowej

W 2009 r. zakończono prace, rozpoczęte jeszcze w 2007 r., nad uzgodnieniem projektu planu rozwoju operatora sieci przesyłowej Gaz-System. Uzgodniony plan operatora dotyczy okresu od 1 maja 2010 r. do 30 kwietnia 2014 r. i uwzględnia wszystkie siedem zadań inwestycyjnych, tj. budowę gazociągów:

- Szczecin – Gdańsk,
- Gustorzyn – Odolanów,
- Szczecin – Lwówek,
- Rembelszczyzna – Gustorzyn,
- Włocławek – Gdynia,
- Jeleniów – Dziwiszów,
- Polkowice – Żary,

na budowę których przedsiębiorstwo to ubiega się o dofinansowanie ze środków UE w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko.

Uzgodniony plan nie obejmuje natomiast budowy gazociągu Baltic Pipe⁶⁶), co jest skutkiem otrzymanych wyników z procedury *Open Season* dotyczącej tego gazociągu oraz budowy terminala LNG w Świnoujściu, która będzie realizowana przez PLNG Sp. z o.o.

Zadania inwestycyjne z uzgodnionego planu rozwoju będą realizowane przez OGP w pięciu głównych obszarach, tj.:

- inwestycji strategicznych,
- dywersyfikacji dostaw,
- rozwoju rynku gazu,
- zwiększania bezpieczeństwa dostaw,
- likwidacji „wąskich gardeł” w systemie przesyłowym.

Nakłady inwestycyjne w zakresie sieci dystrybucyjnych

W 2009 r. uzgodniono również projekty planów rozwoju sześciu OSD. Przedłożone do uzgodnienia plany OSD obejmowały lata 2009-2013 i zostały one uzgodnione w zakresie rzeczowym. Natomiast poziom nakładów inwestycyjnych uzgodniono tylko na 2010 r. ze względu na końcową fazę prac prowadzonych w ramach projektu *Transition Facility* 2006/018-180.02.04, w wyniku których zmianie ulegnie metodologia oceny przedsięwzięć inwestycyjnych przedsiębiorstw energetycznych.

Oszacowania uzasadnionego poziomu nakładów inwestycyjnych OSD dokonano w oparciu o model porównawczy⁶⁷), w którym analizowano odrębnie nakłady związane ze wzrostem zapotrzebowania na paliwa gazowe, nakłady nie związane ze wzrostem zapotrzebowania na paliwa gazowe i pozostałe nakłady inwestycyjne nie ujęte w ww. dwóch grupach nakładów, tj. łączność, pomiary, informatyka, zakup pozostałych dóbr inwestycyjnych. Analizy dokonywane były odrębnie dla każdego roku objętego projektem planu i miały na celu wymuszenie poprawy efektywności oraz wyeliminowanie nieuzasadnionych różnic w zakładanych przez operatorów nakładach jednostkowych na poszczególne składniki majątku sieciowego i uwzględniały dynamikę poniesionych przez OSD nakładów inwestycyjnych w latach 2003-2008 w stosunku do nakładów uzgodnionych na te lata.

W 2009 r. zostało również przekazanych do Prezesa URE osiem projektów planów rozwoju przedsiębiorstw gazowniczych pełniących funkcję OSD, z których cztery uzgodniono. Pozostałe projekty z uwagi, iż zostały przekazane Prezesowi URE pod koniec 2009 r., zostaną uzgodnione w 2010 r.

⁶⁶) Gazociąg, który miał połączyć polski system przesyłowy z duńskim systemem przesyłowym.

⁶⁷) Model ten był wzorowany na modelu opracowanym i zastosowanym w ocenie projektów planów rozwoju elektroenergetycznych operatorów systemów dystrybucyjnych.

Tabela 36. Zestawienie nakładów inwestycyjnych sześciu OSD oraz OSP, ceny bieżące dla lat 2007-2009 oraz ceny stałe 2007 r. dla planu na 2010 r.

	Wykonanie 2007 [tys. zł]	Wykonanie 2008 [tys. zł]	Plan 2009 [tys. zł]	Plan 2010 [tys. zł]
Nakłady inwestycyjne	1 033 143	1 224 561	1 705 464	1 751 075

Źródło: URE.

2.3.2. Udzielanie zgody na budowę gazociągu bezpośredniego

Zgodnie z art. 7a ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne budowa gazociągu bezpośredniego, określonego w art. 3 pkt 11e powołanej ustawy, przed wydaniem pozwolenia na budowę w rozumieniu przepisów prawa budowlanego, wymaga uzyskania zgody Prezesa URE. Zgoda ta jest udzielana w drodze decyzji, po uprzednim ustaleniu czy przedmiotowa linia spełnia kryteria definicji linii bezpośredniej określone poprzez art. 3 pkt 11e ustawy – Prawo energetyczne oraz czy spełnione zostały warunki określone w art. 7a ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne.

W 2009 r. nie wpłynął żaden wniosek ani nie wydano żadnej decyzji w sprawie wyrażenia zgody na budowę gazociągu bezpośredniego.

2.3.3. Weryfikacja, w drodze decyzji, informacji o wielkościach obowiązkowych zapasów paliw gazowych

Na mocy postanowień ustawy o zapasach Prezes URE weryfikuje bądź ustala zapasy obowiązkowe importowanego gazu ziemnego, w ilościach odpowiadających w okresie:

- od dnia wejścia w życie ustawy do 30 września 2009 r. – co najmniej 11 dniom, natomiast
- od 1 października 2009 r. do 30 września 2010 r. – co najmniej 15 dniom

średniego dziennego przywozu tego gazu realizowanego przez przedsiębiorstwo wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą. Celem utrzymywania zapasów obowiązkowych jest zabezpieczenie przed negatywnymi skutkami zakłóceń w dostawach gazu ziemnego, które umożliwi podjęcie szybkich działań interwencyjnych pozwalających wyrównać braki w bilansie dostaw tego gazu na rynek.

Weryfikacja wskazanych zapasów dotyczy przedsiębiorstw, które importują już gaz, natomiast ich ustalenie odnosi się do przedsiębiorstw podejmujących dopiero działalność we wskazanym zakresie.

W pierwszym przypadku wielkość obowiązkowych zapasów gazu ziemnego ustala samo przedsię-

biorstwo na podstawie wielkości przywozu, w okresie od 1 kwietnia ubiegłego roku do 31 marca danego roku, która wynika ze – sporządzanych przez przedsiębiorstwo – sprawozdań statystycznych. Informację o ustalonych wielkościach zapasów przedsiębiorstwo przedkłada Prezesowi URE, do 15 maja danego roku, w celu jej weryfikacji (art. 25 ust. 3 powołanej ustawy).

Natomiast w przypadku drugim – stosownie do postanowień art. 25 ust. 5 ww. ustawy – wielkość zapasów obowiązkowych ustala Prezes URE:

- na okres od dnia rozpoczęcia przywozu do 30 września na podstawie deklaracji przedsiębiorstwa, dotyczącej planowanej wielkości przywozu,
- od 1 października do 30 września kolejnego roku na podstawie średniej ilości jego przywozu z dotychczasowego okresu prowadzenia działalności.

W 2009 r. Prezes URE na mocy wskazanej wyżej ustawy wydał jedynie jedną decyzję, w której zaakceptował ustaloną przez PGNiG SA wielkość zapasów, które to przedsiębiorstwo obowiązane jest utrzymywać w okresie od 1 października 2009 r. do 30 września 2010 r.

2.3.4. Zatwierdzanie planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego opracowanych przez operatora systemu przesyłowego gazowego oraz operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych

Stosownie do art. 58 ust. 1 ustawy o zapasach, operatorzy systemów przesyłowych gazowych, operatorzy systemów dystrybucyjnych gazowych oraz operatorzy systemów połączonych gazowych lub przedsiębiorstwa energetyczne pełniące funkcję operatorów są obowiązani do opracowania planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego. Zgodnie z art. 58 ust. 2 tej ustawy plany wprowadzania ograniczeń określają maksymalne godzinowe i dobowe ilości poboru gazu ziemnego przez poszczególnych odbiorców przyłączonych do sieci, dla poszczególnych stopni zasilania. Natomiast zgodnie z art. 58 ust. 17 ww. ustawy, operatorzy, o których mowa w ust. 1 tegoż przepisu, aktualizują corocznie plany wprowadzania ograniczeń i przedkładają je, do 15 listopada danego roku, Prezesowi URE do zatwierdzenia w drodze decyzji. W 2009 r. Prezes URE, decyzjami z 30 grudnia 2009 r., zatwierdził plan wprowadzania ograniczeń przedstawiony przez operatora systemu przesyłowego gazowego (OGP Gaz-System SA) oraz odpowiednie plany przedstawione przez sześciu operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych.

W ciągu 2009 r. w przypadku czterech operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych Prezes URE wydał decyzje zmieniające (w trybie art. 155 Kpa)

decyzje Prezesa URE z 2008 r. o zatwierdzeniu planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego, przedstawionych przez tych operatorów. Powyższe zmiany zostały dokonane w związku ze zmianami umów zawartych z odbiorcami przyłączonymi do sieci tychże operatorów, a co za tym idzie, zmianami maksymalnych godzinowych i dobowych ilości poboru gazu ziemnego w poszczególnych stopniach zasilania.

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

31 grudnia 2008 r. PGNiG SA został wyznaczony za operatora systemu magazynowania (OSM) paliw gazowych. Obowiązek wydzielenia OSM oraz wprowadzenia dostępu stron trzecich do instalacji magazynowej wynikał z dyrektywy 2003/55/WE i wdrażającej jej postanowienia ustawy – Prawo energetyczne.

Zgodnie z przyjętymi zapisami ustawy – Prawo energetyczne do najważniejszych obowiązków OSM należało m.in.:

- zapewnienie bezpieczeństwa funkcjonowania instalacji magazynowych i realizacja umów z użytkownikami tych instalacji,
- zapewnienie długoterminowej zdolności instalacji magazynowej w celu zaspokojenia uzasadnionych potrzeb w zakresie magazynowania paliw gazowych, a także w zakresie rozbudowy instalacji magazynowych,
- świadczenie usługi magazynowania niezbędnej do prawidłowego funkcjonowania systemu gazowego,
- współpraca z innymi operatorami systemów gazowych lub przedsiębiorstwami energetycznymi w celu niezawodnego i efektywnego funkcjonowania systemów gazowych oraz skoordynowania ich rozwoju.

Od stycznia 2009 r. rozpoczęto intensywne prace nad uruchomieniem świadczenia usługi magazynowania przez PGNiG SA. Prezes URE we współpracy z Ministrem Gospodarki opracował dokładny harmonogram prac tak, aby świadczenie usług magazynowania dla podmiotów trzecich rozpoczęło się 1 lipca 2009 r. Potrzeba skorzystania ze wsparcia Ministra Gospodarki wynikała z braku formalnej kompetencji Prezesa URE do zatwierdzania Regulaminu Świadczenia Usług Magazynowania, co przy braku uregulowań określających zasady świadczenia takich usług, na poziomie rozporządzeń, dawało PGNiG SA podstawy do opóźniania procesu (obowiązek określania stosownych zasad został wprowadzony w 2005 r. i do tej pory nie był zrealizowany). Harmonogram, zaakceptowany przez Ministra Gospodarki, przedstawiał się następująco:

- do 12 maja 2009 r. przedłożenie przez PGNiG SA do INiG odpowiedzi na pytania Komisji Europejskiej, dotyczące notyfikacji i funkcjonowania rynku gazu w Polsce,
- do 25 maja 2009 r. przedłożenie przez PGNiG SA wniosku do Prezesa URE o zatwierdzenie taryfy na świadczenie usług magazynowania gazu, tak aby taryfa mogła być opublikowana nie później niż 30 czerwca 2009 r.,
- do 25 maja 2009 r. przedstawienie do konsultacji Prezesa URE wzoru umowy o świadczenie usług magazynowych, tak aby wzór umowy mógł zostać opublikowany 13 czerwca 2009 r. na stronie internetowej OSM,
- do 30 maja 2009 r. przeprowadzenie konsultacji z Prezesem URE, dotyczących zasad świadczenia usług magazynowych oraz przedłożenie Kodeksu Usług Magazynowych, tak aby jego publikacja była możliwa w tym samym czasie, co publikacja taryfy, tj. 30 czerwca 2009 r.,
- do 30 maja 2009 r. przygotowanie odpowiedzi na pytania Komisji Europejskiej, dotyczące notyfikacji i funkcjonowania rynku gazu w Polsce.

Działania mające na celu osiągnięcie gotowości świadczenia usług w 2009 r. przedstawiały się następująco:

- opracowanie standardowego wzoru umowy,
- opublikowanie wzorca umowy o świadczenie usług magazynowych na wydzielonej zakładce OSM,
- opracowanie niezbędnych standardów współpracy z gazowym systemem przesyłowym w celu optymalnego wykorzystania mocy i pojemności instalacji magazynowych, podpisanie umów operatorskich – z uwagi na współpracę operatorską w tym zakresie (umowa o operatywne zarządzanie magazynami gazu pomiędzy PGNiG SA i OGP Gaz-System SA),
- przygotowanie projektu taryfy,
- złożenie wniosku taryfowego,
- opracowanie kodeksu magazynowego i jego uzgodnienie z Prezesem URE oraz publikacja,
- przeprowadzenie procesu kontraktacji na sezon 2009/2010 i 2010/2011,
- rozpoczęcie świadczenia usług magazynowych.

Jednym z najważniejszych etapów wdrożenia usługi magazynowania było badanie rynku (ang. *market screening*). W celu uzyskania informacji na temat zapotrzebowania na usługę magazynowania paliw gazowych, OSM przeprowadził takie badanie. Opublikował informację o przeprowadzonym badaniu na stronie internetowej, a także wystosował drogą elektroniczną zaproszenia do udziału w badaniu do czternastu wybranych podmiotów, potencjalnie zainteresowanych zleceniem usług magazynowania. Dodatkowo w dziennikach ogólnopolskich – w języku polskim i angielskim – ukazało się ogłoszenie za-

chęcające do wypełnienia przygotowanej przez OSM ankiety. Na przesłaną ankietę odpowiedziało pięć firm – jak podało PGNiG SA, sumaryczne zgłoszone zapotrzebowanie na tym etapie przekroczyło łączną pojemność czynną istniejących magazynów gazu.

W celu realizacji zasady dostępu stron trzecich do instalacji magazynowych na niedyskryminacyjnych i transparentnych zasadach, OSM przygotował projekt Regulaminu Świadczenia Usług Magazynowania, który poddany został konsultacjom społecznym. W odpowiedzi OSM pozyskał uwagi od czterech podmiotów.

W przeprowadzonych konsultacjach należy odnotować bezpośredni wkład Prezesa URE, który przedłożył wiele istotnych uwag, w tym najważniejsze dotyczyły:

- zgodności z regulacjami unijnymi i krajowymi – dyrektywą 2003/55/WE oraz ustawą – Prawo energetyczne, zwłaszcza w zakresie nie naruszenia zasady równego traktowania użytkowników systemu na korzyść przedsiębiorstw zależnych,
- uwzględnienia postanowień ustawy o zapasach dotyczące zasad uruchamiania zapasów obowiązkowych, ich wykorzystywania oraz uzupełniania,
- wprowadzenie zapisów wychodzących naprzeciw rozwiązaniom rynkowym, w tym zwłaszcza wykorzystaniu mechanizmów działania rynku wtórnego.

Mając na uwadze konieczność wypracowania rynkowych zasad świadczenia usług magazynowania, Prezes URE zobowiązał również OSP do zgłoszenia uwag do projektu Regulaminu Świadczenia Usług Magazynowania.

Kolejnym krokiem w kierunku świadczenia usługi magazynowania było zatwierdzenie w czerwcu 2009 r. – przez Prezesa URE – decyzji zatwierdzającej taryfę dla paliw gazowych w zakresie usług magazynowania paliw gazowych. Taryfa weszła w życie 1 lipca 2009 r.

Tym samym, 1 lipca 2009 r. PGNiG SA Oddział OSM rozpoczął proces udostępniania pojemności magazynowych dla podmiotów trzecich. Realizując obowiązek ustawowy OSM opublikował na stronie internetowej Regulamin Świadczenia Usługi Magazynowej wraz z formularzami dotyczącymi zgłoszenia potrzeb w zakresie magazynowania paliwa gazowego oraz informację o wielkości udostępnionych usług magazynowania paliwa gazowego. Łącznie udostępniono 627 mln m³ pojemności czynnych instalacji magazynowych, tj.:

- 302 pakiety w instalacji magazynowej KPMG Mogilno w ramach usługi ciągłej,
- 264 pakiety w ramach usługi ciągłej w wirtualnej instalacji magazynowej gazu (PMG Wierzchowice oraz PMG Husów) wraz z dodatkową mocą odbioru wynoszącą 248 tys. m³/h,
- 61 pakietów w ramach usługi przerywanej w wirtualnej instalacji magazynowej (PMG Wierzchowice oraz PMG Husów) wraz z dodatkową mocą odbioru wynoszącą 8,54 tys. m³/h.

Jednakże w okresie, w którym zainteresowane podmioty mogły wystąpić o udostępnienie usługi magazynowania paliwa gazowego – od 1 do 31 lipca 2009 r. wpłynął tylko jeden wniosek o świadczenie usługi magazynowania – PGNiG SA Oddział Obrotu Gazem. Wstępny podział zdolności magazynowania nastąpił 14 sierpnia 2009 r., zgodnie z przyjętym Regulaminem Świadczenia Usług Magazynowania. W wyniku rozpatrzenia otrzymanego wniosku udostępniono łącznie 627 pakietów (czyli 627 mln m³ pojemności czynnej instalacji magazynowej), na okres:

- w przypadku KPMG Mogilno do 31 marca 2013 r.,
- w przypadku instalacji wirtualnej, opartej na pracy PMG Wierzchowice i PMG Husów do 31 marca 2014 r.

Pozostałe zdolności magazynowe nie weszły w zakres instalacji magazynowych i zostały wykorzystane na potrzeby:

- wydobycia krajowego – 905 mln m³,
- Operatora Systemu Przesyłowego – 50 mln m³ pojemności czynnej.

Stosowną informację o dostępności usług magazynowych paliwa gazowego OSM umieścił na stronie internetowej Oddziału OSM.

Jednocześnie PGNiG SA poinformował, że w związku z prowadzonymi pracami inwestycyjnymi OSM przewiduje udostępnianie dodatkowych usług magazynowania paliwa gazowego zgodnie z przyjętym harmonogramem:

- w PMG Strachocina od 2011 r.,
- w PMG Wierzchowice od 2012 r.,
- w KPMG Kosakowo od 2014 r.,
- w KPMG Mogilno od 2014 r.

Rozbudowa powierzchni magazynowych ma odbywać się m.in. ze środków unijnych w ramach dofinansowania z Programu Operacyjnego *Infrastruktura i Środowisko*. Warunkiem koniecznym pozyskania dofinansowania tych inwestycji jest wdrożenie zasady dostępu stron trzecich do magazynów, co zostało uczynione. Prezes URE wspólnie z Ministrem Gospodarki oraz Ministerstwem Infrastruktury wspomagał PGNiG SA w rozmowach z Komisją Europejską w sprawie alokacji środków unijnych na potrzeby magazynowe.

Należy mieć na uwadze, że niewielkie zainteresowanie korzystaniem z usług magazynowych OSM wynikało z kilku przyczyn, najważniejsze z nich to:

- brak podmiotów, których działalność gospodarcza w zakresie obrotu gazem z zagranicą wymagała utrzymywania obowiązkowych zapasów paliw gazowych w 2009 r. Zgodnie z art. 24 ust. 5 ustawy o zapasach „przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą lub podmiot dokonujący przywozu gazu ziemnego mogą być

- zwolnione z obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych paliwa gazowego”. Z przepisu tego skorzystały wszystkie podmioty posiadające koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą,
- pewne osłabienie gospodarcze, którego skutkiem jest spadek zapotrzebowania na gaz oraz niezbyt klarowne prognozy co do poziomu popytu w latach kolejnych. Czynniki te sprawiły, że podmioty nie podjęły ryzyka związanego z ponoszeniem opłat z tytułu usług magazynowych, nie mające pewności, czy w kolejnych latach zdołają osiągnąć poziom sprzedaży, implikujący konieczność utrzymywania zapasu obowiązkowego,
 - brak dostępu do gazu jako towaru na istniejących połączeniach z innymi systemami. Gazprom starając się skuteczniej wpływać na negocjacje gazowe ze stroną polską, zmonopolizował sprzedaż gazu do Polski. W rezultacie spółka RosUkrEnergo (RUE), będąca jedynym alternatywnym dostawcą gazu z kierunku wschodniego, została wyeliminowana jako potencjalny dostawca. Pomimo wznowienia od 22 stycznia 2009 r. tranzytu przez terytorium Ukrainy, kontrakt RUE z PGNiG SA nie był realizowany. Może to świadczyć, iż także inne podmioty mogły mieć problem z dostawami z RUE pomimo wcześniejszych uzgodnień,
 - z informacji o działaniach podjętych przez PGNiG SA w okresie od 1 kwietnia 2008 r. do 31 marca 2009 r. w celu zapewnienia bezpieczeństwa paliwowego państwa wynika, że „z uwagi na zakaz reeksportu gazu rosyjskiego oraz przewidziane w *Państwowym budżecie Ukrainy na rok 2009* przeznaczenie gazu ziemnego z wydobycia krajowego na potrzeby rynku wewnętrznego, NAK Nafrohas Ukrainy odpowiedział negatywnie na prośbę PGNiG SA o zwiększenie dostaw. Także współpraca w obszarze tranzytu nie spotkała się z poparciem NAK”. Oznacza to, że problem dotyczy nie tylko możliwości nabywania na Ukrainie gazu, ale również możliwości tranzytu gazu zakupionego w innych państwach przez Ukrainę. Problemy wskazane przez PGNiG SA, związane z sytuacją po stronie ukraińskiej, dotyczą najprawdopodobniej również innych podmiotów i mogły mieć wpływ na wynik procedury udostępnienia.

Monitorowanie usług regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego

Terminal regazyfikacyjny skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu ma zostać oddany do eksploatacji w 2014 r. Powstanie terminalu pozwoli na odbieranie gazu ziemnego drogą morską. W celu jego realizacji powołano spółkę PLNG Sp. z o.o., która ogłosiła w 2009 r. „*Regulamin procedury udostępnienia terminalu LNG w Świnoujściu 2009 r.*”. Procedura udostępnienia terminalu została przygotowana w celu ustalenia zapotrzebowania rynku na usługi

podstawowe w zakresie usług regazyfikacji oraz usług dodatkowych, a także zapewnienia dostępu do nowobudowanej infrastruktury na równoprawnych i przejrzystych zasadach dla wszystkich zainteresowanych uczestników rynku gazu. Prezes URE w ramach działań monitorujących zgłosił do Regulaminu uwagi, mające na celu zapewnienie warunków konkurencji i zwiększenie przejrzystości.

Ponadto spółka PLNG Sp. z o.o. opracowała zasady świadczenia usług, które także poddane były ocenie sektorowej. Od października 2009 r. prowadzone były publiczne konsultacje projektów Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Terminala PLNG (IRiET) oraz Wzoru umowy o świadczenie usług regazyfikacji. Prezes URE brał udział w szeregu spotkań i konsultacji z przedstawicielami PLNG Sp. z o.o. W ramach prowadzonych konsultacji przedstawił również własne uwagi do Instrukcji i Umowy. Było to podyktowane potrzebą zasygnalizowania pewnych oczekiwań związanych z wypełnieniem przez PLNG Sp. z o.o. obowiązków prawnych w przyszłości. Obecnie PLNG Sp. z o.o. nie jest przedsiębiorstwem koncesjonowanym, w pełni podlegającym regulacjom ustawy – Prawo energetyczne. Spółka nie podejmowała z Prezesem URE żadnych wiążących uzgodnień dotyczących sposobu wypełnienia przez nią obowiązków m.in. dotyczących kwestii przejrzystości, niedyskryminacyjności, zakresu publikacji danych, udostępniania zdolności regazyfikacyjnych itd. Należy zauważyć, że podmiot nieregulowany po uzyskaniu statusu koncesjonariusza i operatora może mieć trudność z dostosowaniem się do stawianych wymogów prawa, jeśli nie podejmie prac nad zapewnieniem takiej zgodności odpowiednio wcześniej, szczególnie jeśli podpisze umowy nie uwzględniające osiągnięcia nowego statusu w przyszłości. Uwagi Prezesa URE dotyczyły konieczności bardziej szczegółowego opisu zasad i wymagań technicznych, doprecyzowania zapisów Instrukcji w zakresie dotyczącym podmiotów, które podpisały Umowę w ramach procedury *Open Season* oraz czytelnego wyznaczenia zakresu działalności operatora systemu LNG i innych podmiotów biorących udział w regazyfikacji. Wątpliwości Prezesa URE wzbudził także zakres katalogu danych sensorywnych, jako niedookreślony i zbyt szeroki, który może m.in. ograniczać wypełnianie kompetencji regulacyjnych przez Prezesa URE oraz utrudniać monitorowanie usług przez inne instytucje.

Wobec szczególnej roli, jaką w przyszłości odgrywać ma terminal LNG w Świnoujściu, Prezes URE podjął w 2009 r. kroki mające na celu zapewnienie równych i przejrzystych zasad dostępu dla wszystkich zainteresowanych uczestników rynku gazu oraz wypracowania rynkowych zasad świadczenia usługi regazyfikacji. Także w przyszłości, tj. z chwilą uzyskania przez PLNG Sp. z o.o. statusu koncesjonariusza i operatora, Prezes URE podejmie dalsze działania w celu kształtowania warunków świadczenia usług regazyfikacji i ich monitorowania.

2.3.6. Monitorowanie funkcjonowania systemu gazowego w zakresie bezpieczeństwa dostarczania gazu ziemnego

Naczelnym organem państwa właściwym w sprawach polityki energetycznej oraz zagadnień związanych z bezpieczeństwem energetycznym, w szczególności obejmujących nadzór nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w paliwa gazowe jest, zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne, Minister Gospodarki. Jednakże, bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego definiowane jako zapewnienie dostępu odbiorców do energii o określonej jakości i po przejrzystych, zależnych od kosztów cenach, jest niewielkim obszarem bezpieczeństwa energetycznego jako całości i w tym fragmencie jest stale monitorowany przez Prezesa URE za pomocą przydzielonych narzędzi, przy czym należy podkreślić, że monitorowanie to odbywa się w trybie działań *ex-ante*.

Do obszaru, który Prezes URE może monitorować w trybie ciągłym *ex-post* należą działania realizowane w trakcie wypełniania przez Prezesa URE różnych zadań ustawowych. W 2009 r. w obszarze monitorowania bezpieczeństwa dostarczania paliw gazowych szczególnie istotne były:

- **koncesje**
W przypadku koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą, brana jest pod uwagę możliwość tworzenia przez podmiot zasobów obowiązkowych, mających wpływ na bezpieczeństwo dostaw. Wnioskodawca takiej koncesji musi posiadać własne pojemności magazynowe, lub mieć zawartą umowę przedwstępną na świadczenie usługi magazynowania zasobów obowiązkowych gazu na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej (art. 25 ustawy o zasobach). Ponadto Prezes URE, przy wydawaniu koncesji, ocenia możliwość zapewnienia przez przedsiębiorcę wymaganego stopnia dywersyfikacji dostaw, zgodnie z rozporządzeniem Rady Ministrów z 24 października 2000 r. w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy,
- **taryfy**
Pośrednią metodą monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych jest taryfowanie przedsiębiorstw infrastrukturalnych. W trakcie procesu taryfowego rozstrzygany jest zakres finansowania majątku (przesyłowego i dystrybucyjnego oraz magazynowego) niezbędnego dla dostarczania paliw do odbiorców. Wielkość nakładów inwestycyjnych na majątek sieciowy, wysokość kwot przeznaczanych na remonty i modernizacje tego majątku decyduje o jego stanie fizycznym czyli bezpieczeństwie. Przegląd rocznych i kwartalnych sprawozdań przesyłanych przez przedsiębiorstwa GK PGNiG oraz OGP Gaz-System SA wskazują, że zatwierdzone taryfy zapewniły dobrą kondycję finansową przedsiębior-

stwa, tym samym możliwość finansowania zamierzeń inwestycyjnych, modernizacyjnych i prac remontowych,

- **zatwierdzanie planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego przez operatorów**

Operatorzy systemów przesyłowych, dystrybucyjnych, połączonych i przedsiębiorstwa energetyczne pełniące funkcję operatorów przedkładają do zatwierdzenia Prezesowi URE, do 15 listopada każdego roku, plany ograniczeń w poborze gazu na wypadek sytuacji awaryjnych. Tworzenie takich planów ma ułatwić zapewnienie bezpieczeństwa dostaw w wypadkach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa, nieprzewidzianego wzrostu jego zużycia przez odbiorców, wystąpienia zakłóceń w przywozie gazu, awarii w sieciach operatorów gazowych, zagrożenia bezpieczeństwa funkcjonowania sieci,

- **uzgodnienia projektów planu rozwoju sieciowych przedsiębiorstw gazowniczych**

Uzgodnianie projektów planu rozwoju sieci z Prezesem URE pozwala na monitorowanie przedsięwzięć niezbędnych do utrzymywania właściwego poziomu niezawodności i jakości świadczonych usług sieciowych.

W wyniku uzgadniania projektów planów rozwoju przedsiębiorstwa infrastrukturalne realizują zadania inwestycyjne i remontowe w celu zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu do odbiorców,

- **ustalenie w drodze decyzji wielkości obowiązkowych zasobów paliw gazowych oraz monitorowanie utrzymywania tych zasobów** (wyniki monitorowania wielkości zasobów paliw zostały szeroko omówione w rozdziale Kontrola zasobów)

jest kolejnym źródłem dla Regulatora informacji istotnych z punktu widzenia oceny bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych,

- **monitorowanie zarządzania ograniczeniami systemowymi**

W wyniku monitorowania mechanizmów zarządzania ograniczeniami identyfikowane były bariery ograniczające możliwość korzystania z sieci,

- **monitorowanie działań w zakresie środków bezpieczeństwa**

Dyrektywa 2004/67/WE Rady Unii Europejskiej z 26 kwietnia 2004 r. dotycząca środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego przedstawia listę narzędzi służących bezpieczeństwu dostaw gazu, których wprowadzenie nie pozostaje bez wpływu na działalność poszczególnych przedsiębiorców, w tym zwłaszcza na OGP Gaz-System SA oraz PGNiG SA.

W ramach monitorowania bezpieczeństwa dostaw gazu do odbiorców końcowych, w 2009 r. Prezes URE przeprowadził dwie kontrole zasobów paliw gazowych, zgromadzonych w magazynach na terenie Polski, według stanu na 30 maja i 15 września 2009 r.

Kontrole zostały przeprowadzone na podstawie art. 30 ustawy o zapasach i dotyczyły przedsiębiorstw wykonujących działalność gospodarczą polegającą na obrocie gazem z zagranicą i podmiotów dokonujących przywozu gazu, w zakresie wykonywania przez nie obowiązków utrzymywania zapasów gazu ziemnego, zgodnie z art. 24 ustawy. Kontrole objęły również przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie magazynowania gazu ziemnego w rozumieniu ustawy – Prawo energetyczne, świadczące usługę magazynową na rzecz przedsiębiorstw obrotu gazem z zagranicą lub podmiotów dokonujących przywozu.

Zakres przedmiotowy kontroli dotyczył, zgodnie z art. 30 ust. 4 ustawy o zapasach:

- zgodności stanu faktycznego z wielkością zapasów obowiązkowych gazu ziemnego ustaloną według zasad określonych w art. 25 ust. 2 albo ust. 5 ww. ustawy,
- kontroli dokumentów potwierdzających jakość gazu ziemnego,
- wykonania warunków umowy o świadczenie usług magazynowania gazu ziemnego, w rozumieniu art. 5 ust. 2 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne.

Kontrola została przeprowadzona w 18 przedsiębiorstwach posiadających koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą i przedsiębiorstwie posiadającym koncesję na magazynowanie, według stanu na 30 maja i 15 września 2009 r.

Wyniki kontroli były następujące:

- PGNiG SA utrzymywało zapasy obowiązkowe, które na 30 maja wyniosły 296 000 tys. m³, a na 15 września wyniosły 296 800 tys. m³ i były zgodne z wymaganą wielkością zapasów wyznaczonych decyzją Prezesa URE. PGNiG SA przedłożyło również szczegółową informację o zmagazynowanych zapasach. Zapasy utrzymywane były w trzech magazynach: Mogilno, Wierzchowice, Husów. Przedsiębiorstwo przedłożyło dokumenty potwierdzające parametry jakościowe gazu, które są zgodne z przepisami prawa,
- 1 lipca 2009 r. OSM rozpoczął procedurę udostępnienia magazynów gazu dla podmiotów trzecich. Żaden podmiot nie przystąpił do tej procedury i w związku z tym w 2009 r. OSM nie świadczył usługi magazynowej na rzecz podmiotów trzecich,
- 17 przedsiębiorstw nie utrzymywało zapasów gazu, w tym 13 przedsiębiorstw nie rozpoczęło działalności w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą, w związku z czym nie były zobowiązane do utrzymywania zapasów (Elcom, PKN Orlen, Pol-Aqua, Megagaz, Gas Trading, Energia Trading, ZA Puławy, Ekoenergiz, Bartimpex, Emfesz, ZA Anwil, Polenergia, Petro Wigor), a cztery przedsiębiorstwa zostały zwolnione z utrzymywania zapasów gazu przez Ministra Gospodarki (Handen, KRI, CP Energia, EWE energia).

Jednocześnie dwa przedsiębiorstwa: EuRoPol-Gaz SA i Gazownia Serwis Sp. z o.o., zostały wyłączone z obowiązku kontroli utrzymywania zapasów paliw na skutek interpretacji przepisu dotyczącego obowiązku magazynowania gazu ziemnego przez Ministra Gospodarki, który w swojej wykładni stwierdził, że przedsiębiorstwa energetyczne wykorzystujące paliwo gazowe na własne potrzeby przesyłu gazu lub eksportujące gaz zakupiony od przedsiębiorstwa, które utrzymuje zapasy gazu, nie są zobowiązane do utrzymywania zapasów paliw gazowych.

Monitorowanie stopnia dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego

Ważnym elementem zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju jest dywersyfikacja dostaw gazu ziemnego z zagranicy, zgodnie z wielkościami określonymi w § 1 ust. 1 rozporządzenia Rady Ministrów z 24 października 2000 r. w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy⁶⁸⁾. Powyższe wielkości określają na okres od 2001 r. do 2020 r. maksymalny udział gazu importowanego z jednego kraju pochodzenia, w stosunku do całkowitej wielkości gazu importowanego w danym roku. W świetle przepisów powołanego rozporządzenia w latach 2005-2009 maksymalny udział importowanego gazu z jednego kraju pochodzenia w stosunku do całkowitej wielkości gazu importowanego w danym roku nie mógł być wyższy niż 72%.

Wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą (OGZ) wymaga koncesji (art. 32 ust. 1 pkt 4 i ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne), przy czym koncesje te są wydawane z uwzględnieniem dywersyfikacji źródeł gazu ziemnego oraz bezpieczeństwa energetycznego. W koncesjach udzielanych przez Prezesa URE na OGZ zamieszczony został warunek dotyczący obowiązku dywersyfikacji.

W 2009 r. Prezes URE przeprowadził monitoring stopnia dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego zrealizowanych przez koncesjonariuszy w 2008 r.

W wyniku przeprowadzonego badania poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy, na podstawie informacji przedstawionych przez koncesjonariuszy ustalono, iż w odniesieniu do dwóch z nich zachodziło podejrzenie, że nie wypełnili oni obowiązku dywersyfikacji źródeł gazu.

Wobec ww. koncesjonariuszy w 2009 r. zostały wszczęte postępowania w sprawie wymierzenia kary na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 12 ustawy – Prawo energetyczne związane z możliwością nieprzestrzegania obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy, a tym samym naruszenie warunków koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą. Jed-

⁶⁸⁾ Dz. U. z 2000 r. Nr 95, poz. 1042.

no postępowanie zakończyło się wydaniem pod koniec 2009 r. decyzji w sprawie wymierzenia kary pieniężnej w kwocie 25 tys. zł.

2.3.7. Ocena bezpieczeństwa dostarczania gazu ziemnego

Analizując stan bezpieczeństwa dostarczania gazu należy wziąć pod uwagę istotne czynniki, mające rzeczywisty wpływ na jego ocenę, w szczególności: zapotrzebowanie rynku, stopień dywersyfikacji i portfolio kontraktowe na dostawy gazu do Polski, stan techniczny i funkcjonalność systemu: przesyłowego, magazynowego i systemów dystrybucyjnych oraz stopień połączeń polskiego systemu gazowego z systemem europejskim. Nie bez znaczenia jest potencjał wzrostu wydobycia krajowego, zakres kontroli właścicielskiej państwa, a także regulacje prawne w zakresie funkcjonowania całego sektora gazowego, w szczególności bezpieczeństwa dostaw, w tym mechanizmów i procedur kryzysowych oraz w zakresie dotyczącym wspierania inwestycji infrastrukturalnych, a także polityki Polski i innych państw europejskich oraz Komisji Europejskiej, w zakresie bezpieczeństwa energetycznego.

W 2009 r. na plan pierwszy wysunęła się kwestia zdolności systemu do zapewnienia dostarczenia gazu ziemnego w warunkach ograniczenia dostaw, a zatem ocena bezpieczeństwa powinna być dokonywana przez pryzmat wydarzeń i ich konsekwencji. W związku z zaistniałą na początku 2009 r. sytuacją, będącą m.in. skutkiem gazowego konfliktu ukraińsko-rosyjskiego, Prezes URE prowadząc działania monitorujące, wezwał przedsiębiorstwo OGP Gaz-System SA do przekazywania w cyklach dziennych, raportów informujących o stanie funkcjonowania systemu przesyłowego, w tym o wstrzymaniu lub ograniczeniu dostaw do polskiego systemu gazowego.

W ramach działań monitorujących, prowadzono również analizę regulacji pod kątem funkcjonowania systemu gazowego w sytuacjach kryzysowych. W tym kontekście działanie procedur kryzysowych należy ocenić pozytywnie. Procedowanie o ograniczeniu dostaw nie zostało, co prawda wprowadzone, ale uruchomiono procedury minimalizujące negatywne skutki deficytu. Przygotowano całą „infrastrukturę prawną”, tj. przepisy i procedury działań na wypadek ograniczeń dostaw oraz decyzje Prezesa URE, takie jak: plany wprowadzania ograniczeń, ilości obowiązkowych zapasów gazu, a także IRIESP, IRIESD oraz taryfy, które przewidywały zasady współpracy w warunkach ograniczeń⁶⁹⁾. Dodatkowo, dostawcy wprowadzili procedury, obejmujące m.in. mechanizm ograniczeń kontraktowych.

Odnotowania wymaga fakt wejścia w życie 7 stycznia 2009 r. rozporządzenia Rady Ministrów z 6 stycznia 2009 r. w sprawie wprowadzenia na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej ograniczeń w poborze gazu ziemnego dla niektórych odbiorców. Ograniczenia ujęte w rozporządzeniu nie dotyczyły jednak gospodarstw domowych, małych przedsiębiorstw i innych podmiotów, których zużycie gazu nie przekracza 417 m³ na godzinę. Tak przyjęte rozwiązania umożliwiły racjonalne gospodarowanie zapasami gazu ziemnego i zarządzanie przepływami gazu w Polsce. Jednocześnie, zatwierdzone przez Prezesa URE plany ograniczeń w pełni spełniły swoją rolę, natomiast ograniczenia kontraktowe objęły dwa podmioty, tj. Zakłady Azotowe Puławy oraz PKN Orlen.

W odniesieniu do oceny przygotowania infrastruktury na okoliczność wystąpienia ograniczeń w dostawach gazu, należy podkreślić, że istnieje świadomość co do braków w rozwoju infrastruktury i potrzeby zapewnienia dodatkowych dróg dostaw, tym bardziej, że kryzys gazowy 2009 r. nie jest pierwszym, jaki dotknął Polskę w ostatnich latach. W ocenie Regulatora konieczna jest rozbudowa infrastruktury, szczególnie zwiększenie pojemności czynnej podziemnych magazynów gazu ziemnego, które zapewniają ciągłość dostaw w przypadku wystąpienia zakłóceń w dostawach. Obecne pojemności są niewystarczające, a ich ograniczone zdolności załadowania i odbioru pozwalają jedynie na częściowe zabezpieczenie odbiorców w okresie wzmożonego zapotrzebowania. Ciągłej rozbudowy wymaga także system przesyłowy, szczególnie w regionach, gdzie występują ograniczenia przepustowości. W stosunku do 2008 r. odnotowano zaledwie niewielki, kilkukilometrowy przyrost długości sieci przesyłowej. Ponadto w celu pokrycia zapotrzebowania na gaz niezbędne jest kontynuowanie prac związanych ze zwiększeniem wydobycia krajowego, którego poziom nie zmienił się na przestrzeni ostatnich kilku lat. Stan taki może ulec poprawie, biorąc pod uwagę rosnącą liczbę koncesji na poszukiwanie, rozpoznawanie i wydobywanie złóż gazu ziemnego udzielonych w 2009 r. przez Ministra Środowiska. Istotne znaczenie dla wzrostu wydobycia gazu ze złóż rodzimych, mogą mieć również wyniki prac prowadzonych, na podstawie 44 koncesji na poszukiwanie niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego, przez kilkanaście firm krajowych i zagranicznych. W 2009 r. Prezes URE spotkał się z kilkoma firmami zagranicznymi (m.in. Exxon Mobil, Marathon Oil), zainteresowanymi wydobywaniem w Polsce tzw. gazu łupkowego, przedstawiając regulacje prawne w zakresie funkcjonowania polskiego rynku gazu. Ponadto Prezes URE wskazał na prorynkowy kierunek rozwoju gazownictwa, ze szczególnym uwzględnieniem roli krajowego wydobycia, wynikającego z *Polityki energetycznej Polski do 2030 roku*. Pozyskana w trakcie spotkań wiedza o wpływie polityki regulacyjnej na

⁶⁹⁾ Rozporządzenie Rady Ministrów z 19 września 2007 r. w sprawie sposobu i trybu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego (Dz. U. z 2007 r. Nr 178, poz. 1252) oraz ustawa o zapasach.

możliwość zwiększenia wykorzystania krajowych zasobów gazu będzie wykorzystana w trakcie przyszłych działań urzędu dotyczących opracowywania rozwiązań modelowych funkcjonowania rynku gazu.

Analiza działań prowadzonych w 2009 r. przez funkcjonujące na rynku gazu przedsiębiorstwa energetyczne pozwala stwierdzić, iż sprawność systemu nie budziła zastrzeżeń, a wszystkie podmioty odpowiedzialne za dostawy gazu wypełniały nałożone na nie prawem obowiązki – prowadziły prace modernizacyjne i inwestycyjne w celu usprawniania pracy systemu oraz zapewnienia nowych dróg dostaw (budowa terminalu LNG do odbioru drogą morską skroplonego gazu ziemnego, budowa gazociągu łączącego polski i czeski system gazowy w ramach procedury udostępniania przepustowości w rejonie Podbeskidzia). W tym kontekście postrzeganie gazu ziemnego jako „bezpiecznego surowca energetycznego” nie jest możliwe bez uwzględnienia działań dywersyfikujących dostawy gazu.

Kontynuowane w 2009 r. działania na rzecz rozwoju infrastruktury należy ocenić pozytywnie. Jednakże, z uwagi na długość cyklu inwestycyjnego nie zakończono prac mających na celu zapewnienie dostaw z nowych kierunków (ewentualne rezultaty będą odczuwalne w przyszłości). Tym samym, nie występowała realna możliwość nabywania z kierunku wschodniego gazu ziemnego od dostawców innych niż Gazprom.

Odnotowania wymaga fakt niedostosowania przepisów do panujących warunków rynkowych. Sytuacja taka dotyczy przede wszystkim braku rozporządzenia systemowego. Stare rozporządzenie nie uwzględnia zmian funkcjonalnych, jakie dokonały się w związku z unbundlingiem⁷⁰⁾. Ponadto nie stworzono ram prawnych określających zasady współpracy przedsiębiorstw (między sobą oraz z uczestnikami rynku), po ich wydzieleniu ze struktury przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo. Wpływa to na przejrzystość funkcjonowania rynku i ogranicza możliwość świadczenia usług TPA, a tym samym wchodzenia nowych podmiotów na rynek. Brak określenia sposobu świadczenia niektórych usług powodował, że usługi takie były oferowane przez operatorów z opóźnieniem – m.in. dopiero od lipca 2009 r. PGNiG SA zaoferował, odrębnie od sprzedaży gazu, usługę magazynową.

Negatywna ocena dotyczy także obowiązujących regulacji, nieprzewidujących rozdzielenia przepływów fizycznych od handlowych, co jest warunkiem tworzenia płynnych rynków takich jak huby i giełdy gazu. Brak takich miejsc obrotu ogranicza możliwo-

ści odbiorców, jednocześnie jest elementem utrudniającym wejście na rynek nowym podmiotom, wliczając w to sprzedawców oraz podmioty zainteresowane podjęciem działalności wydobywczej.

W 2009 r. nie zostały wprowadzone przepisy zapewniające efektywne wydzielenie operatorów, co sprawiło, że szereg obowiązków dotyczących m.in. bezpieczeństwa dostaw a wynikających z ustawy – Prawo energetyczne i rozporządzenia 1775/2005/WE, nie mogło być egzekwowanych (np. operatorstwo na gazociągu jamalskim). Konsekwencją nie wyznaczenia operatora na gazociągu jamalskim było prowadzone w 2009 r. przed Komisją Europejską postępowanie w sprawie naruszenia przez Polskę obowiązków wynikających z tego rozporządzenia. W związku z powyższym Prezes URE w lipcu 2009 r. przekazał do Ministerstwa Gospodarki opinie w sprawie, zwracając jednocześnie uwagę na konieczność podjęcia działań mających na celu uregulowanie kwestii wykonywania zadań operatora systemu przesyłowego na polskim odcinku gazociągu tranzytowego Jamał-Europa.

W 2009 r. obowiązywało, omówione wcześniej, rozporządzenie w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy. W ocenie Prezesa URE niezbędne jest dostosowanie przepisów regulujących tę problematykę do aktualnej sytuacji w sposób umożliwiający jego efektywną realizację. W związku z powyższym w 2009 r. Prezes URE zwrócił się do Ministra Gospodarki z prośbą o podjęcie niezbędnych kroków w celu pilnego rozstrzygnięcia kwestii zasadności utrzymywania przedmiotowego rozporządzenia w obecnym kształcie. Na potrzebę dostosowania ww. rozporządzenia wskazują również przedsiębiorcy objęci obowiązkiem dywersyfikacji dostaw gazu, podnosząc w szczególności, że obecnie rozporządzenie to staje się niemożliwe do realizacji. W odpowiedzi na postulat Prezesa URE, Minister Gospodarki powołał w październiku 2009 r. Zespół do prac nad projektem zmiany rozporządzenia dywersyfikacyjnego, w skład którego weszli także przedstawiciele URE.

Odniesienia wymaga także dokument *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku*, którego przyjęcie przez Radę Ministrów pod koniec 2009 r. sprawiło, że część zadań nie została przypisana podmiotom odpowiedzialnym za poprawę stanu bezpieczeństwa dostaw⁷¹⁾. Zadania z Programu działań wykonawczych *Polityki energetycznej Polski do 2025* były określone na okres 2006-2008 r. Późne przyjęcie kolejnego dokumentu spowodowało brak kontynuacji i powstanie luki w planach na 2009 r., m.in. dotyczących inwestycji w sektorze. Już przyjęty dokument *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku* pomija aspekt zabezpieczenia kontraktowego, po zakończeniu kontraktu z przedsiębior-

⁷⁰⁾ Wydzielenie działalności przesyłowej do odrębnej spółki – OGP Gaz-System SA; wydzielenie prawne działalności dystrybucyjnej do sześciu podmiotów – OSD; wydzielenie funkcjonalne działalności magazynowej.

⁷¹⁾ Uchwała Rady Ministrów z 10 listopada 2009 r. w sprawie *Polityki energetycznej Polski do 2030 roku*.

stwem RUE i Gazpromem. Na potrzebę ich uwzględnienia Prezes URE wskazywał już w 2008 r., przekazując do Ministra Gospodarki, w ramach prac nad dokumentem, uwagi do projektu polityki.

Na ocenę bezpieczeństwa dostarczania gazu ziemnego wpływ mają także warunki bezpieczeństwa w innych państwach europejskich. Pozytywna ocena dotyczy państw Unii Europejskiej, w których stworzone zostały warunki rynkowe mające wpływ na pewność oraz stopień bezpieczeństwa dostaw. Nie bez znaczenia jest przyjęcie III Pakietu energetycznego. Wdrożenie w krajach Wspólnoty stosownych rozwiązań, m.in. nowych mechanizmów współpracy, ma istotne znaczenie dla funkcjonowania rynku gazu i bezpieczeństwa jego dostarczania w całej Unii, w tym Polski. Jednocześnie, brak tych rozwiązań w krajach sąsiadujących z Polską, nie będących członkami Wspólnoty sprawia, że dostawy surowca są obciążone pewnym ryzykiem, a poziom bezpie-

czeństwa jest niższy. Sytuacja taka dotyczy zarówno Białorusi, jak i Ukrainy. Utrudnia to pełniejsze wykorzystanie zdolności przesyłowych na połączeniach sieci Gaz-Systemu z sieciami operatorów białoruskiego i ukraińskiego, tym samym przekładając się na trudności w zabezpieczeniu dostaw gazu z kierunku wschodniego od podmiotów innych niż Gazprom. Brak funkcjonowania mechanizmów rynkowych skutkowało wyeliminowaniem z rynku spółki RUE, mającej realizować w 2009 r. kontrakt na dostawy gazu do Polski, a także przekłada się na stały brak jakichkolwiek dostawców, będących w stanie zaoferować alternatywne dostawy gazu ziemnego. Ich efektem jest także brak dostępu do usług przesyłania gazu na obiektywnych i niedyskryminacyjnych zasadach. Zatem, wdrożenie warunków rynkowych w państwach sąsiadujących z Polską, nie będących członkami Unii Europejskiej, byłoby istotnym czynnikiem poprawy bezpieczeństwa dostaw w Polsce.

3. Ciepłownictwo

3.1. Rynek ciepła – ogólna sytuacja

3.1.1. Lokalny charakter rynku

Podstawową cechą podmiotów funkcjonujących w obrębie sektora usług ciepłowniczych jest lokalny zasięg ich działalności. Poszczególne źródła i sieci ciepłownicze działają w obszarze jednej miejscowości lub aglomeracji, co powoduje, że nie występuje jeden rynek ciepła w skali kraju, jak to jest w przypadku energii elektrycznej i gazu.

Specyfika zaopatrzenia w ciepło polega na tym, że ciepło jest dostarczane do odbiorców za pośrednictwem nośnika ciepła – gorącej wody lub pary. Podatność nośnika na zmiany podstawowych jego parametrów (temperatury i ciśnienia) powoduje utratę jakości w czasie transportu, determinuje jego dostawę rurociągami na bliskie odległości.

Sektor usług ciepłowniczych wykorzystuje w swojej działalności scentralizowane i rozproszone systemy zaopatrzenia w ciepło. Oznacza to, że potrzeby cieplne odbiorców w zakresie ogrzewania i ciepłej wody użytkowej są pokrywane zarówno ciepłem wytwarzanym w scentralizowanych źródłach ciepła i dostarczany za pośrednictwem sieci ciepłowniczych do wielu odbiorców, jak też ciepłem wytwarzanym w lokalnych źródłach, indywidualnie dla poszczególnych odbiorców lub np. w kotłowniach osiedlowych dla niewielkich grup odbiorców (systemy rozproszone).

Na lokalnym rynku ciepła odbiorca nie ma możliwości wyboru przedsiębiorstwa dostarczającego mu

nośnik ciepła o określonych parametrach za pomocą sieci, a dostawca ma ograniczone możliwości pozyskiwania odbiorców. Ograniczenia te wynikają z istniejących uwarunkowań technicznych (zasięg i parametry istniejących sieci) oraz ekonomicznych (wysoka kapitałochłonność budowy nowych odcinków sieci i jej rozwój). Ponadto strony, oprócz umowy regulującej kwestie związane z zaopatrzeniem w ciepło, związane są ze sobą trwałym przyłączeniem. Odbiorca ma natomiast teoretycznie możliwość wyboru źródła, z którego może zakupić ciepło dostarczane do niego siecią ciepłowniczą. Wybór ten jednak zawsze będzie silnie ograniczony uwarunkowaniami technicznymi, czyli m.in. układem sieci ciepłowniczej i zdolnością przesyłową poszczególnych jej odcinków.

W związku z tym konkurencja na lokalnym rynku ciepła może tylko w pewnym zakresie rozwijać się pomiędzy przedsiębiorstwami ciepłowniczymi przy wyborze technologii wytwarzania ciepła, która z kolei powinna być czynnikiem wpływającym na obniżkę kosztów i cen oferowanych przez przedsiębiorstwa. Konkurencja jest również możliwa na etapie podejmowania decyzji o budowie nowych lub rozbudowie istniejących systemów ciepłowniczych.

W systemach ciepłowniczych w Polsce obserwuje się duże zróżnicowanie rozwiązań organizacyjnych i ich silną zależność od warunków lokalnych oraz zaszczości historycznych. Właścicielami poszczególnych elementów systemów ciepłowniczych (źródła ciepła, sieci ciepłowniczych, węzłów cieplnych) mogą być różne podmioty a ich eksploatacją mogą zajmować się różne przedsiębiorstwa.

Od odpowiedzialności za bezpieczeństwo energetyczne na lokalnych rynkach ciepła obciąża głównie

przedsiębiorstwa energetyczne. Stan lokalnego bezpieczeństwa energetycznego w zakresie zaopatrzenia w ciepło, tzn. zdolność do zaspokojenia potrzeb ciepłych odbiorców na lokalnym rynku ciepła zależy nie tylko od sytuacji ekonomiczno-finansowej przedsiębiorstw energetycznych, ale także od kondycji finansowej odbiorców, z którą bezpośrednio związana jest regularność opłat z tytułu zaopatrzenia w ciepło. Zaległości płatnicze odbiorców wobec przedsiębiorstw mogą zagrażać utrzymaniu ciągłości zaopatrzenia w ciepło.

3.1.2. Bilans podaży i zużycia ciepła

Podażowa strona rynku

Sektor zaopatrzenia odbiorców 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.

Zaprezentowany poniżej opis sektora ciepłowniczego został przygotowany w oparciu o dane za 2008 r. zebrane w corocznym badaniu koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych przeprowadzonym przez Prezesa URE w lutym 2009 r. Dane za 2009 r. dostępne będą dopiero po zakończeniu I kwartału 2010 r.⁷²⁾

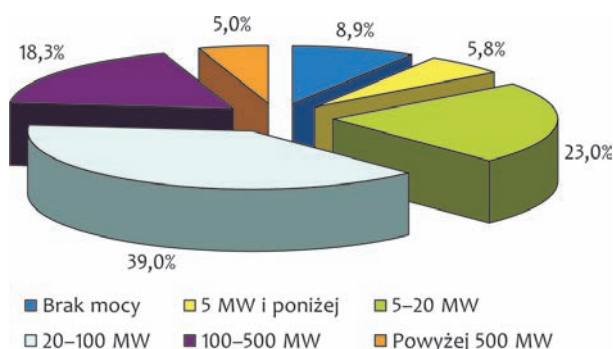
Przedsiębiorstwa działające w obszarze zaopatrywania odbiorców w ciepło można podzielić na trzy zasadnicze grupy. Pierwsza z nich to tzw. grupa przedsiębiorstw ciepłownictwa zawodowego (klasa 40.30 według Polskiej Klasyfikacji Działalności – 71,8%), w skład której wchodzi zarówno zintegrowane pionowo przedsiębiorstwa produkcyjno-dystrybucyjne, zajmujące się dostarczaniem do odbiorców ciepła produkowanego we własnych ciepłowniach i elektrociepłowniach oraz ciepła kupowanego od innych producentów, jak również przedsiębiorstwa z dominującym jednym rodzajem działalności ciepłowniczej – wytwórcy bądź dystrybutorzy ciepła. Druga grupa obejmuje przedsiębiorstwa elektroenergetyki zawodowej (klasa PKD 40.10 – 6,8%), czyli takie, które zajmują się przede wszystkim wytwarzaniem i dystrybucją energii elektrycznej, a produkcja ciepła jest dla nich działalnością dodatkową. Trzecia grupa przedsiębiorstw (pozostałe klasy PKD – 21,4%), obejmuje elektrociepłownie oraz ciepłownie należące do małych, średnich i dużych jednostek przemysłowych oraz usługowych, a więc

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

Przekształcenia własnościowe i kapitałowe w sektorze, trwające od początku lat 90-tych, spowodowały, że wśród przedsiębiorstw ciepłowniczych znacznie zmniejszył się udział przedsiębiorstw państwowych (w 2008 r. wynosił 0,8%) na rzecz spółek z ograniczoną odpowiedzialnością (70,1%). Zmniejszył się również co roku udział spółek akcyjnych (19,5%). Pozostałe niecałe 10% przedsiębiorstw prowadzących działalność związaną z zaopatrzeniem w ciepło to przedsiębiorstwa komunalne, gminne zakłady budżetowe, spółdzielnie mieszkaniowe oraz podmioty prywatne.

Przedsiębiorstwa ciepłownicze w większości przypadków są zintegrowane pionowo i posiadają koncesje na różne rodzaje działalności ciepłowniczej. Ponad 65% z nich łączy wytwarzanie z przesyłaniem i dystrybucją ciepła, a około 25% oprócz wytwarzania i dystrybucji ciepła zajmuje się również obrotem.

Potencjał techniczny przedsiębiorstw ciepłowniczych charakteryzuje się dużym rozdrobnieniem i zróżnicowaniem. Przedsiębiorstwa ciepłownicze posiadają różnej wielkości źródła wytwarzające ciepło, jednak zdecydowaną przewagę ilościową mają źródła mniejsze (rys. 12). W 2008 r. 60% koncesjonowanych przedsiębiorstw dysponowało źródłami o mocy osiągalnej do 50 MW. W 2008 r. moc zainstalowana koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych wynosiła 61 456,0 MW, a osiągalna – 59 829,5 MW. Ponad 1/3 potencjału wytwórczego ciepłownictwa skupiona jest w dwóch województwach: śląskim i mazowieckim. Najniższym udziałem w krajowym potencjale mocy zainstalowanej i osiągalnej charakteryzowały się województwa: lubuskie, świętokrzyskie, podlaskie i warmińsko-mazurskie (po ok. 2%).



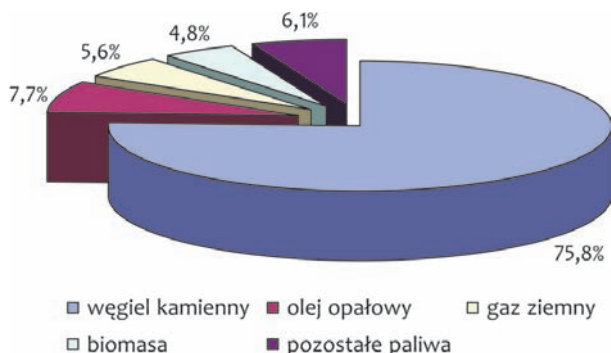
Rysunek 12. Struktura przedsiębiorstw ciepłowniczych według mocy osiągalnej w 2008 r.

Około 90% koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych zajmuje się wytwarzaniem ciepła. W 2008 r. wytworzyły one (wraz z odzyskiem) prawie 425 tys. Tj ciepła. Część przedsiębiorstw (17,7%),

⁷²⁾ Dane z badań koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych, za poprzedni rok kalendarzowy, dostępne są zawsze po zakończeniu I kwartału następnego roku, a więc po dacie granicznej dla Prezesa URE, o której mowa w art. 24 ustawy – Prawo energetyczne. Badania te zostały opisane w części II sprawozdania w pkt 5.4. – Statystyka publiczna.

wytwarzało ciepło w kogeneracji z produkcją energii elektrycznej. Ponad 63% całej produkcji ciepła ciepła, tj. 251 tys. TJ pochodziło z kogeneracji – z elektrowni i elektrociepłowni należących zarówno do elektroenergetyki zawodowej, ciepłownictwa zawodowego, jak i do przemysłu.

Struktura paliw zużywanych do produkcji ciepła ulega w ostatnich latach niewielkiej zmianie. Podstawowym paliwem wykorzystywanym do produkcji ciepła jest nadal węgiel kamienny, ale jego udział systematycznie się zmniejsza. Natomiast systematycznie rośnie udział ciepła uzyskiwanego w wyniku spalania biomasy – od 2002 r. udział ten wzrósł prawie dwukrotnie, a produkcja ciepła uzyskiwanego w wyniku spalania biomasy zwiększyła się o 66%. Ponadto wśród koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych pojawia się coraz więcej takich, które wykorzystują do wytwarzania ciepła energię ze źródeł odnawialnych. Są to przede wszystkim źródła geotermalne w województwach: zachodniopomorskim, mazowieckim, małopolskim i pomorskim a także biogaz w województwie śląskim oraz kolektory słoneczne w województwach: małopolskim, pomorskim i łódzkim.



Rysunek 13. Struktura produkcji ciepła według zużywanych paliw w 2008 r.

Zróżnicowanie terytorialne udziału poszczególnych paliw w wytwarzaniu ciepła jest dosyć duże. W 2008 r. w czterech województwach prawie całe ciepło wytwarzane było z węgla kamiennego: świętokrzyskim (94,9%), podlaskim (92,6%), warmińsko-mazurskim (92,5%) i małopolskim (91,5%). W województwie mazowieckim ponad 31% wytwarzanego ciepła pochodziło z oleju opałowego ciężkiego. Natomiast w województwie lubuskim 72,4% ciepła wytworzone zostało z gazu ziemnego, przy czym był to głównie gaz zaazotowany pochodzący ze źródeł lokalnych. Znaczące ilości gazu ziemnego zużywane były jeszcze w województwach: podkarpackim (29,2%), lubelskim (13,8%) i wielkopolskim (9,1%). Najwięcej ciepła z biomasy wytwarzane było w województwach: pomorskim (22,3%) i kujawsko-pomorskim (19,2%).

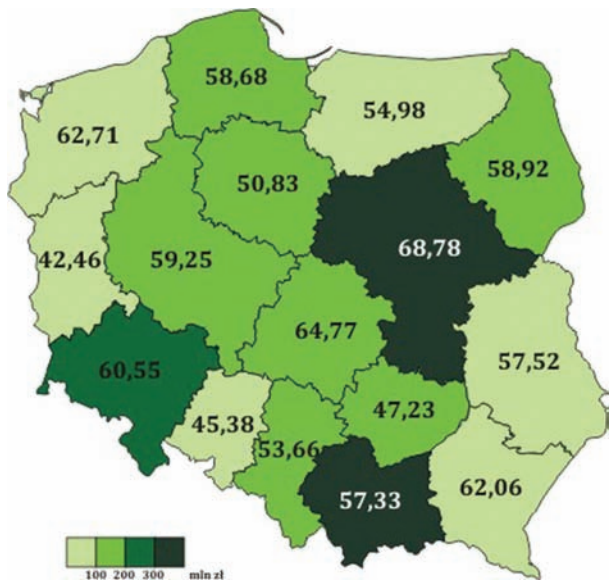
Potencjał techniczny przedsiębiorstw ciepłowniczych to poza źródłami wytwarzania również sieci ciepłownicze, których długość w 2008 r. wynosiła

19,1 tys. km. Najdłuższe sieci, o długości powyżej 50 km posiada tylko około 14% koncesjonowanych przedsiębiorstw. Natomiast około 22% przedsiębiorstw dysponuje sieciami krótkimi, o długości poniżej 5 km.

W 2008 r. łączna wartość majątku trwałego koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych wynosiła brutto 40,5 mld zł, natomiast netto – 16,5 mld zł. Ponad 74% całego majątku ciepłowniczego netto było w posiadaniu przedsiębiorstw ciepłownictwa zawodowego (klasa PKD 40.30), a tylko 12% majątku należało do przedsiębiorstw spoza energetyki.

Niekorzystnym zjawiskiem obserwowanym w ciepłownictwie jest poziom wskaźnika dekapitalizacji majątku trwałego⁷³⁾ – 59,4% w 2008 r. Najniższym wskaźnikiem dekapitalizacji majątku charakteryzowały się przedsiębiorstwa ciepłownictwa zawodowego (klasa PKD 40.30).

Wysoki stopień zużycia majątku trwałego skłania przedsiębiorstwa ciepłownicze do zwiększonego inwestowania w jego modernizację i rozwój z uwzględnieniem wymogów ochrony środowiska i w konsekwencji, co roku zwiększa się liczba przedsiębiorstw realizujących przedsięwzięcia inwestycyjne. Spośród koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych w 2008 r. około 69% poniosło nakłady związane z działalnością ciepłowniczą, które przeznaczyły łącznie na modernizację, rozwój i ochronę środowiska 2 064,6 mln zł, co oznaczało wzrost o 18% w stosunku do roku poprzedniego.



Rysunek 14. Nakłady inwestycyjne oraz wskaźnik dekapitalizacji majątku trwałego w 2008 r.

Ponad 56% nakładów przedsiębiorstwa przeznaczyły na inwestycje w źródła ciepła, pozostałą część

⁷³⁾ Wskaźnik dekapitalizacji majątku trwałego liczony jako iloraz wartości umorzenia majątku do wartości aktywów trwałych brutto.

w sieci dystrybucyjne. Większość inwestycji (83%) przypadała na przedsiębiorstwa ciepłownictwa zawodowego (klasa PKD 40.30). Natomiast w minimalnym stopniu inwestowały spółdzielnie mieszkaniowe. Ponad połowa nakładów inwestycyjnych w 2008 r. przypadała na sektor prywatny (55%).

W charakterystyce potencjału sektora ciepłowniczego należy uwzględnić również stan zatrudnienia, który od kilku lat systematycznie się obniża. W 2008 r. zatrudnienie w przedsiębiorstwach ciepłowniczych kształtowało się na poziomie ponad 41,7 tys. w przeliczeniu na pełne etaty. Najwięcej etatów przypadało na przedsiębiorstwa działające w formie spółek akcyjnych, przeciętnie po 170 etatów. Około 20% pełnozatrudnionych w ciepłownictwie pracowało w jedenastu największych przedsiębiorstwach, których przychody z działalności ciepłowniczej kształtowały się na poziomie powyżej 200 mln zł.

Podaż usług ciepłowniczych na lokalnych rynkach ciepła uwarunkowana jest zapotrzebowaniem odbiorców na dostawę ciepła. W ostatnich latach obserwowana jest spadkowa tendencja zapotrzebowania na ciepło, wynikająca m.in. z postępującej racjonalizacji jego konsumpcji.

Znaczną część wyprodukowanego ciepła przedsiębiorstwa ciepłownicze zużywają na zaspokojenie własnych potrzeb ciepłych, tj. potrzeb własnych źródeł ciepła, jak i potrzeb pozostałej działalności gospodarczej – ponad 32% w 2008 r. Pozostała część ciepła wprowadzana jest do sieci ciepłowniczych, zarówno własnych, jak również sieci i instalacji odbiorczych będących własnością odbiorców. Przy czym ostatecznie do odbiorców, po uwzględnieniu strat podczas przesyłania, trafia około 60% wyprodukowanego ciepła. Ponad 49% ciepła oddanego do sieci w 2008 r. było przedmiotem dalszego obrotu.

Wielkość sprzedaży ciepła oraz jego ceny⁷⁴⁾ są podstawowymi elementami kształtującymi przychody w przedsiębiorstwach ciepłowniczych. Przychody sektora ciepłowniczego w 2008 r. ukształtowały się na poziomie 13 437,1 mln zł i wzrosły w stosunku do roku poprzedniego o 1,3%. Warto zauważyć, że zmniejszanie się z roku na rok liczby badanych koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych (od 2002 r. spadek o 39%) nie znajduje odzwierciedlenia w zauważalnym spadku przychodów koncesjonowanego sektora (od 2002 r. spadek o 2,1%).

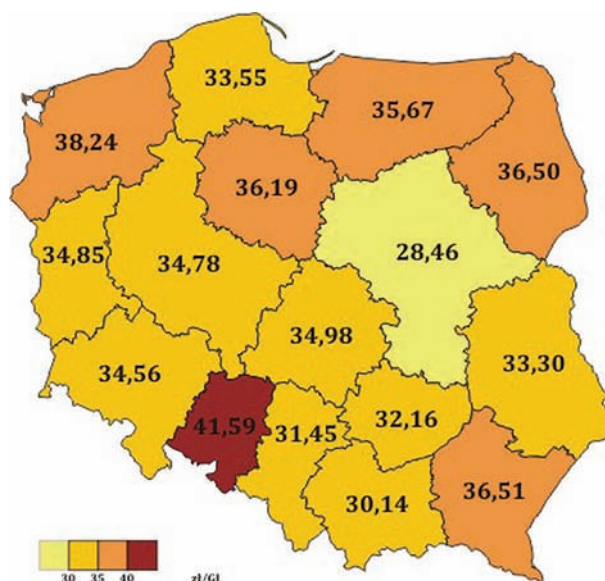
⁷⁴⁾ W rozliczeniach z odbiorcami przedsiębiorstwa stosują ceny za zamówioną moc cieplną, ceny ciepła, nośnika ciepła, stawki opłat stałych i zmiennych za usługi przesyłowe określone w taryfie przedsiębiorstwa, z którym odbiorca ma podpisaną umowę regulującą kwestie związane z dostarczaniem ciepła. Poziom cen i stawek opłat zależy od wielu czynników, np. wielkości i rodzaju źródła ciepła, poziomu stałych i zmiennych kosztów, kosztów strat mocy, ciepła i nośnika ciepła, charakterystyki potrzeb ciepłych odbiorców.

W 2008 r. obserwowany był wzrost kosztów prowadzenia działalności ciepłowniczej – o prawie 5% w stosunku do roku ubiegłego. Na wzrost kosztów największy wpływ miał dynamiczny wzrost kosztów paliwa technologicznego i energii elektrycznej odpowiednio o 8,4% oraz 14,9% w stosunku do roku ubiegłego, wzrost kosztów usług obcych – o 9,4% a także wzrost kosztów wynagrodzeń i świadczeń na rzecz pracowników – o 6,3%.

W przeważającej części przedsiębiorstw pogorszenie warunków prowadzenia działalności ciepłowniczej w 2008 r. w stosunku do roku 2007 spowodowane było znacznymi podwyżkami cen paliw (miało węgla kamiennego, innych paliw stałych i gazu ziemnego) oraz cen energii elektrycznej, które miały miejsce w 2008 r. Średni koszt 1 tony węgla zużytego do produkcji ciepła w 2007 r. wynosił 192,40 zł, a w 2008 r. już 223,29 zł (wzrost o 16%), natomiast koszt 1 m³ zużytego gazu ziemnego wysokometanowego wzrósł o prawie 11%.

Najlepsze wyniki finansowe w 2008 r. osiągnęły przedsiębiorstwa z województw: łódzkiego, dolnośląskiego, mazowieckiego, lubelskiego i podlaskiego.

Średnie ceny jednoskładnikowe ciepła stosowane przez przedsiębiorstwa ciepłownicze są zróżnicowane. W 2008 r. średnia cena jednoskładnikowa ciepła w kraju ukształtowała się na poziomie 32,61 zł/GJ. Najwyższe jednoskładnikowe ceny ciepła stosowały jednostki samorządu terytorialnego (48,12 zł/GJ) oraz przedsiębiorstwa państwowe (40,76 zł/GJ). Natomiast przedsiębiorstwa przemysłowe, dla których dostarczanie ciepła do odbiorców jest działalnością uboczną stosowały najniższe ceny jednoskładnikowe ciepła (23,65 zł/GJ).



Rysunek 15. Średnie ceny jednoskładnikowe ciepła w 2008 r.

Na zróżnicowanie cen ciepła istotny wpływ ma rodzaj paliwa zużywanego do jego produkcji. Najmniej konkurencyjnym paliwem był i jest olej opałowy.

wy lekki, bowiem średnia cena ciepła wyprodukowanego z tego paliwa w 2008 r. była 2,6 razy wyższa od ceny ciepła wyprodukowanego w źródle opalonym węglem kamiennym.

Odbiorcy ciepła

Ciepło dostarczane do odbiorców jest użytkowane do różnych celów, w zależności od charakteru potrzeb cieplnych. Potrzeby cieplne odbiorców to przede wszystkim ogrzewanie i wentylacja pomieszczeń, podgrzewanie wody wodociągowej oraz potrzeby technologiczne u odbiorców przemysłowych.

W związku ze znacznym ograniczeniem produkcji przemysłowej i rezygnacją z energochłonnych technologii sektor usług ciepłowniczych stracił znaczną liczbę odbiorców. Głównym odbiorcą ciepła pozostaje obecnie sektor bytowo-komunalny, chociaż zużycie ciepła przez odbiorców z tego sektora ulega również sukcesywnemu zmniejszeniu. Związane jest to z podejmowaniem przez odbiorców działań w kierunku racjonalizacji użytkowania ciepła – nowoczesne, energooszczędne systemy budownictwa, przedsięwzięcia termomodernizacyjne i racjonalizatorskie.

Znacznemu ograniczeniu ulegają również powierzchnie ogrzewane za pomocą scentralizowanych systemów zaopatrzenia w ciepło na rzecz innych indywidualnych sposobów ogrzewania, co w konsekwencji wpływa na zmniejszanie zapotrzebowania odbiorców na ciepło sieciowe. 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 mają wpływ na systematyczne obniżanie wielkości zamawianej mocy cieplnej przez odbiorców i zmniejszanie sprzedaży ciepła.

Do sieci ciepłowniczych przyłączeni są przede wszystkim odbiorcy końcowi, ale też i odbiorcy, którzy pośredniczą w dalszej odsprzedaży ciepła. 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 sprzedaży ciepła lub umowie o świadczenie usług przesyłania i dystrybucji albo w umowie kompleksowej.

Określenie ilości ciepła dostarczonego z sieci ciepłowniczej do węzła cieplnego na pokrycie kilku ro-

dzajów potrzeb cieplnych wymaga dokonania podziału łącznej ilości dostarczonego ciepła na poszczególne instalacje odbiorcze (np. instalację centralnego ogrzewania i instalację ciepłej wody użytkowej) a także, w przypadku grupowego węzła cieplnego, podziału na poszczególne budynki, lokale mieszkalne i niemieszkalne. Podziałów tych dokonują właściciele lub zarządcy zasobów mieszkaniowych i to oni ustalają poziom opłat za ciepło dla konsumentów ciepła – mieszkańców w budynku wielolokalowym, realizowanych zazwyczaj w systemie zaliczkowym.

Dlatego istnieją rozbieżności pomiędzy cenami i stawkami opłat stosowanymi przez przedsiębiorstwa ciepłownicze a opłatami ponoszonymi przez indywidualnych konsumentów ciepła w lokalach. Wzrost cen ciepła w koncesjonowanych przedsiębiorstwach ciepłowniczych wynosił w 2008 r. 6,1% i był znacznie wyższy od odnotowanego w tym okresie przez Główny Urząd Statystyczny wzrostu cen u odbiorców bytowo-komunalnych (3,5%) oraz wyższy od wskaźnika inflacji (4,2%) o 1,9 punktu procentowego⁷⁵⁾.

3.2. Regulowanie działalności przedsiębiorstw ciepłowniczych

Regulacja prawno-ekonomiczna przedsiębiorstw ciepłowniczych ze względu na lokalny charakter rynku realizowana jest w oddziałach terenowych URE. Szczegółowe dane liczbowe przedstawione są w Aneksie do niniejszego sprawozdania.

3.2.1. Koncesjonowanie

Koncesje są stabilnym instrumentem regulacji z określonym okresem ich ważności oraz zasadami zmian warunków koncesji lub jej cofnięcia. W 2009 r. nie uległy zmianie przesłanki prawne koncesjonowania ciepła. I tak obowiązkiem uzyskania koncesji jest objęta cała działalność gospodarcza dotycząca zaopatrzenia odbiorców w ciepło, z wyłączeniem wytwarzania ciepła w źródłach o łącznej mocy cieplnej zainstalowanej nie przekraczającej 5 MW, wytwarzania ciepła uzyskiwanego w przemysłowych procesach technologicznych, a także wytwarzania, przesyłania i dystrybucji oraz obrotu ciepłem, jeżeli moc cieplna zamówiona przez odbiorców nie przekracza 5 MW.

Udzielanie koncesji następuje na wniosek przedsiębiorcy i opiera się wyłącznie na merytorycznych przesłankach i równoprawnym traktowaniu ubiegających się o nią podmiotów, bez względu na ich formę własności.

⁷⁵⁾ Biuletyn Statystyczny GUS, Nr 3, kwiecień 2009.

Według stanu na 31 grudnia 2009 r. na krajowym rynku ciepła koncesję na prowadzenie działalności w zakresie zaopatrzenia w ciepło miało 500 przedsiębiorstw, podczas gdy w 2008 r. było to 520 przedsiębiorstw. Odpowiednie dane są przedstawione w Aneksie.

W 2009 r. obserwuje się zatem pewną stabilizację w stosunku do roku poprzedniego liczby koncesjonariuszy po okresie ich zmniejszania w latach poprzedzających na skutek przejmowania majątku innych przedsiębiorstw koncesjonowanych oraz ograniczaniem zakresu tej działalności gospodarczej skutkującym brakiem obowiązku posiadania koncesji. Największy udział wśród decyzji dotyczących koncesji na ten zakres działalności gospodarczej stanowiły rozstrzygnięcia o ich zmianach. Przede wszystkim było to związane z koniecznością zaktualizowania zapisów koncesji i dostosowania do aktualnie prowadzonej działalności gospodarczej oraz obowiązujących przepisów prawa. Zmiany wynikały m.in. z modernizacji infrastruktury ciepłowniczej, z rozszerzenia zakresu działalności w związku z eksploatacją nowych źródeł ciepła czy sieci ciepłowniczych oraz także z zamiany rodzaju stosowanego paliwa z oleju opałowego na gaz ziemny czy węgiel kamienny. Kontynuowano też prowadzenie postępowań w sprawie przedłużenia terminu ważności koncesji wydanych w latach 1998-2000, a których termin ważności upływa w 2010 r. Na koniec 2009 r., w zdecydowanej większości przypadków koncesji w zakresie zaopatrzenia w ciepło, termin ich ważności upływa w latach od 2018 do 2025 r.

W 2009 r. ponownie (po raz pierwszy w 2008 r.) pojawiła się sprawa nakazania przedsiębiorstwu w upadłości kontynuowania prowadzenia działalności w zakresie wytwarzania oraz przesyłania i dystrybucji ciepła. Prowadzone były dwa postępowania o takim przedmiocie. Wydanie decyzji w powyższym zakresie wynikało z trudności związanych ze zbyciem majątku i zakończeniem procesu upadłościowego. Przedsiębiorstwo dotychczas prowadzące działalność gospodarczą w powyższym zakresie utraciło koncesję z powodu upływu terminu, na jaki koncesja ta została wydana. Ze względów ekonomicznych przedsiębiorstwo to postawione zostało w stan upadłości i zgodnie z obowiązującym porządkiem prawnym niemożliwym było przedłużenie ani udzielenie nowej koncesji temu podmiotowi. Brak alternatywnych źródeł ciepła na tym terenie determinował wydanie decyzji nakazującej przedsiębiorstwu w upadłości prowadzenie działalności w zakresie wytwarzania oraz przesyłania i dystrybucji ciepła. Wydanie decyzji w powyższym zakresie poprzedzone było postępowaniem administracyjnym, w toku którego zebrano materiał dowodowy pozwalający na określenie kosztów działalności, na podstawie których ustalone zostały ceny i stawki opłat dla ciepła. Z uwagi na konieczność utrzymania ciągłości dostaw ciepła decyzjom nadano rygor natychmiastowej wykonalności.

Na przestrzeni ostatnich lat obserwuje się koncentrację podmiotów funkcjonujących na rynku ciepła. Duże, prężne spółki szukają nowych rynków głównie na terenie małych i średnich miast. Zakres działalności niektórych firm ciepłowniczych wyraźnie przekracza tereny ich pierwotnego funkcjonowania i ukierunkowuje się na inne województwa – nierzadko nie tylko województwa ościennie. Pozyskiwanie nowych rynków ciepła następuje zazwyczaj poprzez zakup lub przejęcie spółek ciepłowniczych. Mając na uwadze stale zmniejszające się zużycie ciepła przez odbiorców, związane m.in. z termomodernizacją, firmy ciepłownicze zmuszone są szukać rozwiązań optymalizujących zasady ich funkcjonowania m.in. poprzez koncentracje rynków ciepła. Wykorzystanie wiedzy technicznej, ekonomicznej i organizacyjnej dużych firm ciepłowniczych mających ugruntowaną pozycję na rynku ciepła, sprzyja zmianom na lokalnych rynkach ciepła.

3.2.2. Taryfy i okoliczności ich zatwierdzania

Przedsiębiorstwa energetyczne prowadzące koncesjonowaną działalność polegającą na wytwarzaniu, przesyłaniu i dystrybucji lub obrocie ciepłem, ustalają taryfy, które podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE (art. 47 ustawy – Prawo energetyczne). Rok 2009 był stabilny w zakresie obowiązujących przepisów prawa dotyczących zasad kształtowania taryf dla ciepła⁷⁶.

W toku prowadzonych w oddziałach terenowych URE postępowań administracyjnych w sprawie zatwierdzenia tych taryf, w tym ich zmian, zaobserwowano następujące okoliczności mające wpływ na poziom cen i stawek opłat w taryfach dla ciepła. Większość przedsiębiorstw energetycznych, prowadzących działalność koncesjonowaną w zakresie dostarczania ciepła do odbiorców odnotowała w ostatnich latach kalendarzowych postępujący spadek sprzedaży ciepła, co miało wpływ (w zależności od przyjmowanej przez przedsiębiorstwa energetyczne metodologii ustalania sprzedaży ciepła w pierwszym roku stosowania taryfy) na wielkość sprzedaży ciepła planowaną na pierwszy rok stosowania taryf zatwierdzanych w 2009 r., a w konsekwencji także na wzrost cen dostarczania ciepła do odbiorców. Kolejnym istotnym elementem kształtowania taryf dla ciepła w 2009 r. były zmiany cen zakupu węgla, przy czym na początku 2009 r. utrzymywała się jeszcze tendencja wzrostowa, w pozostałej zaś części roku ceny te zaczęły spadać. Należy w tym miejscu zwró-

⁷⁶ Podstawą taryfowania w ciepłownictwie jest 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), które weszło w życie pod koniec 2006 r.

cić uwagę, że koszty jednostkowe zakupu węgla w taryfach zatwierdzanych w 2009 r. były znacznie wyższe od kosztów jednostkowych zakupu węgla w 2008 r., a ich wzrost kształtował się na poziomie od kilkunastu do kilkudziesięciu procent. Wskazanym wyżej tendencjom zmian kosztów paliw i wielkości sprzedaży ciepła towarzyszył w 2009 r. wzrost kosztów pracy (w porównaniu z tymi kosztami poniesionymi w 2008 r.), wynikających w decydującej części z podwyżek wynagrodzeń wprowadzonych w 2008 r. oraz wzrost kosztów usług obcych (w tym usług remontowych).

Istotnym elementem uzasadnionych przychodów, na podstawie których były ustalane ceny i stawki opłat w taryfach zatwierdzanych w 2009 r., był zwrot z kapitału. Dla większości przedsiębiorstw energetycznych, którym taryfy dla ciepła zatwierdzono w 2009 r., stanowił kolejny krok na „ścieżce” kształtowania wysokości zwrotu z kapitału zaangażowanego w działalność koncesjonowaną polegającą na dostarczaniu ciepła do odbiorców. Prezes URE uwzględniając wysokość uzasadnionego zwrotu z kapitału w taryfach dla ciepła przedsiębiorstw energetycznych zatwierdzanych w 2009 r. miał na uwadze zarówno określoną dla poszczególnych przedsiębiorstw „ścieżkę kształtowania wysokości zwrotu z kapitału”, jak również wymiar finansowy zrealizowanych w poprzednich latach i planowanych do realizacji inwestycji i modernizacji majątku trwałego zaangażowanego w prowadzenie działalności gospo-

darczej polegającej na dostarczaniu ciepła do odbiorców oraz wynikającą z tych inwestycji poprawę efektywności funkcjonowania tych przedsiębiorstw. Prezes URE oceniając wysokość uzasadnionego zwrotu z kapitału uwzględnionego w przychodach planowanych na pierwszy rok stosowania nowych taryf dla ciepła, zatwierdzanych w 2009 r., uwzględniał zasadę ochrony interesów odbiorców ciepła przed nieuzasadnionym poziomem cen i stawek opłat.

Pomimo stosowania jednolitych kryteriów oceny wniosków o zatwierdzenie taryf dla ciepła, dynamika i poziom cen i stawek opłat za ciepło determinowane są warunkami panującymi na danym lokalnym rynku ciepła (tab. 37).

3.2.3. Inne

W 2009 r. zaobserwowano wzrost zainteresowania tak odbiorców, jak i właścicieli bądź najemców lokali mieszkalnych kwestiami związanymi z prawidłowością rozliczania na poszczególnych użytkownikach mieszkań kosztów dostarczania ciepła do obiektu (budynku), skutkujący zwiększoną ilością zapytań kierowanych do poszczególnych oddziałów (telefonicznie bądź osobiście w siedzibie oddziału).

Inną sprawą, którą przyszło rozstrzygać oddziałom, były zgłaszane przez firmy odmowy przyłączenia do sieci ciepłowniczej z przyczyn technicznych oraz z uwagi na brak ekonomicznych warunków przyłączenia (Aneks, tab. 14).

Tabela 37. Średnioważone ceny ciepła oraz średnioważone stawki opłat za usługi przesyłowe dla pierwszego roku stosowania taryf zatwierdzonych w 2009 r.

Lp.	Województwo	Przedsiębiorstwa prowadzące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania ciepła		Przedsiębiorstwa prowadzące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła	
		liczba przedsiębiorstw	średnioważona cena ciepła „ogółem” [zł/GJ]	liczba przedsiębiorstw	średnioważona stawka opłaty za usługi przesyłowe [zł/GJ]
1	Mazowieckie	23	23,89	23	11,52
2	Dolnośląskie	22	32,32	21	14,63
3	Opolskie	14	36,18	16	12,95
4	Kujawsko-pomorskie	22	32,21	22	13,49
5	Wielkopolskie	27	34,46	25	13,09
6	Pomorskie	23	29,20	20	18,28
7	Warmińsko-mazurskie	22	32,94	20	14,24
8	Małopolskie	23	26,34	21	12,90
9	Podkarpackie	21	32,77	22	14,47
10	Śląskie	42	31,67	44	13,19
11	Łódzkie	26	31,25	20	11,21
12	Świętokrzyskie	11	27,32	11	12,51
13	Zachodniopomorskie	31	35,89	26	15,02
14	Lubuskie	11	31,16	10	9,10
15	Lubelskie	20	30,08	21	14,11
16	Podlaskie	16	31,05	15	13,42
17	Ogółem kraj	354	29,59	337	13,31

4. Paliwa ciekłe, biopaliwa ciekłe i biokomponenty

4.1. Koncesjonowanie paliw ciekłych

4.1.1. Ogólna charakterystyka rynku

Produkcja i Sprzedaż. Hurtowa sprzedaż paliw jest prowadzona w ponad 80% przez PKN Orlen i Grupę Lotos, którzy to przedsiębiorcy są również głównymi producentami paliw i jako jedyni na terenie kraju produkują paliwa ciekłe z ropy naftowej.

Obrót detaliczny benzynami silnikowymi, olejem napędowym oraz auto-gazem prowadzony jest, co do zasady, na stacjach paliw i stacjach auto-gazu. Na terenie kraju funkcjonuje ok. 6 700 stacji paliw oraz około 6 050 stacji auto-gazu. Z ponad 6,7 tys. stacji działających w kraju ok. 3,2 tys. to obiekty należące do przedsiębiorców niezrzeszonych bądź skupione w sieciach niezależnych, natomiast pozostałe są własnością lub też działają pod szyldem sieci detalicznych należących do spółek takich jak: PKN Orlen, Grupa Lotos, Shell, Statoil, BP, Lukoil, Neste itp. Rozwija się również rynek stacji paliw przy sklepach wielkopowierzchniowych. W trakcie 2009 r. rynek stacji niezależnych skurczył się o ok. 150 obiektów, podczas gdy łączna liczba stacji w Polsce zmniejszyła się o ok. 140 placówek.

Ceny. Ceny paliw ciekłych zasadniczo uzależnione są od cen ropy naftowej na rynkach światowych, od wysokości stawek podatku akcyzowego i opłaty paliwowej, a także od kursu USD oraz euro. Ceny paliw ciekłych nie podlegają regulacji, a są wyznaczane na zasadach rynkowych.

Jakość paliw. W 2009 r. do URE wpłynęło łącznie 66 informacji, przekazanych przez Prezesa UOKiK, dotyczących podmiotów, u których w wyniku przeprowadzonych kontroli stwierdzono wykonywanie działalności z naruszeniem obowiązujących przepisów. Spośród tych informacji 63 dotyczyły wprowadzania do obrotu paliw ciekłych o jakości niezgodnej z obowiązującymi normami. Zauważalny jest zatem znaczący spadek ujawnienia przypadków naruszenia przez przedsiębiorców warunków koncesji, bowiem w 2008 r. Prezes URE otrzymał informacje o 219 przypadkach wykonywania działalności z naruszeniem prawa, przy czym aż 204 dotyczyły wprowadzania do obrotu paliw ciekłych o niewłaściwej jakości.

Wnioski. Od kilku lat obserwowane są coraz wyraźniejsze trendy na rynku paliw ciekłych, polegające w szczególności na:

1) dominacji w handlu hurtowym dwóch firm: PKN Orlen i Grupy Lotos,

2) coraz większej dominacji na rynku detalicznym koncernów paliwowych (zarówno poprzez stacje własne, jak i działalność franczyzową),
3) dalszym wzroście sprzedaży oleju napędowego przy spadku sprzedaży benzyn silnikowych,
4) spadku sprzedaży auto-gazu.

4.1.2. Prawo i praktyka koncesjonowania

Uwzględniając charakter regulacji zawartych w ustawie – Prawo energetyczne, dotyczących szeroko rozumianego monitorowania podmiotów działających na rynku paliw ciekłych, należy wskazać, iż Prezes URE podejmuje działania w tym zakresie począwszy od etapu udzielania koncesji co wiąże się w szczególności z badaniem sytuacji finansowej wnioskodawców, oceną kwestii związanych z posiadaniem możliwości technicznych gwarantujących prawidłowe wykonywanie działalności, zapewnieniem zatrudnienia osób o właściwych kwalifikacjach zawodowych (art. 33 ust. 1 pkt 2-4 ustawy – Prawo energetyczne), wyeliminowaniu możliwości wykonywania działalności koncesjonowanej przez wnioskodawców skazanych prawomocnym wyrokiem sądu za przestępstwo mające związek z przedmiotem działalności gospodarczej określonej ustawą (art. 33 ust. 3 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne). Nie mniej istotne jest monitorowanie działalności podmiotów, które uzyskały koncesję Prezesa URE, mające na celu zapewnienie wykonywania działalności koncesjonowanej zgodnie z warunkami udzielonej koncesji i przepisami różnych gałęzi prawa (przykładowo można wskazać tu na przepisy szeroko rozumianego Prawa budowlanego, przeciwpożarowe, metrologiczne, bezpieczeństwa i higieny pracy, regulacje dotyczące zapewnienia właściwej jakości paliw ciekłych). Działania te mają na celu wyegzekwowanie wykonywania działalności koncesjonowanej zgodnie z warunkami koncesji i przepisami prawa, niejednokrotnie konkretyzując się w postaci kar pieniężnych wymierzanych przez Prezesa URE, bądź też, w razie potrzeby, polegają na wyeliminowaniu z rynku paliw ciekłych przedsiębiorców, którzy dopuścili się rażących nieprawidłowości w trakcie wykonywania działalności (cofnięcie koncesji).

Kwestie dotyczące koncesjonowania paliw ciekłych zostały uregulowane w art. 32 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. W 2009 r. do ustawy – Prawo energetyczne został wprowadzony art. 32 ust. 5, zgodnie z którym z obowiązku uzyskania koncesji na obrót paliwami ciekłymi zwolnieni zostali ci przedsiębiorcy, którzy wykonują działalność gospodarczą w zakresie obrotu benzyną lotniczą oznaczoną symbolem PKWiU 23.20.11-40 oraz objętą kodem CN 2710 11 31, jeżeli roczna wartość obrotu nie przekracza równowartości 1 000 000 euro. Ponadto zwolnienie z obowiązku uzyskania koncesji nadal dotyczy przedsiębiorców wprowadzających do obrotu gaz płynny (LPG), o ile roczna wartość tego obrotu nie przekracza równowartości 10 000 euro.

Regulacje prawne dotyczące koncesjonowania paliw ciekłych nie sprawiały większości przedsiębiorców trudności w ich interpretacji i stosowaniu, co przejawiało się w skutecznym identyfikowaniu działalności, której wykonywanie wymaga posiadania koncesji. Problemy, podobnie jak w latach poprzednich, dotyczyły w szczególności prawidłowego zdefiniowania działalności polegającej na magazynowaniu paliw ciekłych oraz wytwarzaniu gazu płynnego. Należy zatem podkreślić, że magazynowanie paliw ciekłych w rozumieniu Prawa energetycznego polega na usługowym przechowywaniu w zbiornikach eksploatowanych przez przedsiębiorcę paliwa, którego właścicielem jest inny przedsiębiorca. Magazynowaniem paliw nie jest natomiast przechowywanie paliw ciekłych będących własnością przedsiębiorcy, które następnie będą przez niego sprzedane. Pewne trudności dotyczyły także zidentyfikowania działalności polegającej na wytwarzaniu gazu płynnego, do której należy zaliczyć komponowanie mieszanin węglowodorowych o różnych parametrach jakościowych.

Rynek paliw ciekłych charakteryzuje się dużą dynamiką dotyczącą zarówno form, jak i sposobów prowadzenia działalności. Skutkuje to częstymi zmianami w przedsiębiorstwach wykonujących tę działalność gospodarczą. Dlatego też w 2009 r. największą ilość prowadzonych postępowań administracyjnych stanowiły postępowania w sprawie zmiany, cofnięcia, czy stwierdzenia wygaśnięcia koncesji.

Najczęstszą przyczyną zmian w koncesjach były zmiany siedziby, zmiany składu osobowego spółek osobowych lub formy prawnej (w szczególności ze spółki cywilnej na spółkę jawną), zmiany nazwy firmy oraz rozszerzenie działalności o nowy rodzaj paliwa. Pojawiały się także wnioski o zmianę koncesji spowodowane komercjalizacją przedsiębiorcy, czy połączeniem lub podziałem w oparciu o przepisy Kodeksu spółek handlowych. Z wnioskami o zmianę koncesji występowały również podmioty, które powstały w wyniku prywatyzacji przedsiębiorstwa posiadającego koncesję. Co warto podkreślić, zgodnie z obecnymi uregulowaniami, co do zasady nie jest możliwe nabycie koncesji jako składnika przedsiębiorstwa, w szczególności poprzez zawarcie umowy sprzedaży, gdyż stanowiłoby to obejście przepisów prawa. Teza ta znajduje potwierdzenie w orzecznictwie SOKiK, WSA i NSA.

W nielicznych przypadkach postępowania w sprawie zmiany koncesji kończone były wydaniem decyzji o odmowie zmiany koncesji bądź też pozostawieniem wniosku bez rozpatrzenia. Najczęstszą przyczyną odmowy zmiany koncesji, podobnie jak to miało miejsce w przypadku odmowy udzielenia koncesji, był brak posiadania lub brak możliwości udokumentowania posiadania przez przedsiębiorcę środków finansowych lub możliwości technicznych pozwalających prawidłowo wykonywać działalność gospodarczą w zakresie, w jakim wnioskował o zmianę koncesji.

W minionym roku nastąpił również znaczny wzrost wpływu wniosków dotyczących przedłużenia okresu obowiązywania koncesji udzielonych w latach 1999-2002. Należy równocześnie podkreślić, iż – w stosunku do roku ubiegłego – większość przedsiębiorców przejawiała świadomość, iż wniosek o przedłużenie ważności koncesji należy złożyć najdalej na 18 miesięcy przed terminem wygaśnięcia koncesji, co jednoznacznie wynika z art. 39 ustawy – Prawo energetyczne. Niemniej, w przypadku złożenia przez przedsiębiorców wniosku po upływie ww. terminu, wnioski takie uznawane były za wnioski o udzielenie nowej koncesji. Działania takie podyktowane były w szczególności dążeniem do wyeliminowania sytuacji, w której przedsiębiorca prowadzący działalność w zakresie paliw ciekłych pozostałby bez uprawnienia do wykonywania takiej działalności.

Wytwarzanie paliw ciekłych

W 2009 r. stwierdzono wzrost wpływu wniosków o udzielenie koncesji na wytwarzanie paliw w porównaniu do roku poprzedniego. Łącznie udzielono dziewiętnastu koncesji na wytwarzanie paliw ciekłych. Dokonano również zmiany dwunastu koncesji, w tym w czterech przypadkach dokonano przedłużenia okresu obowiązywania koncesji. Cofnięto lub stwierdzono wygaśnięcie siedmiu koncesji.

Dane dotyczące ważnych na dzień 31 grudnia 2009 r. koncesji na wytwarzanie paliw ciekłych zawiera tab. 38 (str. 82).

Przesyłanie i dystrybucja paliw ciekłych

Koncesję na przesyłanie oraz dystrybucję paliw ciekłych posiada w dalszym ciągu tylko jeden przedsiębiorca, któremu w 2009 r. Prezes URE udzielił nowej koncesji w tym zakresie.

Magazynowanie paliw ciekłych

W 2009 r. Prezes URE udzielił siedmiu koncesji na magazynowanie paliw ciekłych. Dokonano dziesięciu zmian decyzji, w tym w sześciu przypadkach dokonano zmiany okresu obowiązywania koncesji. Cofnięto lub stwierdzono wygaśnięcie dwunastu koncesji na magazynowanie paliw ciekłych.

Dane dotyczące ważnych na dzień 31 grudnia 2009 r. koncesji na magazynowanie paliw ciekłych zawiera tab. 38.

Obrót paliwami ciekłymi

Koncesjonowanie działalności gospodarczej polegającej na obrocie paliwami ciekłymi w 2009 r. polegało na udzielaniu nowych koncesji przedsiębiorcom, którzy: (1) wybudowali nowe miejsca sprzedaży pa-

liw, (2) planowali wykonywać działalność w oparciu o przejętą istniejącą już infrastrukturę techniczną, (3) złożyli wniosek o przedłużenie posiadanej koncesji po terminie wskazanym w art. 39 ustawy – Prawo energetyczne.

Większość postępowań w sprawie udzielenia koncesji na obrót paliwami ciekłymi kończyła się ich udzieleniem. Odmowa następowała najczęściej w sytuacji, gdy przedsiębiorca nie spełniał warunków określonych prawem lub został skazany za przestępstwo mające związek z działalnością koncesjonowaną, albo nie dawał rękojmi prawidłowego wykonywania działalności. Umorzenie postępowania następowało, gdy przedsiębiorca w jego trakcie rezygnował z zamiaru wykonywania działalności koncesjonowanej, natomiast wniosek przedsiębiorcy pozostawiany był bez rozpatrzenia, zgodnie z postanowieniami ustawy o swobodzie działalności gospodarczej, gdy wnioskodawca nie uzupełnił brakującej dokumentacji poświadczającej, że spełnia on warunki określone przepisami prawa, wymagane do wykonywania działalności koncesjonowanej.

Prezes URE w 2009 r. udzielił 788 koncesji na obrót paliwami ciekłymi, przy czym znaczna część tych decyzji wydana została przedsiębiorcom, którzy nie złożyli w terminie wynikającym z art. 39 ustawy – Prawo energetyczne wniosku o przedłużenie terminu ważności koncesji dotychczas przez tych przedsiębiorców posiadanych. Równocześnie Prezes URE odmówił udzielenia koncesji 16 przedsiębiorcom, natomiast 24 postępowania zostały umorzone. Dokonano również 387 zmian obowiązujących koncesji, w tym w 71 przypadkach dokonano zmiany okresu ich obowiązywania.

Dane dotyczące ważnych na dzień 31 grudnia 2009 r. koncesji na obrót paliwami ciekłymi zawiera tab. 38.

Tabela 38. Koncesjonowanie paliw ciekłych

Paliwa ciekłe	Koncesje udzielone przez Prezesa URE w 2009 r. [szt.]	Koncesje ważne na koniec 2009 r. (URE) [szt.]
Wytwarzanie	20	98
Magazynowanie	8	75
Przesyłanie i dystrybucja	1	1
Obrót	788	8 523
Razem	817	8 697

Źródło: URE.

Cofnięcie i wygaśnięcie koncesji

Koncesja udzielona przedsiębiorstwu wygasa przed upływem czasu, na jaki została wydana, z dniem wykreślenia danego przedsiębiorcy z właściwego rejestru lub ewidencji (art. 42 ustawy – Prawo energetyczne). O fakcie wykreślenia przedsiębiorcy z właściwego reje-

stru lub ewidencji Prezes URE dowiaduje się z reguły od innych organów, ponieważ przedsiębiorcy po zaprzestaniu działalności zazwyczaj nie są zainteresowani formalnym powiadomieniem urzędu. Kierowana do nich w takich przypadkach korespondencja najczęściej pozostaje bez odpowiedzi. W przypadku stwierdzenia, że przedsiębiorca został wykreślony z właściwego rejestru lub ewidencji, wydawana jest decyzja deklaratoryjna o wygaśnięciu koncesji z dniem wykreślenia.

Przesłanki dla cofnięcia koncesji określone zostały w art. 41 ustawy – Prawo energetyczne. W zdecydowanej większości przypadków podejmowanie decyzji w sprawie cofnięcia koncesji następowało, gdy przedsiębiorcy:

- zaprzestali wykonywania koncesjonowanej działalności gospodarczej,
- nie uiszczali opłat koncesyjnych,
- w sposób rażąco naruszali warunki udzielonej koncesji (np. poprzez wielokrotne wprowadzanie do obrotu paliw ciekłych o niewłaściwych parametrach jakościowych),
- oraz, gdy wydano prawomocne orzeczenie zakazujące przedsiębiorcy wykonywania działalności gospodarczej objętej koncesją.

W 2009 r. cofnięto lub stwierdzono wygaśnięcie 461 koncesji na obrót paliwami ciekłymi.

W procesie koncesjonowania paliw ciekłych (*sensu largo*) istotna jest także współpraca z innymi organami administracji oraz służbami państwa. Przebiega to dwutorowo: z jednej strony od instytucji państwowych i służb wpływają do URE zarówno pytania dotyczące funkcjonowania rynku paliw ciekłych, jak i prośby o informacje o poszczególnych przedsiębiorcach posiadających koncesję; z drugiej natomiast strony, organy administracji i służby nadsyłają informacje o ujawnionych w trakcie wykonywania czynności nieprawidłowościach w działalności przedsiębiorców posiadających koncesję⁷⁷⁾.

Po otrzymaniu takich informacji Prezes URE dysponuje dwojakimi narzędziami oddziaływania na podmioty koncesjonowane. Może, stosownie do indywidualnie ocenionego przypadku, albo cofnąć koncesję, albo nałożyć karę pieniężną. Cofnięcie koncesji jest najdotkliwszą sankcją, jaka może spotkać przedsiębiorcę. Kary pieniężne natomiast nakładane są na przedsiębiorców, którzy nie przestrzegają obowiązków wynikających z koncesji⁷⁸⁾.

⁷⁷⁾ Najwięcej takich informacji nadesłał Prezes UOKiK – w odniesieniu do przedsiębiorców wprowadzających do obrotu paliwa o niewłaściwej jakości, ale także Inspektoraty Ochrony Środowiska, Urząd Dozoru Technicznego, Urzędy Miar, Urzędy Celne, organy ścigania, organy podatkowe, organy nadzoru budowlanego.

⁷⁸⁾ Wymierzona kara może stanowić nawet 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy z działalności koncesjonowanej. Przy czym kary na takim poziomie należą do rzadkości.

Nadal podejmowane były starania o stworzenie w każdym województwie, przy aktywnym udziale wojewody, platformy internetowej zawierającej informacje o wszystkich stacjach paliw działających na terenie województwa i przedsiębiorcach prowadzących te stacje. Platformy takie powstały w czternastu województwach, nie powstały natomiast nadal w województwie mazowieckim i łódzkim.

Podobnie jak w roku poprzednim, w 2009 r. organy państwowe ujawniały fakt prowadzenia działalności bez wymaganej koncesji i przekazywały takie informacje do Prezesa URE, pomimo, iż działanie takie stanowi wykroczenie i nie podlega kognicji tego organu. W takich przypadkach działania powinna podejmować Policja, przygotowując wniosek o ukaranie do sądu powszechnego.

Prezes URE kontynuował również współpracę z instytucjami i organizacjami związanymi z rynkiem paliw, w tym w szczególności z Polską Izbą Paliw Płynnych, Polską Organizacją Gazu Płynnego, Polską Organizacją Przemysłu i Handlu Naftowego itp.

4.2. Monitorowanie rynku biokomponentów i biopaliw ciekłych

4.2.1. Podstawy prawne

Ustawa o biopaliwach zobowiązuje Prezesa URE do monitoringu rynku biokomponentów, paliw ciekłych i biopaliw ciekłych, prowadzonego na podstawie:

- A. Sprawozdań kwartalnych (art. 30 ust. 1 ustawy o biopaliwach) przekazywanych w terminie do 45 dni po zakończeniu kwartału przez wytwórców biokomponentów⁷⁹⁾, zawierających informacje dotyczące ilości i rodzajów użytych surowców, wytworzonych oraz wprowadzonych do obrotu biokomponentów, a także kosztów związanych z wytwarzaniem biokomponentów;
- B. Sprawozdań kwartalnych (art. 30 ust. 2 ustawy o biopaliwach) przekazywanych w terminie do 45 dni po zakończeniu kwartału, przez producentów paliw ciekłych i biopaliw ciekłych⁸⁰⁾, zawierających informacje dotyczące ilości i rodza-

jów wytworzonych paliw ciekłych i biopaliw ciekłych, oraz sposobu ich rozdysponowania a także kosztów związanych z wytworzeniem paliw ciekłych i biopaliw ciekłych;

- C. Danych z systemów administracji celnej, przekazywanych przez Ministra Finansów w formie sprawozdań kwartalnych (art. 30 ust. 3 ustawy o biopaliwach), które powinny zawierać informacje dotyczące ilości i rodzajów biokomponentów, paliw ciekłych i biopaliw ciekłych importowanych oraz sprowadzonych w ramach nabycia wewnątrzspółnotowego przez producentów paliw ciekłych i biopaliw ciekłych⁸¹⁾.

Należy podkreślić, że również w 2009 r. informacje zawarte w sprawozdaniach otrzymywanych od Ministra Finansów były sporządzone wyłącznie według kodów CN i nie uwzględniały podziału na biokomponenty, paliwa ciekłe i biopaliwa ciekłe, zdefiniowane w art. 2 ust. 1 pkt 3-11 i pkt 23 oraz ust. 2 ustawy o biopaliwach. Taki stan rzeczy powoduje, że przydatność sprawozdań Ministra Finansów dla celów realizacji przepisów ustawy o biopaliwach jest ograniczona.

Mając na względzie konieczność ułatwienia prezentacji i standaryzacji danych (w trybie art. 30 ust. 1 i ust. 2 ustawy o biopaliwach), oraz ich ujednoczenia i zapewnienia ich porównywalności, w URE zostały opracowane, z uwzględnieniem zakresu regulacji ustawowych, formularze sprawozdawcze, oddzielnie dla wytwórców biokomponentów (oznaczone symbolem DPE-4.1) i oddzielnie dla producentów paliw ciekłych i biopaliw ciekłych (oznaczone symbolem DPE-4.2).

Rezultatem działań prowadzonych w zakresie monitoringu rynku biokomponentów, paliw ciekłych i biopaliw ciekłych były zbiorcze raporty kwartalne Prezesa URE (art. 30 ust. 4 ustawy o biopaliwach)⁸²⁾. Stanowią one m.in. podstawę dla sporządzenia i przedstawienia Radzie Ministrów, przez Ministra Gospodarki, corocznych raportów dla Komisji Europejskiej⁸³⁾.

⁷⁹⁾ Tj. przedsiębiorców w rozumieniu ustawy z 2 lipca 2004 r. o swobodzie działalności gospodarczej, wykonujących działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, magazynowania lub wprowadzania do obrotu biokomponentów.

⁸⁰⁾ Tj. przedsiębiorców w rozumieniu ustawy z 2 lipca 2004 r. o swobodzie działalności gospodarczej, wykonujących działalność gospodarczą w zakresie:

- a) wytwarzania, magazynowania, importu lub nabycia wewnątrzspółnotowego paliw ciekłych lub biopaliw ciekłych i wprowadzania ich do obrotu lub
- b) importu lub nabycia wewnątrzspółnotowego biokomponentów.

⁸¹⁾ Minister właściwy do spraw finansów publicznych przekazuje, w terminie do 45 dni po zakończeniu kwartału, Prezesowi URE oraz Prezesowi Agencji Rynku Rolnego, sporządzone według kodów CN, na podstawie danych z systemów administracji celnej, sprawozdanie kwartalne zawierające informacje dotyczące ilości i rodzajów biokomponentów, paliw ciekłych i biopaliw ciekłych importowanych oraz sprowadzonych w ramach nabycia wewnątrzspółnotowego przez producentów paliw ciekłych i biopaliw ciekłych (zgodnie z art. 30 ust. 3 ustawy o biopaliwach).

⁸²⁾ W myśl art. 30 ust. 4 ustawy o biopaliwach, raporty kwartalne Prezesa URE przekazywane są ministrom właściwym do spraw: finansów publicznych, gospodarki, rynków rolnych oraz środowiska.

⁸³⁾ Raporty te dotyczą realizacji zobowiązań Polski wynikających z przepisów dyrektywy 2003/30/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 8 maja 2003 r. w sprawie wspierania użycia w transporcie biopaliw lub innych paliw odnawialnych, co wynika wprost z art. 32 ust. 1 ustawy o biopaliwach.

Natomiast niewykonywanie lub nierzetelne wykonywanie obowiązków sprawozdawczych zagrożone jest sankcją w postaci kary pieniężnej (por. pkt 5.3.).

4.2.2. Biokomponenty

W 2009 r. Prezes URE otrzymywał, po zakończeniu kolejnych kwartałów, sprawozdania kwartalne sporządzane przez wytwórców biokomponentów.

Zgromadzone dane były sukcesywnie publikowane na stronie internetowej urzędu. Ich zestawienie zbiorcze dotyczące 2009 r. zawarte zostało w tab. 39.

Tabela 39. Biokomponenty – podstawowe informacje

Wyszczególnienie	Jedn. miary	Ogółem	Bioetanol	Ester	Czysty olej roślinny
Ilość biokomponentów wytworzonych przez ogół wytwórców	[ton]	600 106	130 712	364 720	104 674
Ilość biokomponentów sprzedanych przez wytwórców na terytorium kraju	[ton]	516 233	56 240	355 736	104 257
Ilość biokomponentów sprzedanych przez wytwórców podmiotom zagranicznym	[ton]	24 403	24 379	24	0

Źródło: URE na podstawie informacji uzyskanych: w I kwartale 2009 r. od 47 wytwórców, w II kwartale 2009 r. od 46 wytwórców, w III kwartale 2009 r. od 48 wytwórców, w IV kwartale 2009 r. od 48 wytwórców.

4.2.3. Biopaliwa ciekłe

W 2009 r. Prezes URE otrzymywał, po zakończeniu kolejnych kwartałów, sprawozdania kwartalne sporządzane przez producentów paliw ciekłych i biopaliw ciekłych.

Zebrane dane były sukcesywnie publikowane na stronie internetowej urzędu. Ich zestawienie zbiorcze dotyczące 2009 r. zawarte zostało w tab. 40.

Tabela 40. Biopaliwa ciekłe – podstawowe informacje

Wyszczególnienie	Jedn. miary	Ogółem	Na bazie benzyn silnikowych	Na bazie oleju napędowego	Ester (samoistne paliwo)
Biopaliwa ciekłe wytworzone przez ogół producentów	[ton]	49 546	0	22 883	26 663
Biopaliwa ciekłe sprzedane na terytorium kraju	[ton]	147 724	0	25 443	122 281
Biopaliwa ciekłe przeznaczone do zastosowania w wybranych flotach* oraz zużyte na potrzeby własne	[ton]	3 289	0	5	3 284

* Wybrane floty, o których mowa w art. 2 ust. 1 pkt 23 ustawy z 25 sierpnia 2006 r. o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw.

Źródło: URE na podstawie informacji uzyskanych w I, II, III i IV kwartale 2009 r. odpowiednio od 70, 68, 65 i 71 przedsiębiorców wytwarzających, magazynujących, importujących lub nabywających wewnątrzspółnotowo paliwa ciekłe lub biopaliwa ciekłe i wprowadzających je do obrotu, którzy przekazali sprawozdania kwartalne, o których mowa w art. 30 ust. 2 ustawy z 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych.

4.3. Monitorowanie realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego

Istotną kompetencją Prezesa URE, która umożliwia realizację zobowiązań Polski wynikających z przepi-

sów dyrektywy 2003/30/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 8 maja 2003 r. w sprawie wspierania użycia w transporcie biopaliw lub innych paliw odnawialnych, jest monitorowanie oraz egzekwowanie wykonania Narodowego Celu Wskaźnikowego (NCW), tj. zapewnienia co najmniej minimalnego udziału biokomponentów i innych paliw odnawialnych w ogólnej ilości paliw ciekłych i biopaliw ciekłych sprzedanych, zbytych w innej formie lub zużytych na potrzeby własne, liczonego według wartości opałowej.

Zobowiązanymi do realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego są przedsiębiorcy wykonujący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, im-

portu lub nabycia wewnątrzspółnotowego paliw ciekłych lub biopaliw ciekłych, którzy sprzedają lub zbywają je w innej formie na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub zużywają na potrzeby własne. Obowiązek ten jest zabezpieczony możliwością stosowania przez Prezesa URE sankcji finansowych w postaci kar pieniężnych (por. pkt 5.3.).

Jednocześnie Rada Ministrów, co trzy lata, do 15 czerwca danego roku, określa, w drodze rozporządzenia,

NCW na kolejne sześć lat, biorąc pod uwagę możliwości surowcowe i wytwórcze, możliwości branży paliwowej oraz przepisy Unii Europejskiej w tym zakresie⁸⁴⁾. Aktu-

⁸⁴⁾ Art. 24 ust. 1 ustawy o biopaliwach.

alnie obowiązuje rozporządzenie Rady Ministrów z 15 czerwca 2007 r.⁸⁵⁾, z którego wynika, że pierwszym rokiem kalendarzowym, w którym powinna być nastąpić realizacja NCW, był rok 2008. Wysokość NCW na 2008 r. wynosiła 3,45%, zaś w 2009 r. – 4,60%.

Należy zatem podkreślić, że 2009 r. był również pierwszym rokiem rozliczenia realizacji NCW za 2008 r. W związku z wątpliwościami interpretacyjnymi dotyczącymi ustawy, w 2009 r. udzielono szeregu wyjaśnień w odniesieniu do problemów zgłaszanych przez przedsiębiorców, jak również podjęto działania zmierzające do rozliczenia realizacji tego obowiązku, kierując do przedsiębiorców realizujących NCW wezwania do przedstawienia szczegółowych informacji w tym zakresie. W celu ujednoczenia sposobu prezentacji danych dotyczących realizacji NCW w 2009 r. oraz usprawnienia procesu przekazywania tych danych, wykorzystano specjalny formularz sprawozdawczy (oznaczony symbolem DPE-4.3), opracowany w URE.

Na podstawie informacji i danych liczbowych zebranych w 2009 r. od dwudziestu ośmiu podmiotów zobowiązanych do realizacji NCW w 2008 r., ustalono, że udział biokomponentów i innych paliw odnawialnych w ogólnej ilości paliw ciekłych i biopaliw ciekłych sprzedawanych, zbywanych w innej formie lub zużywanych na potrzeby własne w 2008 r. wyniósł 3,62%.

Z ustaleń dokonanych w 2009 r. wynika, iż w grupie dwudziestu ośmiu podmiotów zobowiązanych

do realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego w 2008 r. znalazły się:

- trzy podmioty, które osiągnęły NCW na poziomie poniżej 3,45%,
- siedem podmiotów, które osiągnęły NCW na poziomie od 3,45% do 3,74%,
- pięć podmiotów, które osiągnęły NCW na poziomie od 3,75% do 3,99%,
- sześć podmiotów, które osiągnęły NCW na poziomie od 4,00% do 4,99%,
- dwa podmioty, które osiągnęły NCW na poziomie od 5,00% do 24,99%,
- dwa podmioty, które osiągnęły NCW na poziomie od 25,00% do 99,99%,
- trzy podmioty, które osiągnęły Narodowy Cel Wskaźnikowy na poziomie 100%.

Ogółem, w wyniku realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego w 2008 r., podmioty zobowiązane sprzedały, zbyły w innej formie lub zużyły na potrzeby własne według wartości wagowych 10 059,9 tys. ton czystego oleju napędowego i 472,9 tys. ton estru metylowego oraz 4 073,8 tys. ton czystych benzyn silnikowych i 184,6 tys. ton bioetanolu.

Z kolei, na podstawie sprawozdań kwartalnych (art. 30 ust. 2 ustawy o biopaliwach) przekazywanych w terminie do 45 dni po zakończeniu kwartału, przez producentów paliw ciekłych i biopaliw ciekłych, zawierających informacje m.in. dotyczące ilości i rodzajów wytworzonych paliw ciekłych i biopaliw ciekłych oraz sposobu ich rozdysponowania (por. pkt 4.2.1. i 4.2.3.) ustalono, iż szacunkowy poziom wykonania Narodowego Celu Wskaźnikowego w 2009 r. wyniósł **4,63%**.

⁸⁵⁾ Rozporządzenie Rady Ministrów z 15 czerwca 2007 r. w sprawie Narodowych Celów Wskaźnikowych na lata 2008-2013 (Dz. U. Nr 110, poz. 757).

5. Inne zadania Prezesa URE

5.1. Kontrolowanie działalności przedsiębiorstw energetycznych

Na kontrolę dokonywaną przez Prezesa URE należy w pierwszej kolejności spojrzeć przez pryzmat zadań i uprawnień, jakie temu organowi przysługują zgodnie z art. 23 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne. Do zakresu kompetencji Prezesa URE należy m.in. kontrolowanie wykonywania obowiązków przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej lub jej obrotem i sprzedających tę energię odbiorcom końcowym, przyłączonym do sieci na terytorium RP, standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz kontrolowanie na wniosek odbiorcy dotrzymania parametrów jakościowych paliw gazowych i energii elektrycznej,

jak i kontrola kwalifikacji osób, o których mowa w art. 54 ustawy. Kompetencje Prezesa URE upoważniają go do kontroli przestrzegania warunków prowadzenia działalności gospodarczej podmiotów, którym zostały udzielone koncesje. Przepisy ustawy – Prawo energetyczne umożliwiają Prezesowi URE prowadzenie kontroli działalności przedsiębiorstw energetycznych poprzez analizę ich sytuacji w procesie udzielania koncesji lub jej zmiany, a także podejmowanie odpowiednich działań w przypadku zgłoszenia przez inne organy państwa czy też odbiorców (np. w formie skarg) faktu dokonywania naruszeń prawa przez podmioty podlegające koncesjonowaniu lub podejrzenia nieprzestrzegania przez te podmioty przepisów prawa, czy też warunków udzielonej koncesji. Następstwem ujawnienia nieprawidłowości są natomiast stosowne, opisane poniżej, działania interwencyjne przy wykorzystaniu dostępnych instrumentów prawnych.

5.1.1. Kontrola stosowania taryf

Zgodnie z art. 47 ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje ustalają taryfy dla paliw gazowych i energii, które podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE, a Prezes URE zatwierdza taryfę bądź odmawia jej zatwierdzenia w przypadku stwierdzenia niezgodności taryfy z zasadami i przepisami, o których mowa w art. 44-46 ustawy.

Przepisy ustawy – Prawo energetyczne wskazują wprost obszary, które podlegają kontroli Prezesa URE. Zgodnie z art. 23 ust. 2 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne do zakresu działania Prezesa URE należy m.in. kontrola stosowania taryf paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła pod względem zgodności z zasadami określonymi w art. 44, 45 i 46 ustawy, w tym analizowanie i weryfikowanie kosztów przyjmowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne jako uzasadnione do kalkulacji cen i stawek opłat w taryfach.

Prezes URE zmierzając do równoważenia interesów przedsiębiorstw i odbiorców paliw i energii prowadzi działalność kontrolną w każdym postępowaniu administracyjnym w sprawie zatwierdzenia taryfy, bez względu na rodzaj nośnika poprzez:

- 1) analizowanie i weryfikowanie kosztów przyjmowanych przez przedsiębiorstwa jako uzasadnione do kalkulacji cen i stawek opłat (w tym prawidłowość kosztów przeniesionych i sposób podziału kosztów wspólnych),
- 2) sprawdzanie czy wysokość proponowanych do zatwierdzenia cen stawek opłat zapewnia ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i stawek opłat,
- 3) ustalanie udziału opłat stałych w łącznych opłatach za usługi dystrybucji,
- 4) sprawdzanie czy przedsiębiorstwa różnicują ceny i stawki opłat dla poszczególnych grup taryfowych stosownie do ponoszonych kosztów,
- 5) analizowanie prawidłowości planowanych przychodów za ponadumowny pobór energii biernej, przekroczenia mocy i opłaty za usługi wykonywane na dodatkowe zlecenie odbiorcy, o które to przychody pomniejszany jest przychód pokrywający koszty uzasadnione przedsiębiorstwa, a stanowiący podstawę do kalkulacji stawek opłat, itd.

Prezes URE prowadzi również bieżący nadzór wynikający z napływającej korespondencji, od odbiorców energii pod kątem zgodności stosowania taryf z określonymi w nich warunkami, a dotyczących: sposobów rozliczeń, okresów rozliczeniowych, naliczania opłat za energię bierną, przekroczenia mocy itp. W większości napływającej korespondencji udzielano wyczerpujących odpowiedzi, gdyż zadawane pytania lub stawiane zarzuty wynikały raczej z niezajomości tematu przez piszącego, a w poje-

dynczych przypadkach podejmowano interwencje w przedsiębiorstwach energetycznych, mające na celu pomoc odbiorcy i doprowadzenie do rozliczeń zgodnych z warunkami określonymi w taryfie.

5.1.2. Działania interwencyjne

W 2009 r. prowadzono dziewięć postępowań wyjaśniających mających na celu sprawdzenie, czy przedsiębiorstwa energetyczne wykonują działalność gospodarczą w zakresie dystrybucji energii elektrycznej lub paliw gazowych oraz obrotu energią elektryczną zgodnie z warunkami określonymi w udzielonych koncesjach.

Energia elektryczna

W sześciu przypadkach postępowania wyjaśniające były prowadzone wskutek skarg na działalność przedsiębiorstw energetycznych i próśb o interwencję kierowanych do Prezesa URE przez odbiorców energii elektrycznej (dwa postępowania stanowiły kontynuację działań dotyczących spraw, które wpłynęły do Prezesa URE w 2008 r.). Sprawy te dotyczyły w szczególności złych parametrów jakościowych energii elektrycznej i złego stanu technicznego sieci elektroenergetycznych. Jednak przeprowadzone postępowania wyjaśniające nie dały podstaw do wszczęcia wobec ww. przedsiębiorców postępowań w sprawie wymierzenia kary pieniężnej w związku z nieprzestrzeganiem warunków koncesji.

Wobec jednego przedsiębiorcy wykonującego działalność gospodarczą w zakresie dystrybucji energii elektrycznej po zaistniałej awarii w sieci dystrybucyjnej podjęto działania kontrolne w celu zbadania, czy istnieją przesłanki wskazujące na możliwość wystąpienia nieprawidłowości w prowadzonej przez przedsiębiorcę działalności. Przeprowadzona kontrola ujawniła nieprawidłowości, skutkujące wszczęciem postępowania o ukaranie przedsiębiorcy, a następnie wymierzeniem kary pieniężnej w wysokości 150 tys. zł w związku z naruszeniem warunku koncesji na dystrybucję energii elektrycznej poprzez spowodowanie zagrożenia życia lub zdrowia ludzkiego oraz powstanie szkód materialnych. Przedsiębiorca złożył odwołanie od ww. decyzji Prezesa URE.

W przypadku jednego przedsiębiorcy posiadającego koncesję na obrót energią elektryczną, w toku prowadzonego postępowania administracyjnego w sprawie zmiany ww. koncesji, ujawniono nieprawidłowości wskazujące na możliwość nieutrzymywania zabezpieczenia majątkowego w określonej w koncesji formie. Po przeprowadzeniu postępowania wyjaśniającego Prezes URE wszczął wobec ww. przedsiębiorcy postępowanie w sprawie wymierzenia kary pieniężnej. Postępowanie to nie zostało zakończone w 2009 r.

Ponadto w związku ze skierowaniem do Prezesa URE skargi inwestora farm wiatrowych na przedsiębiorcę będącego operatorem systemu dystrybucyjnego (ENERGA Operator SA), dotyczącej niezgodnego z prawem wydawania warunków przyłączenia do sieci dla wnioskodawców zaliczanych do I lub II grupy przyłączeniowej, po przeprowadzeniu postępowania administracyjnego, wszczętego w 2008 r., Prezes URE wymierzył ww. przedsiębiorcy karę pieniężną w wysokości 250 000 zł.

Paliwa gazowe

Natomiast w przypadku jednego przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie dystrybucji paliw gazowych (operatora systemu dystrybucyjnego gazowego), w 2009 r. zostały podjęte działania interwencyjne po uzyskaniu wyników kontroli przeprowadzonej przez oddział terenowy URE w listopadzie 2008 r.

Powyższa kontrola wykazała, iż ww. odbiorca w swojej działalności w zakresie dystrybucji paliw gazowych, wykorzystywał w rozliczeniach z odbiorcami gazomierze, które nie posiadały ważnej dokumentacji Głównego Urzędu Miar dla gazomierzy miechowych, tzn. gazomierze bez ważnych cech legalizacyjnych.

W następstwie dokonanych w 2009 r. ustaleń wobec ww. przedsiębiorcy wszczęto postępowanie w sprawie wymierzenia kary pieniężnej w związku z naruszeniem warunków koncesji na dystrybucję paliw gazowych zakończone nałożeniem kary w wysokości 15 tys. zł. Ujawnione naruszenia dotyczyły nieprzestrzegania obowiązku prowadzenia działalności objętej koncesją na zasadach określonych w ustawie – Prawo energetyczne oraz wydanych na jej podstawie przepisach wykonawczych, a także nieprzestrzegania obowiązku spełnienia technicznych warunków przesyłania i dystrybucji paliw gazowych określonych w odrębnych przepisach, w szczególności do utrzymywania obiektów, instalacji, urządzeń i sieci w należyłym stanie technicznym, umożliwiającym przesyłanie i dystrybucję paliw gazowych w sposób ciągły i niezawodny, przy zachowaniu obowiązujących przepisów określających wymogi techniczne, jakościowe i ochrony środowiska oraz bezpieczeństwa i higieny pracy, w tym w szczególności bezpieczeństwa pożarowego oraz bezpieczeństwa ludzi i mienia, z uwzględnieniem racjonalnego poziomu kosztów oraz optymalizacji wykorzystania źródeł paliw gazowych zasilających sieć gazową.

W 2009 r. do Prezesa URE wpłynęło także wiele pism z wnioskami o interwencję w sprawach działań przedsiębiorstw energetycznych, które zdaniem odbiorców naruszały ich interesy, w szczególności dotyczyło to przypadków utrudniania zmiany sprzedawcy energii elektrycznej.

Prezes URE podjął szereg działań mających na celu wyjaśnienie sytuacji. Działania te w większości przypadków doprowadziły do zmiany sprzedawcy przez odbiorców energii elektrycznej.

Przykładem może być umożliwienie zmiany sprzedawcy jednemu z odbiorców instytucjonalnych. W tej sprawie operator systemu dystrybucyjnego wstrzymał procedurę zmiany sprzedawcy, zarzucając odbiorcy niedostosowanie układu pomiarowo-rozliczeniowego do wymagań określonych w IRIESD i rozporządzeniu z 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, do dnia zgłoszenia faktu zawarcia nowej umowy sprzedaży. Operator pominął fakt, że odbiorca ma obowiązek dostosowania układu do dnia zmiany sprzedawcy; układy pomiarowo-rozliczeniowe nie muszą być dostosowane już w dniu zgłoszenia zmiany.

W przypadku innego odbiorcy instytucjonalnego, który jest przyłączony do Euro-Energetyka Sp. z o.o. – przedsiębiorstwa tzw. energetyki przemysłowej, które nie miało statusu operatora systemu dystrybucyjnego i nie jest przyłączone do sieci przesyłowej, Prezes URE wskazał, jakie rozwiązania może przyjąć takie przedsiębiorstwo, aby umożliwić zakup energii elektrycznej od wybranego przez odbiorcę (przyłączonego do sieci tego przedsiębiorstwa) sprzedawcę. Ostatecznie odbiorca dokonał zmiany sprzedawcy.

Przykładem interwencji Prezesa URE może być także podjęcie działań w sprawie zmiany sprzedawcy przez innego odbiorcę instytucjonalnego. W tym przypadku odbiorca zwrócił się z prośbą o interwencję w sprawie zaproponowania przez operatora systemu dystrybucyjnego mniej korzystnych dla odbiorcy warunków świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej po zmianie sprzedawcy.

Kolejną interwencję Regulator podjął po zgłoszeniu problemu przez odbiorcę instytucjonalnego, który zwrócił się do Prezesa URE z prośbą o zajęcie stanowiska w sprawie zasadności całkowitej zmiany przez OSD warunków zasilania w przypadku konieczności dostosowania układów pomiarowo-rozliczeniowych niezbędnego do realizacji procedury zmiany dostawcy energii elektrycznej. W efekcie interwencji Prezesa URE strony doszły do porozumienia. OSD przesłał do Prezesa URE stosowne pismo, w którym potwierdził fakt osiągnięcia porozumienia.

Ponadto w 2009 r. wpłynęło do Prezesa URE szereg pism przedsiębiorstw tzw. energetyki przemysłowej w sprawie możliwości zmiany sprzedawcy przez odbiorców przyłączonych do sieci tych przedsiębiorstw. Pytania w tej sprawie kierowali również do Prezesa URE odbiorcy. Przyczyną pojawiających się problemów jest brak w obowiązujących przepisach uregulowań, które określałyby, w jaki sposób przedsiębiorstwa energetyki przemysłowej mają wywiązać się ze swoich obowiązków, w tym w szczególności

ści ze zmiany sprzedawcy. W związku z tym, aby rozwiązać związane z tym wątpliwości, Prezes URE zamieścił swoje stanowisko na stronie internetowej urzędu zawarte w informacji nr 21/2009 z 6 listopada 2009 r. W informacji opisane zostały dwa rozwiązania dotyczące realizacji obowiązków przedsiębiorstw energetyki przemysłowej wynikających z ustawy – Prawo energetyczne i rozporządzenia systemowego.

5.2. Powoływanie komisji kwalifikacyjnych

Zadaniem komisji kwalifikacyjnych jest sprawdzenie (poprzez przeprowadzanie odpowiednich egzaminów) kwalifikacji osób zajmujących się dozorem lub eksploatacją określonych w przepisach urzędzeń, instalacji i sieci oraz wydawanie świadectw potwierdzających te kwalifikacje dla osób zajmujących się tego rodzaju działalnością⁸⁶⁾.

Zagadnienia związane z działalnością komisji kwalifikacyjnych, realizowane w 2009 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 2009 r. wpłynęło 81 wniosków o powołanie komisji na kolejną kadencję i cztery wnioski o powołanie nowych komisji kwalifikacyjnych. W 2009 r. Prezes URE powołał w sumie 65 komisji kwalifikacyjnych na kolejną kadencję (w tym sześć na wniośki złożone w 2008 r.) oraz cztery nowe komisje kwalifikacyjne (w tym jedną na podstawie wniosku

z 2008 r.). Dwadzieścia dwa wnioski o powołanie komisji na kolejną kadencję oraz jeden wniosek o powołanie nowej komisji kwalifikacyjnej zostaną rozpatrzone po zakończeniu postępowań wyjaśniających prowadzonych w 2010 r.

W 2009 r. do Prezesa URE wpłynęły także 82 wnioski o zmianę aktów powołania komisji, rozpatrzonych zostało 77 wniosków (20 zmian polegało na dokonywaniu aktualizacji nazw przedsiębiorstw, przy których powołana jest komisja, natomiast 57 na rozszerzeniu zakresu uprawnień lub składu osobowego). W związku z nowelizacją aktów powołania, które dotyczyły zmian w składach osobowych komisji, przygotowano również 13 indywidualnych aktów odwołania oraz 36 indywidualnych aktów powołania do składów osobowych komisji. Pięć wniosków o zmianę aktów powołania, które wpłynęło w 2009 r., zostanie rozpatrzonych w 2010 r. po przeprowadzeniu postępowania wyjaśniającego.

W ramach prowadzonej kontroli aktualności i poprawności świadectw kwalifikacyjnych, siedem komisji przesłało w 2009 r. do Prezesa URE aktualne świadectwa swoich członków. W dwudziestu dwóch przypadkach udzielono odpowiedzi na pytania różnych podmiotów z zakresu eksploatacji instalacji i urzędzeń energetycznych oraz obowiązku posiadania dodatkowych wymagań kwalifikacyjnych.

W trakcie weryfikacji dokumentacji dokonano również analizy 183 arkuszy sprawozdawczych z działalności komisji kwalifikacyjnych, które wpłynęły do URE w 2009 r., w tym 118 arkuszy zostało przesłanych przez komisje w ramach aktualizacji, a 65 przekazano wraz z wnioskami powołania komisji kwalifikacyjnych na nową kadencję.

Tabela 41. Komisje kwalifikacyjne

Województwo (symbol województwa)	Liczba „czynnych” komisji w danym województwie
dolnośląskie (02)	23
kujawsko-pomorskie (04)	22
lubelskie (06)	29
lubuskie (08)	12
łódzkie (10)	33
małopolskie (12)	38
mazowieckie (14)	50
opolskie (16)	14
podkarpackie (18)	20
podlaskie (20)	12
pomorskie (22)	23
śląskie (24)	63
świętokrzyskie (26)	19
warmińsko-mazurskie (28)	10
wielkopolskie (30)	23
zachodniopomorskie (32)	18
Ogółem	409

Źródło: URE.

⁸⁶⁾ Zgodnie z art. 54 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, osoby zajmujące się eksploatacją sieci oraz urzędzeń i instalacji określonych w przepisach, o których mowa w art. 54 ust. 6 ustawy, obowiązane są posiadać kwalifikacje potwierdzone świadectwem wydanym przez komisje kwalifikacyjne. Szczegółowe zasady powoływania oraz funkcjonowania komisji kwalifikacyjnych zawarte są w rozporządzeniu Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z 28 kwietnia 2003 r. w sprawie szczegółowych zasad stwierdzania kwalifikacji przez osoby zajmujące się eksploatacją urzędzeń, 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). Por. także art. 4 ustawy z 24 lipca 2002 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2002 r. Nr 135, poz. 1144).

Według stanu na 31 grudnia 2009 r. działało **409** komisji kwalifikacyjnych (437 w 2007 r. i 406 w 2008 r.). Dotychczas w sumie powołanych zostało 670 komisji, a w ich pracach uczestniczy **5 262** osób.

5.3. Nakładanie kar pieniężnych

W 2009 r. wydano, na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 9 ustawy – Prawo energetyczne⁸⁷⁾, trzy decyzje wymierzające kary pieniężne za zatrudnianie osób bez wymaganych ustawą kwalifikacji. Kary zostały wymierzone przedsiębiorcom, którzy zatrudniali osoby bez ważnych świadectw kwalifikacyjnych. Kary te miały charakter mandatowy, a ich wysokość wynosiła od 500 zł do 5 000 zł.

Z przepisów ustawy o biopaliwach⁸⁸⁾ wynikają dla Prezesa URE kompetencje dotyczące możliwości stosowania sankcji (kar pieniężnych) za niewykonywanie przez wytwórców biokomponentów oraz producentów paliw i biopaliw ciekłych ich obowiązków, polegających na przekazywaniu Prezesowi URE i Prezesowi Agencji Rynku Rolnego sprawozdań kwartalnych⁸⁹⁾ lub w przypadku podawania w tych sprawozdaniach nieprawdziwych danych. Wysokość kary wymierzonej w tym przypadku wynosi 5 000 zł⁹⁰⁾.

Prezes URE posiada również kompetencje do wymierzenia kary podmiotom zobowiązanym do realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego w przypadku niezapewnienia minimalnego udziału biokomponentów i innych paliw odnawialnych w ogólnej ilości paliw ciekłych i biopaliw ciekłych sprzedanych lub zbytych w innej formie przez ten podmiot lub zużytych przez niego na potrzeby własne. Wysokość kary pieniężnej oblicza się wówczas według wzoru określonego w ustawie⁹¹⁾.

Wpływy z tytułu wymienionych wyżej kar pieniężnych stanowią dochód Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej⁹²⁾.

W 2009 r. Prezes URE wszczął 17 postępowań w sprawie wymierzenia kary pieniężnej z powodu nieprzekazania w terminie przez wytwórców biokomponentów oraz producentów paliw ciekłych i biopaliw ciekłych, sprawozdań kwartalnych, o których mowa w art. 30 ust. 1 lub 2 ustawy o biopaliwach. Do 31 grudnia 2009 r. 50 postępowań (w tym część wszczętych w 2008 r.) zostało zakończonych wydaniem decyzji, mocą których Prezes URE uznał, że przedsiębiorcy,

poprzez niezłożenie w terminie sprawozdania kwartalnego, naruszyli art. 30 ust. 1 lub 2 ustawy o biopaliwach. Przedsiębiorcom tym zostały wymierzone kary pieniężne na łączną kwotę 250 000 zł. Kary te mają charakter porządkowy, tj. mają na celu zdyscyplinowanie przedsiębiorców do wykonywania obowiązków, o których mowa w art. 30 ust. 1 i 2 ustawy.

W 2009 r. Prezes URE wszczął również trzy postępowania w sprawie wymierzenia kary pieniężnej w związku z możliwością niezapewnienia przez zobowiązanych przedsiębiorców, w 2008 r., minimalnego udziału biokomponentów i innych paliw odnawialnych w ogólnej ilości paliw ciekłych i biopaliw ciekłych sprzedanych lub zbytych w innej formie lub zużytych na potrzeby własne, tj. niewywiązania się z obowiązku wynikającego z art. 23 ust. 1 ustawy o biopaliwach. Do 31 grudnia 2009 r. jedno postępowanie zostało zakończone wydaniem decyzji, w której orzeczono karę pieniężną w wysokości 19 663,82 zł. Przewidywany termin zakończenia dwóch pozostałych postępowań administracyjnych w tych sprawach to pierwszy kwartał 2010 r.

W okresie sprawozdawczym Prezes URE wymierzył **179** kar pieniężnych na przedsiębiorców wykonujących działalność na rynku paliw ciekłych na łączną kwotę **3 681 307,13 zł**.

Powyższe kary pieniężne zostały wymierzone za naruszenia obowiązków wynikających z udzielonych koncesji oraz za nieudzielenie informacji Prezesowi URE. Ukarani przedsiębiorcy w większości przypadków naruszali warunki koncesji poprzez wprowadzanie do obrotu paliw ciekłych, których parametry jakościowe nie odpowiadały obowiązującym normom jakościowym, co zostało ujawnione w trakcie kontroli przeprowadzanych, w większości przypadków, przez Inspekcję Handlową. W pozostałych przypadkach kary pieniężne wymierzane były m.in. koncesjonariuszom, którzy nie dostosowali sposobu wykonywania działalności gospodarczej do obowiązujących przepisów (w tym w szczególności nie wyposażyli eksploatowanych obiektów w instalacje i urządzenia określone obowiązującymi przepisami określającymi wymogi techniczne i ochrony środowiska), nie przestrzegali przepisów w zakresie bezpieczeństwa pożarowego, lub też eksploatowali urządzenia i instalacje bez stosownych, wymaganych przepisami prawa zezwoleń.

Najniższa wymierzona w 2009 r. kara to **200 zł**, a najwyższa – **156 000 zł**.

Ponadto w 2009 r. nałożono cztery kary pieniężne na przedsiębiorstwa energetyczne na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 12 ustawy – Prawo energetyczne w związku z nieprzebrzeganiem warunków koncesji. Łączna kwota wymierzonych kar wyniosła 440 tys. zł. Spośród ww. przedsiębiorstw dotychczas jeden przedsiębiorca złożył odwołanie od decyzji Prezesa URE w sprawie wymierzenia kary pieniężnej.

⁸⁷⁾ Zgodnie z art. 56 ust. 1 pkt 9 ustawy – Prawo energetyczne, karze pieniężnej podlega ten, kto zatrudnia osoby bez wymaganych ustawą kwalifikacji.

⁸⁸⁾ Art. 33 ust. 1 pkt 8 i ust. 2 oraz art. 33 ust. 9 pkt 3 w związku z art. 30 ust. 1 i 2 ustawy o biopaliwach.

⁸⁹⁾ O których mowa w art. 30 ust. 1 i 2 ustawy o biopaliwach.

⁹⁰⁾ Art. 33 ust. 2 ustawy o biopaliwach.

⁹¹⁾ Art. 33 ust. 1 pkt 5 i ust. 5 oraz art. 33 ust. 9 pkt 3 w związku z art. 23 ust. 1 ustawy o biopaliwach.

⁹²⁾ Art. 33 ust. 11 ustawy o biopaliwach.

Dwa postępowania w sprawie wymierzenia kary pieniężnej w związku z naruszeniem warunków określonych w koncesji nie zostały zakończone w 2009 r.

Warto w tym miejscu wskazać, iż najwyższa kara wyniosła 250 000 zł i została nałożona na przedsiębiorcę posiadającego koncesję na dystrybucję energii elektrycznej, będącego operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego (ENERGA Operator SA) za nieprzestrzeganie obowiązku wykonywania działalności objętej koncesją na zasadach określonych w ustawie – Prawo energetyczne oraz wydanych na jej podstawie przepisach wykonawczych, poprzez niedotrzymanie terminów wydania warunków przyłączenia do sieci podmiotom ubiegającym się o przyłączenie.

Postępowanie administracyjne zakończone ww. decyzją zostało wszczęte w 2008 r., zgodnie z tym co wskazano powyżej, w związku ze skierowaniem do Prezesa URE skargi inwestora farm wiatrowych, dotyczącej niezgodnego z prawem wydawania warunków przyłączenia do sieci dla wnioskodawców zaliczanych do I lub II grupy przyłączeniowej.

W trakcie postępowania ustalono, że w okresie od 2004 r. do 2009 r. wystąpiło dwadzieścia jeden udokumentowanych przypadków przekroczenia terminu na wydanie warunków przyłączenia, a trudności w uzyskaniu warunków przyłączenia do sieci dla farm wiatrowych nie wynikały z przyczyn obiektywnych, niezależnych od przedsiębiorcy. Przedmiotowa decyzja Prezesa URE jest prawomocna.

Poza tym Prezes URE po przeprowadzeniu postępowania administracyjnego – wszczętego w związku z informacjami o wystąpieniu 15 czerwca 2008 r. awarii w należącej do przedsiębiorcy będącego OSD (Vattenfall Distribution Poland SA) dystrybucyjnej sieci elektroenergetycznej, w wyniku której doszło do zagrożenia życia i zdrowia ludzkiego oraz powstania szkód materialnych – wymierzył ww. przedsiębiorcy karę w wysokości 150 000 zł za naruszenie warunku koncesji na dystrybucję energii elektrycznej, nakładającego na koncesjonariusza obowiązek wykonywania działalności w sposób nie powodujący zagrożenia życia lub zdrowia ludzkiego oraz nie narażający na powstanie szkód materialnych. Przedsiębiorca złożył odwołanie od ww. decyzji Prezesa URE.

We wrześniu 2009 r. zostało wszczęte z urzędu postępowanie administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej operatorowi systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w związku z ujawnieniem okoliczności wskazujących na możliwość nieprzestrzegania obowiązku umożliwienia zmiany sprzedawcy energii elektrycznej oraz naruszenia terminów przewidzianych na wydanie warunków przyłączenia przez przedsiębiorstwo zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej. Postępowanie nie zostało zakończone w 2009 r.

W centrali urzędu prowadzone były także następujące postępowania o wymierzenie kar pieniężnych, które dotyczyły sektora elektroenergetycznego.

W związku ze stwierdzeniem w PGE Zakłady Energetyczne Okręgu Radomsko-Kieleckiego Dystrybucja Sp. z o.o. z siedzibą w Skarżysku Kamiennej nieprawidłowości, tj. stosowaniu stawek opłat wyższych od zatwierdzonych i stosowaniu taryfy niezgodnie z określonymi w niej warunkami, Prezes URE 10 września 2009 r. wszczął postępowanie administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej przedsiębiorstwu. Art. 56 ust. 1 pkt 6 ustawy – Prawo energetyczne stanowi bowiem, iż karze pieniężnej podlega ten, kto stosuje ceny lub stawki opłat wyższe od zatwierdzonych lub stosuje taryfę niezgodnie z określonymi w niej warunkami. W trakcie postępowania administracyjnego ustalono, że w okresie od lipca 2007 r. do października 2008 r. wystąpiło dwadzieścia jeden przypadków przedłożenia odbiorcom umów o przyłączenie kablowe po stawkach wyższych niż taryfowe. W osiemnastu przypadkach odbiorcy uiścili opłaty za przyłączenie wyższe, niż wynikające ze stawek taryfowych. Opłaty pobierane przez przedsiębiorstwo były od 17% do 335% wyższe od opłat wyliczanych zgodnie ze stawkami taryfowymi. Przedsiębiorstwo zaprzestało niezgodnych z prawem praktyk, a wszystkie nadpłaty wraz z odsetkami zwróciło odbiorcom.

Uwzględniając stopień szkodliwości czynu, stopień zawinienia, dotychczasowe zachowania podmiotu oraz możliwości finansowe przedsiębiorstwa, Prezes URE 4 stycznia 2010 r. zakończył postępowanie administracyjne ustalając kwotę kary wymierzonej przedsiębiorcy w wysokości 50 000 zł. Od decyzji Prezesa URE przedsiębiorca ma możliwość odwołania do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów – w terminie dwóch tygodni od dnia jej doręczenia.

Drugie z postępowań prowadzonych w urzędzie o ukaranie zostało wszczęte 10 sierpnia 2009 r. a dotyczyło stosowania przez jedno z przedsiębiorstw obrotu taryfy niezgodnie z określonymi w niej warunkami (art. 56 ust. 1 pkt 6 ustawy – Prawo energetyczne), tj. kwalifikowania jednostek penitencjarnych w części bytowej do innych grup taryfowych niż określone w obowiązującej taryfie. Postępowanie to nie zostało jeszcze zakończone.

Ponadto w 2009 r. prowadzone były dwa postępowania z tytułu naruszenia art. 56 ust. 1 pkt 5 ustawy – Prawo energetyczne wobec:

- RWE Polska SA – wszczęte 29 maja 2009 r. oraz
- Vattenfall Sales Poland Sp. z o.o. – wszczęte 29 maja 2009 r.

Przedsiębiorstwa te, pełniące funkcje sprzedawców z urzędu, wprowadziły w 2009 r. w rozliczeniach z odbiorcami będącymi gospodarstwami domowymi taryfy w obrocie bez obowiązku przedstawienia ich Prezesowi URE do zatwierdzenia.

Jednakże 24 lipca 2009 r. (w przypadku RWE Polska SA), oraz 10 lipca 2009 r. (wobec Vattenfall Sales Poland Sp. z o.o.) Prezes URE stosownymi postanowieniami zawiesił te postępowania na podstawie art. 97 par. 1 pkt 4 Kodeksu postępowania administracyjnego, bowiem rozpatrzenie tych spraw i wydanie decyzji zależy od uprzedniego rozstrzygnięcia zagadnienia wstępnego (tj. kwestii zwolnienia Stron z obowiązku przedstawienia Prezesowi URE taryf do zatwierdzenia) przez właściwe Sądy. *Należy zaznaczyć, że postępowania te są analogiczne jak prowadzone w 2008 r. wobec tych samych przedsiębiorstw, które nie zostały odwieszone w 2009 r.*

Oprócz ww. spraw w 2009 r. zakończyło się – wszczęte 24 lipca 2006 r. – postępowanie dotyczące stosowania przez jedną ze spółek dystrybucyjnych cen i taryf wyższych od zatwierdzonych, tj. samowolnego doliczania do opłat za założenie plomby opłat za sprawdzenie stanu technicznego układu pomiarowo-rozliczeniowego, pomimo że odbiorca nie zlecał takiej czynności. Postępowanie to prowadzone było na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 6 ustawy – Prawo energetyczne.

Decyzją z 8 września 2006 r. Prezes URE wymierzył ww. przedsiębiorstwu karę w wysokości 200 000 zł. Od decyzji przedsiębiorstwo wniosło odwołanie do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Wyrokiem z 12 stycznia 2007 r. Sąd uchylił decyzję Prezesa URE wskazując na wadliwość decyzji polegającą na niewystarczającym uzasadnieniu kwoty kary. 3 lipca 2007 r. ponownie została wydana decyzja Prezesa URE w powyższej kwestii, od której pismem z 23 lipca 2007 r. przedsiębiorstwo wniosło odwołanie do SOKiK, który wyrokiem z 10 marca 2008 r. oddalił odwołanie przedsiębiorstwa. Jednakże od tego wyroku przedsiębiorstwo odwołało się do Sądu Apelacyjnego, który wyrokiem z 15 stycznia 2009 r. oddalił apelację uznając zarzuty przedsiębiorstwa za nieuzasadnione, a wyrok Sądu Okręgowego za odpowiadający prawu. Przedsiębiorstwo w lutym 2008 r. dokonało wpłaty kary na konto właściwego urzędu skarbowego.

5.4. Statystyka publiczna

Do zakresu działania Prezesa URE, zgodnie z art. 23 ust. 2 pkt 18 ustawy – Prawo energetyczne, należy zbieranie i przetwarzanie informacji dotyczących przedsiębiorstw energetycznych.

W 2009 r. Prezes URE zaangażowany był, podobnie jak w latach ubiegłych, w prace statystyczne systemu statystyki publicznej i zrealizował wszystkie obowiązki wynikające z zapisów Programu Badań Statystycznych Statystyki Publicznej (PBSSP) na 2009 r.⁹³⁾ zawartych w części 1.44 *Rynek materiało-*

wy i paliwowo-energetyczny, w badaniach: Bilanse paliw i energii oraz Elektroenergetyka i ciepłownictwo.

Wspólnie z Ministrem Gospodarki, uczestniczył w realizacji badania – *Elektroenergetyka i ciepłownictwo*, dzięki czemu miał zagwarantowany dostęp do wyników wspólnie prowadzonego badania. Prezes URE mógł korzystać z zasobów informacyjnych Ministerstwa Gospodarki i ARE SA poprzez dostęp do internetowego systemu zbierania sprawozdań statystycznych. Dane te wykorzystywane były w bieżącej działalności regulacyjnej Prezesa URE, m.in. przy ocenie sytuacji ekonomiczno-finansowej sektora, w procesie taryfowania oraz dla zaspokajania potrzeb informacyjnych monitorowania systemu elektroenergetycznego. Informacje posłużyły również do obliczenia średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła oraz na rynku konkurencyjnym, które Prezes URE jest zobowiązany publikować do 31 marca każdego roku (art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. a i b ustawy – Prawo energetyczne).

W ramach realizacji obowiązków wynikających z PBSSP na 2009 r., Prezes URE przekazywał dane ze swoich zasobów informacyjnych w zakresie: 1) biokomponentów, paliw ciekłych i biopaliw ciekłych, 2) energii elektrycznej wytwarzanej w źródłach odnawialnych i w kogeneracji oraz 3) produkcji, dystrybucji i obrotu ciepłem, zebranych za 2008 r. Również w bazie informacyjnej „Polska statystyka publiczna” (przygotowywanej równoległe z PBSSP) zamieszczone zostały informacje o bazach prowadzonych w URE: Baza udzielonych koncesji, Baza – Koncesjonowana Energetyka Ciepła, Baza – Ewidencja Świadczeń Pochodzenia Energii Odnawialnej, Baza – Ewidencja Świadczeń Pochodzenia z Kogeneracji, Administracyjny system informacyjny Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w zakresie biokomponentów, paliw ciekłych i biopaliw ciekłych.

Dane przekazywane dla statystyki publicznej w zakresie produkcji, dystrybucji i obrotu ciepłem zbierane są w ramach corocznego badania koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych. Prezes URE przejął główny ciężar prac związanych ze statystyką ciepłownictwa w ramach statystyki publicznej. W chwili obecnej Regulator dysponuje największą w kraju bazą informacyjną o sektorze ciepłowniczym.

W 2009 r. zostało przeprowadzone kolejne badanie koncesjonowanych przedsiębiorstw zajmujących się działalnością ciepłowniczą w 2008 r., realizowane w ramach Programu Badań Statystycznych Statystyki Publicznej. Badanie to, zgodnie z ustawą o statystyce, zaliczone jest do systemów informacyjnych administracji publicznej⁹⁴⁾.

⁹³⁾ Rozporządzenie Rady Ministrów z 21 listopada 2008 r. (Dz. U. Nr 221, poz. 1436, z późn. zm.).

⁹⁴⁾ 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.

W ramach badania, koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze wypełniały formularz – „Sprawozdanie z działalności wytwórców, dystrybutorów i przedsiębiorstw obrotu ciepłem w 2008 r.”, który obejmował 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.

Wzór formularza oraz objaśnienia do niego umieszczone były na stronach internetowych URE. Zebrane informacje zostały przetworzone elektronicznie i zasiliły bazę informacyjną urzędu. Nadzór organizacyjny i merytoryczny nad przebiegiem badania sprawowała centrala URE, natomiast oddziały terenowe URE aktywnie uczestniczyły w pozyskiwaniu i weryfikacji kompletności oraz poprawności danych przekazanych przez przedsiębiorstwa.

W wyniku przeprowadzonego badania uzyskano informacje od 518 podmiotów, tj. od prawie 98% przedsiębiorstw, które w tym roku posiadały ważne koncesje Prezesa URE na działalność związaną z zaopatrzeniem w ciepło. Brak informacji od niektórych przedsiębiorstw wynikał z faktu, że nie wszystkie przedsiębiorstwa, które miały koncesje w 2008 r., zajmowały się w tym czasie koncesjonowaną działalnością ciepłowniczą.

Szacuje się, że spośród przedsiębiorstw, które prowadzą działalność związaną z zaopatrzeniem odbiorców w ciepło, ok. 60% ma koncesję Prezesa URE, a obszar regulowany obejmuje ponad 75% całkowitej produkcji ciepła w kraju oraz ok. 95% łącznej sprzedaży ciepła. Reszta podmiotów pozostaje poza obszarem regulacji. Są to przede wszystkim podmioty, które nie podlegają koncesjonowaniu w rozumieniu ustawy – Prawo energetyczne.

Dane zebrane w tym badaniu zostały przekazane do Ministerstwa Gospodarki i zasiliły krajową bazę gospodarki paliwowo-energetycznej. Wyniki przedstawiono obszernie w wydawnictwie Prezesa URE „Energetyka ciepła w liczbach – 2008” opublikowanym

w sierpniu 2009 r.⁹⁵⁾ W publikacji, będącej przede wszystkim zbiorem tablic statystycznych, znalazła się również syntetyczna charakterystyka podstawowych tendencji zaobserwowanych w energetyce ciepłej w 2008 r., oraz informacje o sposobie badania, szczególne uwagi metodyczne a także wzór formularza wraz z objaśnieniami. W zestawieniach tabelarycznych pokazano wyniki badań zagregowane według wybranych zasad klasyfikacji przedsiębiorstw⁹⁶⁾.

W grudniu 2009 r. rozpoczęto przygotowania do następnego badania koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych, które zostanie przeprowadzone na początku 2010 r. Został przygotowany i zamieszczony na stronie internetowej URE formularz oraz objaśnienia dla przedsiębiorstw.

5.5. Obliczanie i publikowanie średniej ceny na rynku konkurencyjnym w roku poprzednim

Na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b ustawy – Prawo energetyczne Prezes URE jest zobowiązany publikować do 31 marca każdego roku średnią cenę sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym za rok poprzedni. W 2008 r. wynosiła ona 155,44 zł/MWh.

Algorytm obliczania średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w 2008 r. obejmował sprzedaż energii elektrycznej (wolumen sprzedaży oraz wartość sprzedanej energii) realizowaną przez wytwórców do:

- spółek obrotu,
- oraz na giełdę energii.

W przypadku skonsolidowanych pionowo grup energetycznych do jej wyliczenia został wzięty pod uwagę wolumen sprzedaży energii elektrycznej i wartość tej sprzedaży na rynek hurtowy poza grupę kapitałową. Sprzedaż ta, tj. poza grupę kapitałową, obejmowała energię przeznaczoną do dalszej odsprzedaży do przedsiębiorstw obrotu spoza grupy kapitałowej oraz sprzedaż na giełdę energii.

⁹⁵⁾ Prezes URE, „Energetyka ciepła w liczbach – 2008”, Warszawa, sierpień 2009. Ogółem ukazało się sześć pozycji w tej serii wydawniczej począwszy od września 2004 r. Pierwsza publikacja ukazała się w marcu 2004 r. w ramach serii wydawniczej: Prezes URE – Biblioteka Regulatora.

⁹⁶⁾ 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.

CZĘŚĆ III. PROMOWANIE KONKURENCJI

1. Cele i zadania Prezesa URE

Realizując kompetencje regulacyjne Prezes URE zobowiązany jest kierować się potrzebą równowagi interesów przedsiębiorstw sektora oraz odbiorców paliw i energii, a także brać pod uwagę wpływ podejmowanych rozstrzygnięć na konkurencyjność rynku. Promowanie konkurencji jest bowiem zadaniem Regulatora, traktowanym na równi z zadaniami ściśle regulacyjnymi, lecz znacznie gorzej „obudowanym” administracyjnymi narzędziami oddziaływania. Tak wąska gama dostępnych kompetencji służących promowaniu konkurencji wynika zapewne z niedostosowania prawa, i – co jest naturalną konsekwencją – ukształtowanych nim instytucji, do zmieniających się (zarówno ewolucyjnie, jak i rewolucyjnie – choćby w przypadku decyzji konsolidacyjnych) warunków funkcjonowania sektora energetycznego. W części natomiast ta „szczipłość” narzędzi w rękach Prezesa URE tłumaczona być może rozproszeniem odpowiedzialności za ten obszar – na krajowym rynku działa przecież organ odpowiadający za ochronę konkurencji, tj. Prezes UOKiK. Częściowo też uznać należy za naturalny i właściwy dobór instrumentów oddziaływania na rzecz promowania konkurencji, które z zasady raczej stymulują i mobilizują niż administracyjnie reglamentują, nakazują bądź zakazują. Niezależnie natomiast od powyższego narzędzia pozostające w dyspozycji Prezesa URE a służące promowaniu konkurencji powinny zostać poddane przeglądowi i ocenie pod kątem kompletności i efektywności oddziaływania.

Z powodu braku stosownych kompetencji wiele działań podejmowanych przez Prezesa URE na rzecz promowania konkurencji zaliczyć należy do kategorii tzw. działań miękkich, do których podjęcia Prezes URE nie jest zobowiązany w świetle przepisów prawa, ale które ocenia jako konieczne dla realizacji celu. W działalności Regulatora na rzecz promowania konkurencji na rynku energii elektrycznej w 2009 r. nadal kierował się on przekonaniem, że stan konkurencji powinien być oceniany przez pryzmat korzyści odbiorców. Kontynuowane i inicjowane były działania mające za cel realizację założeń niezbędnych do pełnego uwolnienia rynku, przedstawionych przez Regulatora w dokumencie „Mapa drogowa uwolnienia cen dla wszystkich odbiorców energii elektrycznej. W drodze ku prawom odbiorców i efektywnej konkurencji w sektorze energetycznym”⁹⁷⁾, opublikowanym w styczniu 2008 r.

Pewne jest, że z czasem kompetencje Prezesa URE w obszarze promowania konkurencji ulegną wzmocnieniu względem kompetencji regulacyjnych. Wskazuje na to zarówno charakter zmian na rynku energii, jak i sama logika instytucji regulacyjnej, która swymi działaniami ograniczać ma obszar niezbędnej ingerencji administracyjnej, utrzymując ją jedynie w odniesieniu do monopolu naturalnego. Nieuchronność takiej zmiany jest w Europie powszechna i tym bardziej oczywista, że w połowie 2009 r. Parlament Europejski i Rada przyjęły tzw. trzeci pakiet legislacyjny, którego celem jest zwiększenie konkurencyjności na europejskim rynku energii i przyspieszenie integracji tego rynku.

Miernikiem rozwoju konkurencyjnego rynku energii (bardzo uproszczonym, ale dość miarodajnym) jest liczba zmian sprzedawcy. Prezes URE systematycznie monitoruje stopień rzeczywistego korzystania z prawa wyboru sprzedawcy przez odbiorców uprawnionych. Rozwój zasady TPA w ujęciu ilościowym przedstawiony jest szczegółowo w rozdziałach poświęconych omówieniu rynków: elektroenergetycznego i gazowego.

Ubiegły rok był przełomowym dla rozwoju kontraktów na zasadzie TPA w grupie odbiorców innych niż gospodarstwa domowe. Podczas gdy na koniec 2008 r., po kilku latach od stopniowego przyznania uprawnień w zakresie swobodnego wyboru sprzedawcy, tylko 85 odbiorców z tej grupy zawarło umowy na zasadzie TPA, to na koniec 2009 r. odbiorców tych było 1 537. Choć, co wymaga podkreślenia, skala wzrostu liczby odbiorców korzystających z TPA była bezprecedensowa (nieco ponad osiemnastokrotny wzrost), to i tak pod koniec analizowanego okresu odsetek korzystających ze zmiany sprzedawcy wyniósł niespełna 0,1%. Także w grupie odbiorców w gospodarstwach domowych (G) widoczny jest postęp – na koniec 2009 r. sprzedawcę wybrało 1 337 odbiorców, podczas gdy rok wcześniej było ich 905. Ten zauważalny (choć niższy niż w 2008 r.) wzrost nie może jednak cieszyć, gdy w świadomości pozostaje fakt, że ciągle odsetek odbiorców korzystających z TPA pozostaje poniżej 0,01%.

Wśród przyczyn znacznych wzrostów liczby odbiorców korzystających z zasady TPA wskazać należy istotne wahania cen energii w obszarze nieregulowanym (poza grupą taryfową G). Znaczne wzrosty tych cen w pierwszych miesiącach 2009 r. nałożyły się jeszcze na ogólnogospodarczy kryzys i wielu odbiorów przemysłowych, zwłaszcza tych, dla których zaopatrzenie w energię stanowi istotną pozycję kosztową, zaczęło rozglądać się za alternatywnym sprzedawcą. Ciekawym zjawiskiem obserwowanym przez Regula-

⁹⁷⁾ Dokument dostępny na stronie internetowej URE: <http://www.ure.gov.pl/portal/pl/381/2563/>.

tora w 2009 r. stało się także dość powszechne otwieranie działalności w zakresie doradztwa energetycznego i pośrednictwa w obsłudze procesu zmiany sprzedawcy. Powstawanie firm oferujących tego typu usługi świadczy o dojrzewaniu rynku i coraz większym zainteresowaniu jego uczestników korzyściami, jakie można osiągnąć w warunkach konkurencji.

W minionym roku udział energii elektrycznej dostarczonej w ramach TPA w stosunku do całkowitej energii dostarczonej odbiorcom wyniósł 10,17%. W stosunku do 2008 r. wzrost ten wyniósł ok. 2,48 punktu procentowego. W 2009 r. doszło do wzrostu liczby odbiorców korzystających z TPA na obszarze działania wszystkich operatorów. Sprzedawcę zmienili także pierwsi odbiorcy przyłączeni do sieci PKP Energetyka SA. Jeśli chodzi o udział energii dostarczonej w ramach TPA w ogólnej ilości energii dostarczonej odbiorcom, to wzrósł on na obszarze działania wszystkich operatorów, z wyjątkiem RWE Stoen Operator Sp. z o.o., gdzie nastąpił spadek z poziomu 2,77% do 0,22%, przy równoczesnym wzroście liczby odbiorców z 29 na 94.

Na rynku gazu, gdzie utrzymuje się bliska monopolistyczna pozycja GK PGNiG, działalność handlową w zakresie obrotu gazem ziemnym prowadzi także pewna liczba podmiotów, których funkcjonowanie ma istotny wpływ na procesy i relacje rynkowe. Działania Prezesa URE w obszarze promowania konkurencji na rynku gazu ukierunkowane są na wspieranie rozwią-

zań prorynkowych, które z punktu widzenia wymagań rynku konkurencyjnego będą skutkować niższymi cenami dla odbiorców końcowych przy zachowaniu zwrotu z zaangażowanego kapitału dla przedsiębiorstw energetycznych. Tych kilkadziesiąt istniejących podmiotów prowadzi działalność polegającą na odsprzedaży gazu ziemnego nabywanego od PGNiG SA odbiorcom końcowym. Przeważająca większość zajmuje się sprzedażą gazu kupowanego od PGNiG SA za pośrednictwem własnych, lokalnych sieci dystrybucyjnych. Przedsiębiorstwa te stanowią lokalne monopole wewnątrz obsługiwanych przez siebie własnych sieci, łącząc działalność dystrybucyjną i obrotu. W 2009 r. udział tego typu podmiotów w rynku detalicznym wynosił ok. 2% wolumenu sprzedaży. Największymi pod względem wolumenu sprzedaży, były: EWE energia Sp. z o.o., G.EN. Gaz Energia SA, ENESTA SA i KRI SA.

Realizacja kontraktów handlowych na dostawy gazu z wykorzystaniem TPA miała w 2009 r. charakter incydentalny i dotyczyła działalności tylko jednego podmiotu. Jednakże pamiętać należy, że w przypadku gazownictwa możliwe jest prowadzenie działalności bez wykorzystania sieci (LNG), a także częstsze są przypadki „zdobywania” nowego rynku poprzez rozbudowę własnej infrastruktury sieciowej. Nadal trudno jednak mówić o konkurencyjnym rynku gazu, choć małymi krokami usuwane są bariery w jego rozwoju, jak choćby uruchomienie usług w zakresie magazynowania gazu ziemnego.

2. Działania na rzecz likwidacji barier konkurencji

Jak już wspomniano Prezes URE nie dysponuje wystarczająco rozbudowanym katalogiem administracyjnych narzędzi służących promowaniu konkurencji. Z tego względu rozwinął szeroki wachlarz działań tzw. miękkich, których skuteczność oddziaływania w krótkim czasie jest stosunkowo ograniczona. Choć stwierdzenia te pozostają prawdziwe to przyznać należy, że Prezes URE wykorzystuje w celu promowania konkurencji także te narzędzia administracyjne, które z gruntu rzeczy służą regulacji ekonomicznej i technicznej. Wśród tych narzędzi szczególną rolę odgrywa zatwierdzanie IRiESD, w których – z braku odpowiednich regulacji w prawie powszechnie obowiązującym – znalazły się także regulacje dotyczące warunków i procedur zmiany sprzedawcy. Promowaniu konkurencji służy też realizacja zadań w zakresie monitorowania warunków świadczenia usług oraz podejmowanie działań mających na celu wyeliminowanie nieprawidłowości – w przypadku ich stwierdzenia. Istotnym narzędziem promowania konkurencji jest także możliwość roz-

strzygania sporów. Już samo rozpoczęcie postępowania w sprawie rozstrzygnięcia sporu pozwala niejednokrotnie wymusić na stronie prorynkowe zachowania. Ponieważ jednak procedura poddana reżimowi postępowania administracyjnego jest dość długotrwała, odbiorcy rzadko wnoszą do Regulatora o rozstrzygnięcie w sprawach spornych, a szkoda, bo rozstrzygnięcia przyjmowane przez Regulatora stają się z zasady obowiązującym standardem.

Prezes URE angażował się także w działania mające na celu ułatwienie rozwoju relacji rynkowych w elektroenergetyce i gazownictwie, przykładowo: udział w negocjacjach pomiędzy TOE a PTPiREE dotyczących standardowego wzorca tzw. generalnej umowy dystrybucyjnej, regulującej zasady współpracy między operatorem systemu dystrybucyjnego a sprzedawcą działającym na jego terenie, prace nad wprowadzeniem w gazownictwie systemu taryfowego *entry-exit*, czy też przedsięwzięcia zrealizowane w ramach projektu „Wdrażanie konkurencyjnego rynku energii”, finansowane z wykorzystaniem środków *Transition Facility*.

Na szczególne podkreślenie zasługuje udział Regulatora w pracach nad kształtem polityki energetycznej, czy też przy rozporządzeniu dotyczącym funkcjonowania systemu gazowego.

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

Elektroenergetyka

Podobnie jak w latach poprzednich OSP PSE Operator SA prowadził bilansowanie systemu przesyłowego i zarządzanie ograniczeniami zgodnie z zasadami zawartymi w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej w części dotyczącej bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi (IRiESP-Bilansowanie) zatwierdzonej decyzją Prezesa URE z 10 lutego 2006 r. z późn. zm. W 2009 r. decyzja ta była zmieniona trzykrotnie. Zmiany dotyczyły m.in.:

- wprowadzenia na Rynku Bilansującym obsługi zgłoszeń transakcji handlowych zawieranych na rynkach dnia bieżącego, które są elementem rozwoju Rynku Bilansującego, uzupełniającym aktualnie stosowane rozwiązania,
- procesu przesyłania danych pomiarowo-rozliczeniowych, przekazywanych przez OSD poprzez wydłużenie o godzinę czasu na ich weryfikację. Wprowadzone zmiany umożliwiają dla OSD realizowanie funkcji Jednostki Grafikowej Bilansującej (JG_{BI}) w ramach należącej do tego przedsiębiorstwa Jednostki Grafowej Odbiorczej (JG_O),
- przesunięcia terminu dokonywania korekty rozliczeń poszczególnych dekad miesiąca, umożliwiające wdrożenie mechanizmu niezależnego bilansowania strat sieciowych przez OSD.

Należy zaznaczyć, że 1 stycznia 2009 r. weszły w życie nowe, zmienione zasady funkcjonowania rynku bilansującego zatwierdzone decyzją Prezesa URE z 19 listopada 2008 r. Zmiany te dotyczyły implementacji zasad określonych w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

W 2009 r. większość OSD prowadziło ruch i eksploatację sieci dystrybucyjnych zgodnie z zasadami określonymi w instrukcjach zatwierdzonych w 2008 r.

Na początku roku Prezes URE zatwierdził zmiany w niektórych instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej w części dotyczącej bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi, w tym pod koniec lutego – zmiany instrukcji ENION SA, wynikającej ze zmiany nazwy tego operatora. Natomiast w marcu i kwietniu 2009 r. Prezes URE zatwierdził dwie instrukcje ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej w części dotyczącej bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi operatorów: PGE Dystrybucja Zamość Sp. z o.o. i PGE ZEORK Dystrybucja Sp. z o.o. Instrukcje te zostały dostosowane

do zapisów IRiESP-Bilansowanie, w zakresie dotyczącym wyznaczania energii rzeczywistej w Miejscach Bilansowania typu MBOSD, w tym również dla źródeł wykorzystujących energię wiatru.

W grudniu 2009 r. Prezes URE zatwierdził zmiany w instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej w części dotyczącej bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi (IRiESD-Bilansowanie) prawie wszystkich – bo trzynastu spośród czternastu OSD wyodrębnionych 1 lipca 2007 r. z przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo. Zmiany IRiESD-Bilansowanie wprowadziły zasady wyznaczania oraz udostępniania danych rozliczeniowych dla Miejsca Dostarczenia Energii Rynku Detalicznego uczestnika Rynku Bilansującego typu Odbiorca Sieciowy (URB_{SD}). Dotychczas funkcje JG_{BI} OSD były realizowane w ramach JG_O należącej do URB_{SD} działającego na jego terenie, a jednostka nie posiadała przyporządkowanych miejsc dostarczania rynku bilansującego. Taka realizacja funkcji obu jednostek była możliwa do 31 grudnia 2009 r., zgodnie z zapisami IRiESP w części dotyczącej bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi. Zapisy IRiESD-Bilansowanie nie uwzględniały powyższego obowiązku. Zatem od 1 stycznia 2010 r. konieczne było wprowadzenie zmian i odrębne wyznaczanie danych rozliczeniowych dla Miejsc Dostarczenia Energii Rynku Detalicznego URB_{SD} oraz Jednostki Grafikowej Bilansującej OSD. Niektórzy operatorzy wprowadzili również drobne zmiany wynikające z doświadczeń ze stosowania instrukcji, które w szczególności dotyczyły uszczegółowienia wymagań technicznych dla układów pomiarowo-rozliczeniowych i zasad udostępniania danych pomiarowych, niektórych zapisów procedury zmiany sprzedawcy oraz standardowych profili zużycia energii elektrycznej.

Jedynie w przypadku Vattenfall Distribution Poland SA, IRiESD-Bilansowanie nie została zmieniona. Zbyt późne złożenie przez to przedsiębiorstwo wniosku o zatwierdzenie zmian w IRiESD-Bilansowanie uniemożliwiło zatwierdzenie przez Prezesa URE ww. zmian jeszcze w 2009 r.

Ponadto w grudniu 2009 r. Prezes URE zatwierdził także instrukcję ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej w części dotyczącej bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi dla przedsiębiorstwa POLENERGIA SA, które zostało wyznaczone operatorem systemu dystrybucyjnego.

Jednocześnie w zatwierdzonych w 2009 r. IRiESD, w zakresie bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi, utrzymane zostały zapisy i rozwiązania bardziej przyjazne odbiorcom, tj. krótsza procedura zmiany sprzedawcy oraz łatwiejszy dostęp do informacji na temat zmiany sprzedawcy i o sprzedawcach działających na terenie danego operatora systemu dystrybucyjnego. Zatwierdzone instrukcje OSD przewidują, iż proces

zmiany nie przekroczy 30 dni w przypadku pierwszej zmiany i 14 dni w przypadku kolejnej zmiany sprzedawcy. W przypadku trzech operatorów procedury zmiany sprzedawcy są przeprowadzane z wykorzystaniem specjalistycznego oprogramowania, które umożliwia prostą i sprawną obsługę klientów, jednakże wymaga zastosowania nieco odmiennych rozwiązań. Operatorzy ci opracowali procedurę umożliwiającą zmianę sprzedawcy od pierwszego dnia miesiąca następującego po miesiącu, w którym nastąpiło zgłoszenie, przy zachowaniu okna czasowego umożliwiającego zgłoszenie zmiany od pierwszego do piątego lub w jednym przypadku do dziesiątego dnia roboczego. Ponadto zgodnie z instrukcjami operatorzy mają obowiązek udzielania odbiorcom informacji o warunkach świadczenia usług dystrybucji oraz możliwości zmiany sprzedawcy energii elektrycznej, w tym o procedurze zmiany.

Gazownictwo

W 2009 r. nie dokonywano zmian obowiązującej instrukcji OSP w części dotyczącej bilansowania systemu przesyłowego i zarządzania ograniczeniami systemowymi, która podlega zatwierdzeniu przez Prezesa URE. Zmieniona została natomiast sama decyzja zatwierdzająca instrukcję, poprzez przedłużenie okresu, na jaki dokument został zatwierdzony⁹⁸⁾. Zmiana merytoryczna IRIESP dotyczyła części nie podlegającej zatwierdzeniu⁹⁹⁾ i miała związek z przeprowadzaną przez PLNG Sp. z o.o. procedurą alokacji zdolności regazyfikacyjnych. Polegała ona na wprowadzeniu zapisów, uprawniających OSP do honorowania wyników procedur dotyczących udostępniania infrastruktury gazowej, zarządzanej po wybudowaniu przez spółki zależne Operatora (obecnie jedyną taką spółką jest PLNG Sp. z o.o.). Brak takich zasad mógłby niekorzystnie oddziaływać na efektywność procedur udostępniania infrastruktury gazowej. Przykładowo, podmioty ubiegające się o zawarcie z PLNG Sp. z o.o. umowy regazyfikacyjnej, w przypadku jej zawarcia i przy założeniu nie dokonywania zmian w IRIESP, nie miałyby pewności, że gaz po regazyfikacji będzie mógł być następnie przesłany siecią OGP Gaz-System SA. Ryzyko takie mogłoby negatywnie wpływać na zawieranie umów regazyfikacyjnych.

Dla uniknięcia takiej sytuacji, zmieniono zasady alokacji zdolności przesyłowych w punktach łączących instalację LNG z siecią przesyłową, co zapewnia

realizowalność umów przesyłowych dla podmiotów, uzyskujących dostęp do terminala LNG.

Wprowadzenie tej zmiany wychodzi częściowo na przeciw uwagom Prezesa URE, aby zasady oferowania usług przez poszczególnych operatorów: przesyłowego oraz dystrybucyjnych, magazynowego i LNG prowadziły do maksymalizacji wykorzystania infrastruktury. W przyszłości wymagane będzie uproszczenie zasad rezerwacji zdolności przesyłowych w punktach łączących magazyny z siecią przesyłową, w porównaniu ze standardową usługą przesyłową.

W drugiej połowie roku Prezes URE wezwał OGP Gaz-System SA do uzupełnienia IRIESP o zapisy dotyczące alokacji zdolności przesyłowych w nowopowstających inwestycjach. Miało to związek z procesem zgłaszania przez Prezesa URE uwag do opracowanej przez spółkę procedury alokacji przepustowości dla projektu połączenia polskiego oraz czeskiego systemu przesyłowego w rejonie Podbeskidzia.

Temat projektu był wielokrotnie dyskutowany na spotkaniach z udziałem przedstawicieli URE i OGP Gaz-System SA, a przedstawione zasady uwzględniały wynik wcześniejszych dyskusji i nie budziły wątpliwości ze strony URE. Z uwagi na to, iż IRIESP obejmuje kwestie alokacji zdolności przesyłowych, zachodzi jedynie potrzeba uzupełnienia tego dokumentu o alokacje zdolności przesyłowych w nowopowstających inwestycjach. W związku z powyższym, Prezes URE wystąpił o opracowanie nowych kart aktualizacji i przedstawienie ich do zatwierdzenia po konsultacjach z uczestnikami rynku.

W 2009 r. przedsiębiorstwo energetyczne Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. przedłożyło do zatwierdzenia projekty Kart aktualizacji w zakresie bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami. Zmiany te dotyczyły dostosowania zapisów IRIESP do postanowień rozporządzenia Ministra Gospodarki z 18 grudnia 2006 r. w sprawie zasadniczych wymagań dla przyrządów pomiarowych, rozporządzenia Ministra Gospodarki z 7 stycznia 2008 r. w sprawie prawnej kontroli metrologicznej przyrządów pomiarowych oraz ustawy z 11 maja 2001 r. – Prawo o miarach.

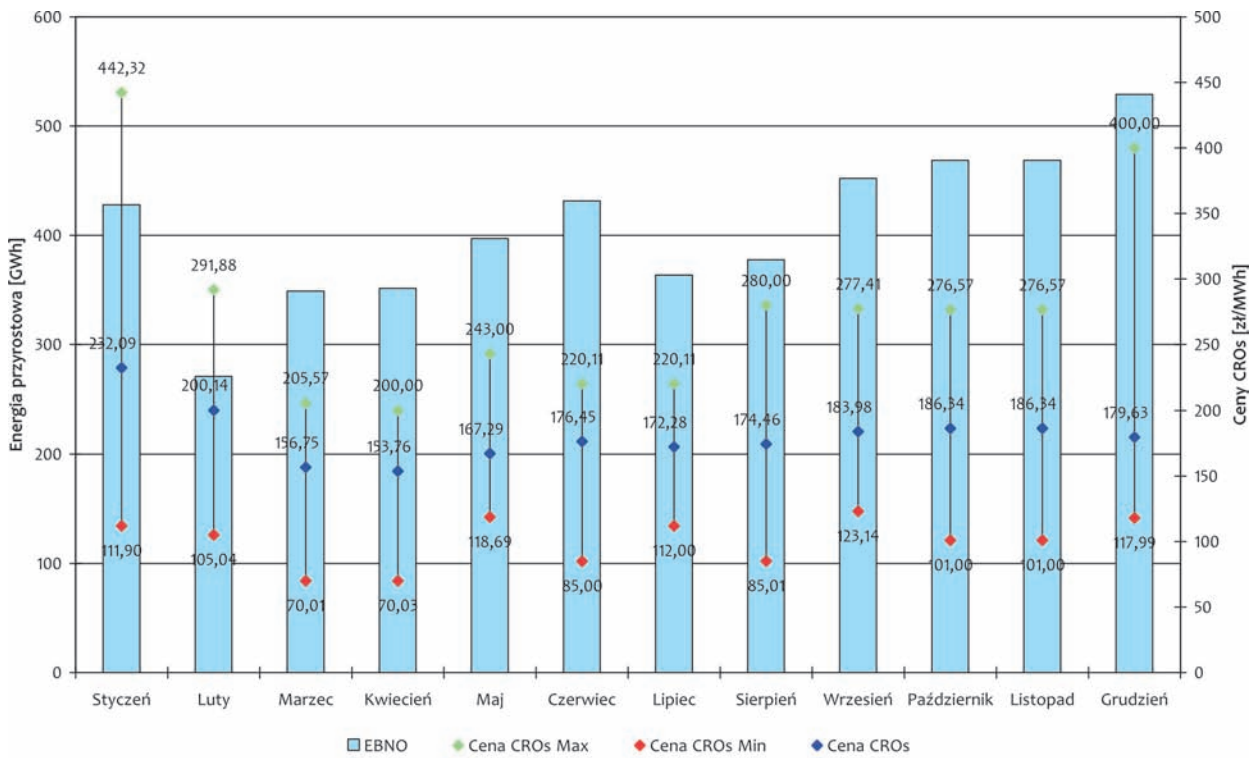
2.2. Monitorowanie mechanizmów bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami

Elektroenergetyka

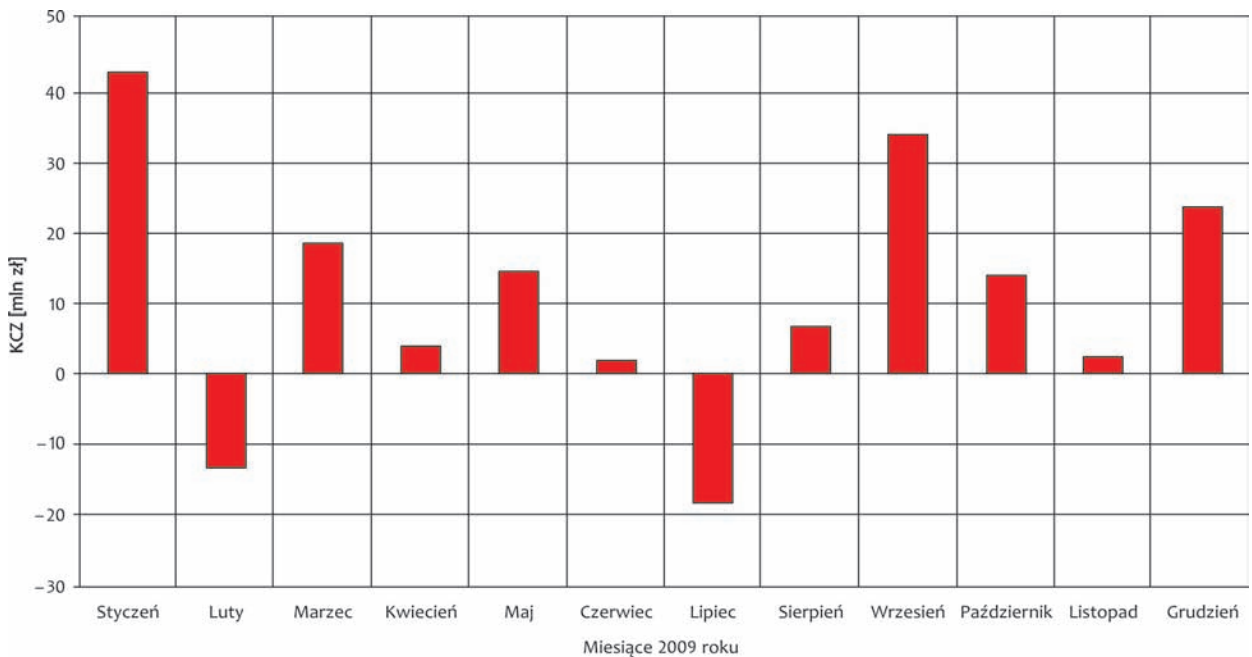
Zasady bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami w krajowym systemie elektroenergetycznym określane są przez operatorów systemów (przesyłowego i dystrybucyjnego) i podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE jako część Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci. W ramach posiadanych uprawnień Prezes URE monitoruje ich działanie,

⁹⁸⁾ Wiązało się to z upływającym 31 grudnia 2009 r. terminem obowiązywania IRIESP.

⁹⁹⁾ Zgodnie z zapisami ustawy z 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw (Dz. U. Nr 21, poz. 104) Prezes URE zatwierdzać będzie całe instrukcje, wcześniej jednak miał kompetencje do zatwierdzania instrukcji wyłącznie w części dotyczącej bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami.



Rysunek 16. Energia odebrana (EBNO) i ceny sprzedaży energii z rynku bilansującego (CROs) w 2009 r. (Źródło: URE na podstawie danych PSE Operator SA)



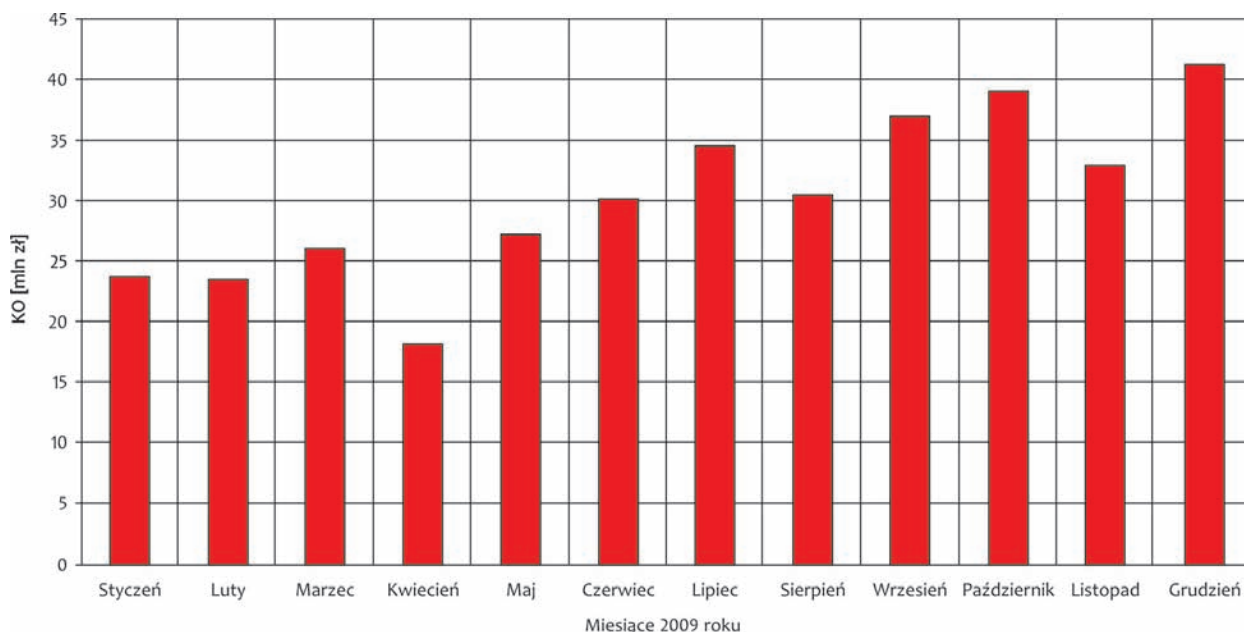
Na rysunku przyjęto następującą konwencję znaków:
 „+” oznacza koszty ponoszone na RB (płatności dla URB), „-” oznacza przychody uzyskiwane na RB (płatności od URB).

Rysunek 17. Całkowite koszty pokrycia zapotrzebowania w obszarze Rynku Bilansującego (KCZ) w poszczególnych miesiącach 2009 r. (Źródło: PSE Operator SA)

analizując publikowane przez operatora informacje i okresowe sprawozdania. Prezes URE ocenia także prawidłowość funkcjonowania przyjętych zasad na podstawie monitorowania zjawisk występujących na rynku, jak również na podstawie prac analitycznych nad przyczynami ewentualnych zakłóceń.

Informacje o wolumenie i cenach transakcji zawieranych na Rynku Bilansującym są jednym z obszarów polegających monitorowaniu przez Prezesa URE. Dane te przedstawia rys. 16.

Wolumen zakupu energii elektrycznej z Rynku Bilansującego był w 2009 r. ponad 1,5-krotnie większy



Na rysunku przyjęto następującą konwencję znaków:

„+” oznacza koszty ponoszone na RB (płatności dla URB), „-” oznacza przychody uzyskiwane na RB (płatności od URB).

Rysunek 18. Koszty usuwania ograniczeń (KO) w poszczególnych miesiącach 2009 r. (Źródło: PSE Operator SA)

niż obrót energią elektryczną na TGE SA. Od 1 stycznia 2009 r. metoda wyznaczania cen na Rynku Bilansującym została zmieniona i opiera się na cenach krańcowych z wykorzystanych ofert bilansujących składanych przez wytwórców (poprzednio: średnich ważonych). Formuła cen krańcowych pozwoliła na rynkową wycenę energii elektrycznej i dostosowanie rozliczeń za energię dostarczoną poprzez Rynek Bilansujący do warunków wynikających z uwolnienia cen.

W procesie monitorowania zarządzania ograniczeniami systemowymi analizie podlegają koszty związane z działaniami podejmowanymi przez operatora systemu przesyłowego. Koszty ponoszone w obszarze Rynku Bilansującego zostały zaprezentowane na rys. 17 i 18.

W porównaniu do 2008 r. całkowite koszty pokrycia zapotrzebowania oraz koszty usuwania ograniczeń uległy zasadniczej zmianie. Całkowite koszty pokrycia zapotrzebowania w obszarze Rynku Bilansującego uległy obniżeniu w stosunku do roku poprzedniego przy jednoczesnym wzroście kosztów usuwania ograniczeń. Powyższe zmiany spowodowane zostały zmianą zasad funkcjonowania Rynku Bilansującego wprowadzoną Kartą Aktualizacji nr B/7/2008. Dodatkowo znaczący wpływ na wzrost kosztów usuwania ograniczeń miał fakt znacznego przekontraktowania uczestników rynku, którzy w konsekwencji dokonywali odsprzedaży energii elektrycznej na Rynek Bilansujący.

Gazownictwo

W ramach szeroko rozumianego monitorowania funkcjonowania systemu gazowego oraz kontrolowania realizacji obowiązków wynikających z przepi-

sów rozporządzenia 1775/2005/WE, Prezes URE oceniał również monitorowanie mechanizmów bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami. Analiza uwzględniała fakt trzyletniego funkcjonowania podmiotów według zasad określonych w IRiESP oraz zmiany, jakie dokonały się w tym czasie na rynku gazu, m.in. ustanowienie nowych przepisów prawa, udostępnienie magazynów gazu przez PGNiG SA podmiotom trzecim, prace związane z budową terminala LNG w Świnoujściu, podjęcie działań zmierzających do budowy nowych połączeń międzysystemowych. Miało to wpływ na dokonaną ocenę, zgodnie z którą istnieje potrzeba wprowadzenia zmian w IRiESP, uwzględniających nowe uwarunkowania rynku gazu. W rezultacie Prezes URE przekazał spółce OGP Gaz-System SA zestawienie tematów, wymagających uwzględnienia w pracach nad zmianą instrukcji, obejmujących m.in.:

- 1) inne ujęcie magazynu kawernowego KPMG Mogilno w instrukcji, uwzględniające zarówno charakterystykę techniczną tego magazynu, jak i praktykę (obecnie punkty wejścia i wyjścia są traktowane odrębnie – osobne numery i osobno składane nominacje),
- 2) wprowadzenie możliwości zakupu dodatkowej elastyczności dla wszystkich ZUP na przejrzystych i niedyskryminacyjnych zasadach w oparciu o paliwo gazowe i pojemności magazynowe znajdujące się w dyspozycji tych ZUP oraz w oparciu o paliwo gazowe i pojemności systemu przesyłowego, znajdujące się w dyspozycji OSP,
- 3) zmiany zapisów IRiESP w celu usprawnienia procesu zmiany sprzedawcy, które uwzględnią następujące przypadki:

- gdy zmienia sprzedawcę podmiot przyłączony do sieci przesyłowej;
- gdy zmienia sprzedawcę podmiot przyłączony do sieci dystrybucyjnej.

Zwrócono uwagę na potrzebę wprowadzenia zmian w zasadach alokacji mocy przesyłowych, w sposób umożliwiający podział strumienia przy odbiorze gazu na jednym punkcie pomiarowym na podstawie kilku kontraktów. Na podstawie obecnie zawartych zapisów w IRiESP, przyjęcie sposobu alokacji wymaga zgody dotychczasowego sprzedawcy. Zgodnie z zasugerowaną zmianą, nowe zasady alokacji powinny dawać odbiorcy możliwość decydowania o podziale strumienia pomiędzy różnych sprzedawców. Powinny również zostać wprowadzone zmiany zasad zamawiania mocy umownych w trakcie trwania roku gazowego, w taki sposób, aby odbiorca końcowy miał możliwość zmiany sprzedawcy. Przy obecnych zapisach IRiESP odbiorca, który chce zmienić moc przesyłową przechodząc do innego sprzedawcy, w ramach rocznej mocy zamówionej, napotyka na barierę „przekazania” części mocy zamówionej do nowego sprzedawcy. Zapisy IRiESP powinny uwzględnić przypadki, kiedy odbiorca nie zmienia mocy zamówionej, a jedynie inaczej ją przypisuje, z uwagi na fakt zawarcia kontraktu z innym sprzedawcą. Ponadto należy rozpatrzyć możliwość dopuszczenia dokonywania renomacji dla danej doby w trakcie jej trwania przez użytkowników systemu.

W wyniku oceny obecnych rozwiązań OSP, w zakresie funkcjonowania mechanizmów bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami, Prezes URE wystąpił do OGP Gaz-System SA o podjęcie działań na rzecz wprowadzenia systemu rozliczenia niezbilansowania w jednostkach energii w wersji metod akredytowanych. Wezwanie to było następstwem prac, kontynuowanych od 2006 r., a więc od czasu zatwierdzenia pierwszej IRiESP. W 2009 r. przesądzono o nie wprowadzaniu nadzoru metrologicznego nad urządzeniami pomiarowymi¹⁰⁰⁾, wykorzystywanymi w pomiarach ciepła spalania.

¹⁰⁰⁾ Stanowisko Prezesa Głównego Urzędu Miar dotyczące projektów rozporządzeń Ministra Gospodarki zmieniających rozporządzenia: (1) w sprawie rodzajów przyrządów pomiarowych podlegających prawnej kontroli metrologicznej oraz zakresu tej kontroli, (2) w sprawie prawnej kontroli metrologicznej przyrządów pomiarowych, wskazywało na niemożność objęcia prawną kontrolą metrologiczną urządzeń pomiarowych umożliwiających określanie wartości ciepła spalania, służących do pomiarów rozliczeniowych. Dotyczyło to chromatografów gazowych, służących do ustalania składu mieszanin związków chemicznych, w tym gazu ziemnego, na podstawie którego obliczane są parametry użytkowe: ciepło spalania, wartość opałowa i tzw. Liczba Wobbeego. Prezes URE postulował włączenie chromatografów gazowych do projektów rozporządzeń informując, iż jest to niezmiernie istotne z punktu widzenia obowiązku prowadzenia rzetelnych rozliczeń między użytkownikiem systemu przesyłowego za niezbilansowanie.

W wyniku monitoringu zasad bilansowania Prezes URE dostrzegł potrzebę rozszerzenia dostępu do informacji w zakresie:

- wysokości niezbilansowania oraz realizacji nominacji za poprzednią dobę,
- danych dotyczących statusu zbilansowania użytkownika sieci odzwierciedlającego wysokość niezbilansowania w trybie dostępu on-line (wymóg ten może zostać zrealizowany z uwagi na fakt wprowadzenia przez OSP systemu kolekcji danych pomiarowych),
- porozumień międzyoperatorskich i ich podstawowych ustaleń,
- publikacji informacji dotyczących wszystkich punktów wejścia i wyjścia.

W efekcie wystąpiono do OGP Gaz-System SA o podjęcie stosownych działań.

W 2009 r. OGP Gaz-System SA prowadził prace dotyczące wprowadzenia usług przesyłania o czasie trwania jednego dnia oraz kontraktów „rewersowych”, na przesył gazu z kierunku przeciwnego do kierunku rzeczywistego przepływu. Takie zmiany wymagają również wprowadzenia szeregu nowych modyfikacji w IRiESP, przebudowując samą koncepcję umowy poprzez wprowadzenie umowy ramowej i dokonywanych na jej podstawie zgłoszeń. Przebudowy będzie wymagać również terminarz związany z procedurą zawierania umowy. Wprowadzenie kontraktów „rewersowych” może z kolei stać się pierwszym krokiem w kierunku oddzielania przepływów fizycznych od handlowych, pożądanym z punktu widzenia wdrażania mechanizmów rynku konkurencyjnego. Podjęte prace oznaczają przyjęcie nowej filozofii działania. Ta inicjatywa OGP Gaz-System SA może przyczynić się do zwiększenia wykorzystania sieci w przyszłości i należy ją ocenić pozytywnie.

Z uwagi na zakres przewidywanych zmian w IRiESP, prace w tym zakresie nie zostały zakończone w 2009 r. i będą kontynuowane.

2.3. Monitorowanie warunków przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywanie napraw tej sieci

Elektroenergetyka

Znaczący wzrost ilości informacji przesyłanych przez przedsiębiorstwa energetyczne o odmowie przyłączenia do sieci dotyczył przyłączeń do sieci elektroenergetycznej, w tym odmów przyłączenia farm wiatrowych. Zjawisko to występowało na różnych terenach z różną intensywnością, np. w domenie Zachodniego Oddziału Terenowego URE w Poznaniu ponad 3,5-krotnie wzrosła liczba odmów

przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, przy czym łączna moc przyłączeniowa farm wiatrowych wzrosła aż 11-krotnie. Pojawiły się również odmowy przyłączenia biogazowni. I tak, w 2009 r. operator systemu dystrybucyjnego ENERGA Operator SA, działający na terenie Zachodniego Oddziału Terenowego URE w Poznaniu odmówił przyłączenia do sieci dystrybucyjnej 292 farm wiatrowych na ogólną moc ok. 1 398,4 MW oraz 12 biogazowni na ogólną moc ok. 15,8 MW. Wszystkie odmowy, podobnie jak w roku poprzednim, spowodowane były brakiem warunków technicznych przyłączenia do sieci. Z załączonych ekspertyz wynika, iż najczęstszymi przyczynami braku możliwości przyłączenia były przekroczenia dozwolonych poziomów napięcia w ciągach liniowych SN 15 kV, przekroczenia kryterium mocy zwarciowej w punkcie przyłączenia, przekroczenia dopuszczalnych wskaźników migotania napięcia oraz przekroczenia dopuszczalnego wskaźnika dynamicznych zmian napięcia.

Istotną okolicznością przy ocenie odmowy przyłączenia do sieci są warunki ekonomiczne. Zgodnie z art. 7 ust. 9 ustawy – Prawo energetyczne Prezes URE jest upoważniony w tych przypadkach do wnoszenia zastrzeżeń. Przesłanką wprowadzenia tej regulacji prawnej jest ochrona interesów potencjalnych odbiorców przed monopolistycznymi praktykami przedsiębiorstw energetycznych w zakresie przyłączeń do sieci. Na tej podstawie były prowadzone w oddziałach liczne postępowania, które miały na celu zweryfikowanie zasadności odmów zgłoszonych przez przedsiębiorstwa energetyczne, będące właścicielami tych sieci. W ich wyniku jednak było niewiele zastrzeżeń.

Gazownictwo

W 2009 r. sieciowe przedsiębiorstwa gazowe, na postawie art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, informowały Prezesa URE o odmowie przyłączenia do sieci. Odbiorcy złożyli 24 wnioski o wydanie przez Prezesa URE decyzji w sprawach dotyczących odmów przyłączenia do sieci gazowej. Na mocy art. 7 ust. 9 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE może wnieść zastrzeżenia w sprawie odmów przyłączenia do sieci przez przedsiębiorstwa energetyczne z powodu braku warunków ekonomicznych. Jednocześnie odbiorca informowany jest o możliwości złożenia do Prezesa URE wniosku o rozstrzygnięcie sporu z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Ponadto do oddziałów terenowych URE wpłynęło dziesięć wniosków o wydanie decyzji o odmowie zawarcia umowy sprzedaży gazu ziemnego.

Szczegółowe dane liczbowe w zakresie odmów przyłączeń do sieci gazowej w podziale na obszar działania obszarów terenowych URE zawarto w Aneksie (tab. 11).

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

W 2009 r. Prezes URE monitorował w sposób ciągły warunki dostępu do systemu gazowego prowadząc działania o charakterze konsultacyjnym tj. zbieranie i przetwarzanie informacji o działaniach w sektorze gazu, opiniowanie dokumentów, jak i administracyjnym tj. wydawanie decyzji administracyjnych. Do najważniejszych działań z tego zakresu należy zaliczyć:

- wydanie decyzji w sprawie odmowy zwolnienia ze świadczenia usług magazynowania dla PGNiG SA (klauzula „bierz lub płać” – ang. *take-or-pay*) W styczniu 2009 r. Prezes URE wydał decyzję w sprawie odmowy zwolnienia ze świadczenia usług magazynowania dla PGNiG SA. Podejmując decyzję odnośnie wniosku o czasowe zwolnienie PGNiG SA z obowiązku świadczenia usługi magazynowania, zgodnie z art. 4h ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE wziął pod uwagę ogólną sytuację finansową spółki, daty zawarcia umów oraz warunki, na jakich umowy zostały zawarte, wpływ postanowień umów na sytuację finansową spółki i odbiorców, stopień rozwoju konkurencji na rynku paliw gazowych, realizację obowiązków wynikających z ustawy, podjęte działania mające na celu umożliwienie świadczenia usług magazynowania, wpływ tej decyzji na prawidłowe funkcjonowanie i rozwój rynku paliw gazowych oraz stopień połączeń systemów gazowych i ich współdziałanie. Wydanie powyższej decyzji stanowiło ważne wydarzenie na drodze do liberalizacji polskiego sektora gazowego. Na rynku gazu pojawił się podmiot zobowiązany do świadczenia usług magazynowych dla podmiotów trzecich. Od 1 lipca 2009 r. PGNiG SA Oddział OSM rozpoczął udostępnianie usług magazynowych. Cały przebieg tego procesu i jego skutki zostały opisane w pkt 2.3.5.
- umorzenie wniosku o zwolnienie z TPA dla PLNG Sp. z o.o.

W 2008 r. przedsiębiorstwo energetyczne PLNG Sp. z o.o. wystąpiło do Prezesa URE z wnioskiem o zwolnienie z obowiązku świadczenia usług regazyfikacji dla nowopowstającego terminala LNG w Świnoujściu. W trakcie prowadzenia przez Prezesa URE postępowania wyjaśniającego możliwości takiego zwolnienia, w czerwcu 2009 r. PLNG Sp. z o.o. wniosła o wycofanie swojego wniosku, rezygnując w toku postępowania z uzyskania zwolnienia z obowiązku świadczenia usług regazyfikacji, z powodu planowanego wystąpienia przez spółkę o wsparcie z funduszy wspólnotowych na projekty z dziedziny energetyki,

- udział w opracowaniu niedyskryminacyjnych zasad dostępu do infrastruktury gazowej
Opracowanie zasad dostępu do usług regazyfikacji na zasadach TPA powinno przyczynić się do pojawienia się konkurencji i liberalizacji rynku gazu w Polsce.
W 2009 r. Prezes URE konsultował wiele procedur i projektów dokumentów opracowywanych przez przedsiębiorstwa sieciowe (OGP Gaz-System SA, PGNiG SA, PLNG Sp. z o.o.) związanych z funkcjonowaniem systemu gazowego. Do najważniejszych z nich należy zaliczyć:
 - zgłaszanie uwag do dokumentu *Model Paper* i procedury *Open Season* operatora systemu przesyłowego OGP Gaz-System SA (dla połączeń: polskiego systemu gazowego z duńskim, polskiego systemu z czeskim systemem gazowym i polskiego systemu z litewskim systemem gazowym). Zgłoszone uwagi do procedury *Open Season* dotyczyły:
 - ♦ sposobu alokacji przepustowości i określenie dopuszczalnego okresu obowiązywania umów na przesył gazu,
 - ♦ sposobu kalkulacji тариф ze wskazaniem wysokości parametrów oraz założeń mających wpływ na wysokość stawek taryfowych, a także konieczności zmian taryfowych i wdrożenia modelu taryfowego *entry-exit*,
 - ♦ zakresu wymaganych dokumentów od uczestników procedury,
 - ♦ wzorów umowy,
 - ♦ koordynacji działań z innymi operatorami;
 - udział w pracach nad wdrożeniem usługi magazynowej – opracowanie Regulaminu Świadczenia Usługi Magazynowania. Zgłoszone uwagi dotyczyły:
 - ♦ zgodności z regulacjami unijnymi i krajowymi – odpowiednio, z zapisami: dyrektywy 2003/55/WE, ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy o zapasach,
 - ♦ wykorzystywania mechanizmów działania rynku wtórnego,
 - ♦ projektów umów świadczenia usług magazynowych,
 - ♦ sposobu udostępniania informacji dotyczących dostępności usług i mocy magazynowych,
 - ♦ udostępniania mocy na połączeniach systemu przesyłowego z instalacją magazynową,
 - ♦ terminów składania przez uczestników rynku nominacji tygodniowych i rocznych,
 - ♦ zakresu i sposobu stosowania klauzul poufności;
 - udział w pracach nad Regulaminem Procedury udostępnienia terminala LNG i kodeksu terminala LNG. Uwagi do Regulaminu Procedury udostępnienia terminala LNG Świnoujściu oraz Kodeksu LNG dotyczyły:
 - ♦ zakresu i sposobu oferowania pakietu usług podstawowych,
 - ♦ wysokości opłat rejestracyjnych,
 - ♦ alokacji przepustowości,
 - ♦ koordynacji działań z innymi operatorami,
 - ♦ harmonogramu opracowania i udostępnienia uczestnikom rynku instrukcji ruchu i eksploatacji terminala LNG,
 - ♦ procedur zachowania poufności Regulaminu Procedury udostępnienia terminalu LNG;
 - udzielenie wyjaśnień o TPA przedsiębiorstwom zainteresowanym budową magazynów w Polsce W 2009 r. Prezes URE udzielał informacji podmiotom zainteresowanym budową magazynów gazu w Polsce. Zakres tematyczny odpowiedzi był szeroki i dotyczył następujących zagadnień:
 - ♦ informacji niezbędnych do udzielenia koncesji na prowadzenie działalności w zakresie usług magazynowych, w tym szczegółowy wykaz dokumentów, jakie należy załączyć do wniosku o udzielenie koncesji (promesy koncesji),
 - ♦ zasad wyznaczania przez Prezesa URE OSM paliw gazowych,
 - ♦ zatwierdzania тариф dla usługi magazynowej w tym:
 - ✓ okresu obowiązywania тарифy,
 - ✓ zasad kalkulacji stawek opłat za świadczoną usługę magazynową,
 - ✓ dopuszczalności uzależnienia stawek opłat od wahań cenowych na rynku gazu,
 - ✓ uwzględniania w kalkulacji тарифy wszelkich podatków i opłat wynikających z przepisów prawa, w tym podatków lokalnych ponoszonych na rzecz samorządu, wydatków na zakup gazu poduszgowego, uwzględnianie kosztów amortyzacji, itd.,
 - ✓ kalkulacji opłat za przyłączenie źródeł współpracujących z siecią (m.in. magazynów gazu);
 - ♦ warunków uzyskania zwolnienia ze świadczenia usługi magazynowej podmiotom trzecim oraz przedkładania тарифy do zatwierdzenia Prezesowi URE,
 - ♦ zakresu zmian Prawa energetycznego po wejściu w życie III Pakietu energetycznego.
- Działając na rzecz likwidacji barier konkurencji, a tym samym realizując zadanie promowania konkurencji na rynku gazu, Prezes URE wydaje decyzje administracyjne. Prócz tego, czynnie angażuje się w prace o charakterze konsultacyjnym, mające na celu opiniowanie dokumentów, opracowanie zasad świadczenia nowych usług w sektorze (np. regazyfikacyjnych czy magazynowych), czy udzielanie informacji podmiotom zainteresowanym uczestnictwem na polskim rynku gazu. Z uwagi na długofalowy charakter prac związanych z promowaniem konkurencji, wyżej opisane działania Prezesa URE będą w przyszłości kontynuowane i rozwijane.

2.5. Doskonalenie procedury zmiany sprzedawcy

Elektroenergetyka

W zatwierdzonych w 2009 r. IRiESD, w zakresie bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi, zawarte zostały zapisy i rozwiązania przyjazne odbiorcom. Uproszczona i krótka procedura zmiany sprzedawcy oraz ułatwiony dostęp do informacji na temat zmiany sprzedawcy i o sprzedawcach działających na terenie danego operatora systemu dystrybucyjnego – to dla odbiorców główne korzyści wynikające z zapisów instrukcji.

Instrukcje operatorów elektroenergetycznych przewidują, iż proces zmiany nie przekroczy 30 dni w przypadku pierwszej zmiany i 14 dni w przypadku kolejnej zmiany sprzedawcy. Natomiast w przypadku Vattenfall Distribution Poland SA, RWE Stoen Operator Sp. z o.o. i POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. spółki zawarły w swoich instrukcjach zapisy, że od dnia jej wejścia w życie będzie stosować dla wszystkich odbiorców, którzy skorzystają z prawa zmiany sprzedawcy procedurę umożliwiającą zmianę sprzedawcy od pierwszego dnia miesiąca następującego po miesiącu, w którym nastąpiło zgłoszenie, przy zachowaniu okna czasowego umożliwiającego zgłoszenie zmiany od pierwszego do piątego dnia roboczego. Od 1 stycznia 2009 r. Vattenfall Distribution Poland SA i RWE Stoen Operator Sp. z o.o. rozszerzyli „okno czasowe” umożliwiające zgłoszenie zmiany od pierwszego do dziesiątego dnia roboczego, co skróci czas potrzebny na zmianę sprzedawcy.

Zgodnie z zatwierdzonymi procedurami do odbiorcy należy zawarcie umowy sprzedaży z nowym sprzedawcą i rozliczenie się ze starym sprzedawcą. Wszystkie pozostałe formalności, łącznie z wypowiedzeniem umowy staremu sprzedawcy, może wykonać nowy sprzedawca, jeśli tylko zostanie do tego upoważniony przez odbiorcę. Nie ma także ograniczeń w liczbie zmian sprzedawcy.

W instrukcjach operatorzy zobowiązali się także do opracowania i zamieszczenia na swoich stronach internetowych wzorów wniosków o zmianę sprzedawcy oraz do publikowania listy sprzedawców mających podpisane generalne umowy dystrybucyjne.

Ponadto zgodnie z instrukcjami operatorzy mają obowiązek udzielania odbiorcom informacji o warunkach świadczenia usług dystrybucji oraz możliwości zmiany sprzedawcy energii elektrycznej, w tym o procedurze zmiany.

W URE działa również infolinia, dzięki której odbiorcy mogą uzyskać informacje o prawie do zmiany sprzedawcy energii elektrycznej – odbiorcy korzystający z infolinii informowani są o tym, jak krok po kroku dokonać takiej zmiany.

Obecnie obowiązujące procedury zmiany sprzedawcy w elektroenergetyce nie są barierą rozwoju

konkurencyjnego rynku. Wymagana aktywność odbiorcy ograniczona jest do minimum (wybór sprzedawcy, podpisanie umowy i rozliczenie z dotychczasowym sprzedawcą). Czas na przeprowadzenie zmiany jest krótki, a barierą jego dalszego skracania w przyszłości jest czas potrzebny na odczyt licznika i wymianę informacji.

Gazownictwo

Od 1 lipca 2007 r. w pełni obowiązuje zasada TPA, polegająca na niedyskryminacyjnym dostępie stron trzecich do sieci. W celu jej prawidłowego funkcjonowania na polskim rynku gazu, Prezes URE podkreśla, że zasady oferowania usług przez operatorów systemów: przesyłowego, dystrybucyjnych, magazynowego i LNG powinny prowadzić do maksymalizacji wykorzystania infrastruktury. Dzięki zasadzie TPA, odbiorcy końcowi mają możliwość swobodnego wyboru i zmiany sprzedawcy gazu. Jednak w praktyce wspomniana zmiana sprzedawcy pozostaje wciąż nierealizowana.

Z uwagi na konieczność usprawnienia procedury zmiany sprzedawcy, Prezes URE wskazał OGP Gaz-System SA pożądany kierunek zmian zapisów IRiESP w przypadkach zmiany sprzedawcy przez: podmiot przyłączony do sieci przesyłowej oraz podmiot przyłączony do sieci dystrybucyjnej. Problem ten został szczegółowo opisany w pkt 2.2. – Monitorowanie mechanizmów bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami.

Poszukiwanie dogodnych dla konsumentów energii sposobów zmiany sprzedawcy było również jednym z aspektów opracowania: *Wdrażanie konkurencyjnego rynku energii* (sfinansowanego ze środków *Transition Facility*, szczegóły w pkt 2.10.), w którym opisane zostały możliwe scenariusze procedury zmiany sprzedawcy. Zakładają one maksymalne uproszczenie wszystkich działań realizowanych w ramach procedury oraz zmniejszenie obciążeń koniecznych do ponoszenia przez odbiorcę (rozumianych jako ewentualne koszty lub działania konieczne do wykonania). Wariant pierwszy opiera się na założeniu, że na rynku nie występuje wydzielony operator pomiarów, a jego funkcję pełni OSD; wariant drugi zakłada funkcjonowanie na rynku wydzielonego operatora pomiarów. W związku z pełnieniem przez OSD funkcji operatora pomiarów, analiza skupiła się na rozwiązaniu pierwszym. Założono, że utworzenie operatora pomiarów byłoby ekonomicznie nieopłacalne. W ramach analizy oszacowane zostały poziomy: nakładów niezbędnych do poniesienia w celu przygotowania OSD do urynkwienia sprzedaży gazu oraz kosztów związanych z ich późniejszym funkcjonowaniem.

Uzyskane w ramach projektu dane zostały wykorzystane w pracach nad projektem rozporządzenia w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania

nia systemu gazowego. W latach kolejnych posłużą jako punkt odniesienia w zakresie wprowadzania zmian w IRiESD, związanych z uszczegóławianiem procedury zmiany sprzedawcy.

2.6. Zaangażowanie Prezesa URE w prace nad kształtem polityki energetycznej

Przyjęta przez Radę Ministrów 10 listopada 2009 r., jako strategiczny dokument krajowy, *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku*¹⁰¹⁾ wskazuje najważniejsze priorytety polityki energetycznej takie jak: poprawa efektywności energetycznej, wzrost bezpieczeństwa dostaw paliw i energii, dywersyfikacja struktury wytwarzania, rozwój odnawialnych źródeł energii, rozwój konkurencyjnych rynków paliw i energii oraz ograniczenie oddziaływania energetyki na środowisko. Na ostateczny kształt tego dokumentu niewątpliwym wpływ miało zaangażowanie i podjęcie współpracy przez Prezesa URE z Ministerstwem Gospodarki. Szczególnie istotne, z punktu widzenia działań na rzecz promowania konkurencji i likwidacji jej barier, były aktywne prace Prezesa URE w zakresie skonkretyzowanych działań na rzecz zmiany mechanizmów regulacji wspierających konkurencję na rynku gazu, wprowadzenie rynkowych metod kształtowania cen gazu, jak również promowanie rozwiązań ułatwiających zmianę sprzedawcy energii, m.in. poprzez wprowadzenie ogólnopolskich standardów, dotyczących cech technicznych, instalowania i odczytu elektronicznych liczników energii elektrycznej.

2.7. Zaangażowanie Prezesa URE w prace nad rozporządzeniem w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego

W 2009 r. prowadzone były, przy czynnym udziale Prezesa URE, prace nad rozporządzeniem w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego, tzw. rozporządzeniem systemowym. Jego celem jest uregulowanie zasad funkcjonowania sektora gazowego w Polsce i dostosowanie ich do wymogów *acquis communautaire*. Przedstawiciele Prezesa URE uczestniczyli w pracach zespołu powołanego do opracowania projektu rozporządzenia. Należy nadmienić, że w ramach prac nad rozporządzeniem Prezes URE przekazał pismem do Ministra Gospodarki z sierpnia 2009 r. szczegółowe

uwagi do rozporządzenia, niestety nie wszystkie ze zgłoszonych postulatów zostały uwzględnione i wdrożone. W pracach w znacznej mierze wykorzystano zapisy przyjęte w zatwierdzanych przez Prezesa URE Instrukcjach Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej i Sieci Dystrybucyjnych. Ponadto prace nad rozporządzeniem dają asumpt do podjęcia prac legislacyjnych nad Prawem gazowym – wiele mechanizmów istotnych dla rozwoju konkurencji i poprawy bezpieczeństwa dostaw zostało omówionych, jednak uznano, że ich wdrożenie wymaga aktu rangi ustawowej. Regulacje zawarte w rozporządzeniu będą mieć pozytywny wpływ na rozwój sektora. Regulacje te Prezes URE będzie uwzględniał w kodeksach sieciowych oraz w regulaminach świadczenia usług poszczególnych operatorów.

Z punktu widzenia rozwoju konkurencji do najważniejszych, w notyfikowanym rozporządzeniu, zaliczyć można zapisy nakazujące uwzględniać zasadę pierwszeństwa przy oferowaniu pojemności magazynowych podmiotom zobowiązanym do utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego. Wprowadzenie tej zasady pozwoli na usunięcie istotnej bariery wejścia na rynek nowych sprzedawców, przy jednoczesnym utrzymaniu mechanizmów z ustawy o zapasach – istotnych dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw.

Ponadto wprowadzane rozwiązania uwzględniają nieuregulowany dotychczas aspekt efektywnej współpracy różnych elementów infrastruktury gazowej, należącej do różnych podmiotów. Usługi przesyłania i dystrybucji mają być świadczone w sposób umożliwiający korzystanie z usług magazynowania i regazyfikacji. Przepisy zapobiegają sytuacji, w której dostęp do magazynów bądź terminala LNG jest blokowany niemożnością przesłania gazu.

1 lutego 2010 r. Ministerstwo Gospodarki notyfikowało Komisji Europejskiej projekt rozporządzenia w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego. Rozporządzenie zostanie podpisane przez Ministra Gospodarki po 3 maja 2010 r. (wyznaczony przez Komisję Europejską okres obowiązkowego wstrzymania procedury legislacyjnej – tzw. *standstill*). Notyfikowany akt zastąpi rozporządzenie Ministra Gospodarki 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).

2.8. Działania Prezesa URE na rzecz poprawy funkcjonowania rynku gazu oraz zwiększenia roli wydobycia krajowego

Prezes URE z zaangażowaniem bierze udział w dyskusjach dotyczących usuwania barier, stojących na przeszkodzie w osiągnięciu konkurencyjne-

¹⁰¹⁾ Załącznik do uchwały nr 202/2009 Rady Ministrów z 10 lipca 2009 r.

go rynku paliw gazowych. Do osiągnięcia tego celu w znacznym stopniu przyczynić się może wypracowanie zasad sprzyjających rozwojowi krajowego wydobycia gazu.

W 2009 r. Prezes URE wziął udział w szeregu spotkań z przedstawicielami krajowych przedsiębiorstw i stowarzyszeń (m.in. PGNiG SA, Izba Gospodarcza Gazownictwa, Polski Związek Inżynierów i Techników Sanitarnych), na których poruszane były kwestie m.in. związane ze sposobami zwiększenia roli wydobycia krajowego oraz koniecznością stopniowego odejścia od regulacji cen. Poza tym, Prezes URE brał udział w spotkaniach z przedstawicielami zagranicznych firm (m.in. Exxon Mobile, Chevron, Marathon Oil), zamierzających podjąć na terenie Polski działalność wydobywczą gazu ziemnego ze złóż niekonwencjonalnych (tzw. *shale gaz*) oraz z firmami świadczącymi usługi doradztwa w tym obszarze. Przedmiotem rozmów były m.in. obawy związane z inwestowaniem na terenie naszego kraju, dotyczące przede wszystkim kwestii związanych z taryfowaniem, brakiem mechanizmów właściwym rynkom zliberalizowanym (m.in. istnienie płynnego rynku, węzłów wymiany gazu – hubów, giełd), niepewnością, co do faktycznego dostępu do sieci przesyłowych i dystrybucyjnych oraz usług magazynowych. Prezes URE zapewnił, iż w Polsce, podobnie jak w innych europejskich krajach, obowiązuje zasada TPA i operatorzy są zobowiązani do niedyskryminacyjnego traktowania wszystkich uczestników rynku. Ponadto Prezes URE wskazał na prorokowy kierunek rozwoju gazownictwa, ze szczególnym uwzględnieniem roli krajowego wydobycia, wynikającego z *Polityki energetycznej Polski do 2030 roku*.

Dyskusje dotyczyły przyszłej polityki regulacyjnej, mającej wpływ na ewentualną działalność wydobywczą, która nie podlega koncesjonowaniu ani taryfowaniu przez Prezesa URE, jednak firmy nią zainteresowane dostrzegają negatywne oddziaływanie zatwierdzania taryf przedsiębiorstw obrotowych na swoje interesy. Uczestnicy spotkań z Prezesem URE podkreślali, że brak rozwiązań rynkowych i utrzymanie taryfowania uniemożliwia im funkcjonowanie na polskim rynku gazu. Jako szczególnie ważne wymieniali istnienie płynnego rynku, pozwalającego lokować dowolne ilości gazu po rynkowych cenach, stąd powtarzające się pytania o powstanie takich mechanizmów na terenie Polski (huby), podobnych do *National Balancing Point* w Wielkiej Brytanii, *Baumgarten* w Austrii czy *Punto di Scambio Virtuale* we Włoszech.

Biorące udział w spotkaniach z Prezesem URE firmy, z uwagi na nowoczesne, nieznane dotąd w Polsce technologie wydobycia gazu, mogą istotnie zmienić ilość paliwa gazowego na rynku, pochodzącego ze złóż krajowych. Związane jest to z rosnącym zainteresowaniem wydobycia gazu ze złóż łupkowych, którego zasoby mogą znajdować się na terenie kra-

ju. Powodzenie inwestycji pozwoli zmniejszyć zapotrzebowanie na gaz importowany oraz zmienić bilans energetyczny Polski.

Oczekiwania firm, zamierzających podjąć działalność wydobywczą w Polsce, w znacznym stopniu pokrywają się z postulatami zgłaszanymi wielokrotnie, przez podmiot dominujący w sektorze wydobywczym – PGNiG SA, w ramach dyskusji na temat wdrożenia mechanizmów pozwalających na upłynnienie rynku. Takie działania miałyby istotny wpływ na wzrost konkurencyjności rynku gazu, zapewniając jednocześnie pewne dostawy krajowego, a więc i tańszego surowca. Z przeprowadzonych dyskusji wynika, że zwiększenie wykorzystania krajowego potencjału zależy nie tylko od uwarunkowań naturalnych, ale również od polityki regulacyjnej.

Prezes URE uznał za zasadne postulaty przedstawione w Uchwale XXXVIII Zjazdu Gazowników Polskich, odbywającego się w ramach jubileuszowych obchodów Polskiego Związku Inżynierów i Techników Sanitarnych, w których po raz kolejny zwrócona została uwaga na rolę odejścia od regulowania cen gazu w obrocie oraz prowadzenie przez URE polityki taryfowej zachęcającej do inwestowania w poszukiwania węglowodorów, jak również intensyfikacji prac związanych z dywersyfikacją dostaw gazu i potraktowania wydobycia krajowego jako szczególnej formy dywersyfikacji. Wiedza o związku polityki regulacyjnej z możliwością korzystania z krajowych zasobów stanowi dodatkową przesłankę dalszych działań URE, w zakresie zwiększania udziału gazu pochodzącego z krajowego wydobycia.

Pozyskane w wyniku przeprowadzonych rozmów informacje zostaną wykorzystane do realizacji zadań Prezesa URE, przewidzianych w *Polityce energetycznej Polski do 2030 roku*, w szczególności „Działania 5.6. – Zmiana mechanizmów regulacji wspierających konkurencję na rynku gazu i wprowadzenie rynkowych metod kształtowania cen gazu”, w tym zaplanowanego do realizacji w 2010 r. opracowania mapy drogowej dojścia do konkurencyjnego rynku gazu.

2.9. Zaangażowanie Prezesa URE w prace nad wprowadzeniem systemu taryfowego *entry-exit*

Opublikowanie nowej dyrektywy gazowej oraz rozporządzenia 715/2009 stwarzają konieczność dostosowania prawa polskiego do postanowień ww. aktów prawnych najpóźniej do 3 września 2011 r. Wśród wielu niezbędnych zmian, które muszą znaleźć odzwierciedlenie w przepisach krajowych, umożliwiających rozwój konkurencyjnego rynku gazu ziemnego, jest wprowadzenie systemu taryfowego *entry-exit*. W celu wywiązania się z wyżej wymienionego obowiązku, w 2009 r. rozpoczęto prace nad

opracowaniem wskazanego systemu. Koncepcja przedstawiona przez Zespół Projektowy, była dyskutowana z przedstawicielami Prezesa URE, których zdaniem system ten powinien w praktyce wejść w życie w 2011 r. Oznaczałoby to, że w roku taryfowym 2011/2012 stawki przesyłowe ustalane przez Gaz-System nie byłyby już stawkami grupowymi, lecz stawkami *entry-exit*.

Przedstawiciele URE opowiedzieli się za minimalizacją liczby składników opłat, jakimi obciążani byłiby zleceniodawcy usługi przesyłowej, gdyż ich nadmierna ilość stwarza niepotrzebne komplikacje. Ich zdaniem elementami wystarczającymi byłyby:

- opłata stała i zmienna w punkcie wejścia do systemu przesyłowego,
- opłata stała i zmienna w punkcie wyjścia z systemu przesyłowego,
- opłata za moc *backhaul*.

Prace nad wdrożeniem omawianego systemu, w tym przede wszystkim koniecznymi zmianami w rozporządzeniach wykonawczych do Prawa energetycznego, będą kontynuowane w 2010 r.

2.10. Projekty w ramach Programu Środki Przejściowe (*Transition Facility*)

URE był w 2009 r. beneficjentem projektu Środki Przejściowe – „Wdrażanie konkurencyjnego rynku energii”. Projekt współfinansowany był przez Unię Europejską ze środków *Transition Facility* 2006 przyznanych Polsce Decyzją Komisji Europejskiej z 27 lipca 2006 r. w sprawie wkładu finansowego w ramach środków przejściowych na wzmocnienie możliwości instytucjonalnych w Polsce. Podstawowym celem projektu było wzmocnienie potencjału administracyjnego państw członkowskich w zakresie wprowadzania w życie prawodawstwa wspólnotowego oraz wspierania wymiany najlepszych praktyk. Jednocześnie projekt miał wspomagać Regulatora w stworzeniu efektywnych narzędzi regulacyjnych, mających na

celu wsparcie procesu liberalizacji rynku energii elektrycznej i gazu, uwzględniających otwarcie rynku dla wszystkich odbiorców. Projekt składał się z czterech komponentów, dotyczących zarówno sektora gazu ziemnego, jak i energii elektrycznej. Wielość komponentów wynikała z wielowątkowości i złożoności rynku energii. Całościowy projekt tworzy swego rodzaju pakiet powiązanych ze sobą, jednakże autonomicznych zadań, w którym wspólny jest cel, natomiast każdy z komponentów jest suwerennym, odrębnym zadaniem, realizowanym niezależnie od pozostałych. Ponadto cele szczegółowe projektu uwzględniały dla wszystkich komponentów m.in.:

- pomoc dla URE w stworzeniu efektywnych narzędzi regulacyjnych, mających na celu wsparcie procesu liberalizacji rynku gazu, uwzględniających otwarcie rynku dla wszystkich odbiorców,
- harmonizację krajowych standardów i wymogów dotyczących jakości dostaw oraz polityki inwestycyjnej sieci z najlepszymi praktykami międzynarodowymi,
- wsparcie działań Regulatora mających na celu zwiększenie efektywności otwartego rynku energii elektrycznej i gazu umożliwiającego korzystanie przez odbiorców w gospodarstwach domowych, liberalizacji obydwu rynków poprzez wkład w opracowanie jednolitego kodeksu postępowania sprzedawców energii elektrycznej i gazu oraz operatorów systemu,
- dostarczenie pracownikom URE praktycznej wiedzy na temat specyfiki technicznej i organizacyjnej odnawialnych źródeł energii oraz energii wytwarzanej w skojarzeniu w celu umożliwienia usunięcia przeszkód administracyjnych, uproszczenia i dostosowania procedur oraz stworzenia narzędzi regulacyjnych dla sprawnego nadzoru nad rynkiem energii odnawialnej oraz rynkiem energii wytwarzanej w skojarzeniu w Polsce.

W ramach projektu „Wdrażanie konkurencyjnego rynku energii” przygotowywany został we współpracy z Instytutem Badań i Analiz Olsztyńskiej Szkoły Biznesu Raport merytoryczny z zakresu sektora gazowego.

3. Współdziałanie z właściwymi organami w przeciwdziałaniu praktykom przedsiębiorstw energetycznych ograniczającym konkurencję

Do zadań Prezesa URE należy współdziałanie z właściwymi organami w przeciwdziałaniu prakty-

kom przedsiębiorstw energetycznych ograniczającym konkurencję (art. 23 ust. 2 pkt 14 ustawy – Prawo energetyczne). Mając na względzie kompetencje Prezesa UOKiK w zakresie ochrony konkurencji i konsumentów wynikające z ustawy z 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów¹⁰², Prezes URE przekazał szereg spraw, które wpłynęły od użytkowników systemu, z prośbą o interwencję

¹⁰² Dz. U. z 2007 r. Nr 50, poz. 331, z późn. zm.

w kwestiach dotyczących nadużywania pozycji dominującej przez przedsiębiorstwa energetyczne na rynku energii elektrycznej z powodu:

- stosowania zbyt wysokich cen energii elektrycznej oferowanej na 2010 r. (34 pisma odbiorców instytucjonalnych),
- stosowania w umowach sprzedaży postanowień (najczęściej zbyt długi okres wypowiedzenia tej umowy), które utrudniają lub wręcz uniemożliwiają zmianę sprzedawcy w krótkim okresie czasu (2 pisma).

W odniesieniu do rynku gazu ziemnego – na mocy art. 4 ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne¹⁰³⁾, przedsiębiorstwo energetyczne powstałe w wyniku rozdzielenia działalności obrotu paliwami gazowymi, przesyłu i dystrybucji gazu jest zobowiązane do dostosowania umów zawartych przed 1 lipca 2007 r. do wymagań określonych w art. 5 ustawy – Prawo energetyczne. Obowiązek ten dotyczy m.in. PGNiG SA. W 2009 r. Prezes URE otrzymał od wielu odbiorców informacje, że oprócz zapisów, które są wymagane przez ww. ustawę, w projektach umów przygotowanych przez PGNiG SA znajduje się, ich zdaniem, szereg postanowień niezgodnych z przepisami obowiązującego prawa. Zastrzeżenia odbiorców dotyczyły przede wszystkim długości okresu wypowiedzenia umowy, sankcji w przypadku odebrania paliwa gazowego w ilości mniejszej niż wcześniej określona, jak i w ilości większej oraz wysokości zabezpieczeń, których ustanowienie przyczyni się do wzrostu kosztów produkcji, a tym samym niekonkurencyjności przedsiębiorstwa na rynku europejskim czy światowym. Często podkreślaną kwestią był brak realnej możliwości negocjacji poszczególnych zapisów projektów umów, z uwagi na niemożność skorzystania z zasad: swobody umów i równości stron stosunku umownego, na podstawie których powinna opierać się współpraca podmiotów.

W opinii Prezesa URE, dostosowanie umów zawartych przed 1 lipca 2007 r. powinno odbyć się z poszanowaniem zasady równości stron, reguł dotychczasowej współpracy oraz z uwzględnieniem pozycji PGNiG SA na polskim rynku gazu. PGNiG SA zajmuje pozycję dominującą na rynku i dlatego jego działania powinny być oceniane w świetle tej pozycji. Obecnie odbiorcy gazu w Polsce nie mają w praktyce możliwości zmiany sprzedawcy i zakupu gazu od innego podmiotu.

Niektóre z propozycji zapisów umownych, proponowanych odbiorcom przez PGNiG SA, w związku z obowiązkiem dostosowania umów kompleksowych do wymogów ustawowych, mogą być analizowane pod kątem naruszenia prawa konkurencji, w związku z czym Prezes URE powiadomił Prezesa UOKiK o zaistniałej sytuacji. W kontekście kompetencji Prezesa UOKiK wątpliwości Prezesa URE wzbudziły przede wszystkim kwestie:

- wnoszenia przez dotychczasowych kontrahentów zabezpieczeń finansowych, przy braku indywidualizowania warunków umownych i dostosowywania ich do sytuacji kontrahentów,
- odbioru minimalnych ilości rocznych gazu pod karą zapłaty za nieodebrane ilości (klauzula *take or pay*),
- ograniczenia możliwości odbierania paliwa gazowego ponad ilości wskazane w nominacji rocznej,
- zmiany terminów płatności.

Zapisy umowne, zawierające ww. kwestie mogą przyczynić się do pogorszenia sytuacji finansowej odbiorców, z uwagi na konieczność ponoszenia dodatkowych kosztów, związanych z zakupem paliwa gazowego. Innym zagrożeniem, wynikającym z zawarcia umów, zawierających powyższe zapisy, może być utrudnienie możliwości zmiany dostawcy gazu, w sytuacji pojawienia się nowego sprzedawcy na rynku.

4. Upowszechnianie wiedzy o rynku konkurencyjnym i prawach konsumenta

4.1. Działalność informacyjno-edukacyjna

Rok 2009 był kolejnym rokiem wzmożonej aktywności Prezesa URE na polu upowszechniania wiedzy o rynku konkurencyjnym i prawach konsumenta. U podstaw działań edukacyjnych Prezesa URE leży

podstawowe założenie, że tylko odbiorca energii odpowiednio poinformowany może skutecznie dbać o własne interesy. Stąd też kształtowanie świadomości konsumentki odbiorców stało się ważnym celem w strategii Prezesa URE zmierzającej do stworzenia otwartego i w pełni konkurencyjnego rynku energii. Prezes URE nie jest organem powołanym wprost do ochrony interesów konsumentów; analiza rynkowej sytuacji odbiorców skłania jednak do podjęcia i kontynuowania działań zmierzających do wzmocnienia ich pozycji, ze szczególnym uwzględnieniem odbiorców wrażliwych społecznie. Odbiorca energii powinien stać się podmiotem na rynku, którego potrzeby i oczekiwania będą uwzględniane przez pozostałych uczestników gry rynkowej. Nie stanie się tak jednak bez zagwarantowanych i dobrze uświadomionych praw, instytucjonalnego wsparcia

¹⁰³⁾ Ustawa z 15 czerwca 2007 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 115, poz. 790).

w sytuacjach spornych i ułatwień w procedurach dochodzenia roszczeń.

Ponadto przedstawiciele URE wzięli udział w około 200 sympozjach, konferencjach i warsztatach edukacyjnych omawiając zagadnienia związane z funkcjonowaniem rynku i działalnością Prezesa URE. Te działania to forma oddziaływania informacyjno-edukacyjnego na przedstawicieli przedsiębiorstw energetycznych, organizacji zrzeszających odbiorców energii i statutowo zajmujących się ochroną interesów konsumentów oraz media. Wszystkie te grupy Prezes URE uważa za skutecznych pośredników w komunikacji z odbiorcami końcowymi.

Projekt „URE w regionach opartych na wiedzy”

Prezes URE konsekwentnie prowadzi politykę zmierzającą do wyposażenia odbiorców w odpowiednią wiedzę, informację i narzędzia tak, aby w konsekwencji stali się świadomymi partnerami biorącymi udział w procesie liberalizacji rynku energii. Prawo do informacji i edukacji jest jednym z fundamentalnych praw umożliwiających odbiorcom indywidualnym wyrównywanie ich szans rynkowych w zetknięciu z silniejszym uczestnikiem wymiany rynkowej, jakim jest przedsiębiorstwo energetyczne. Mając powyższe na uwadze Prezes URE kontynuował – w ramach projektu „Urząd Regulacji Energetyki w regionach opartych na wiedzy” – kampanię edukacyjną, która skierowana była do indywidualnych odbiorców energii oraz do usytuowanych na szczeblach lokalnych powiatowych i miejskich Rzeczników Konsumentów. Podejmując działania mające na celu upowszechnianie wiedzy o rynku energii oddziały terenowe URE zorganizowały bądź współuczestniczyły w 2009 r. w ponad 60 konferencjach, sympozjach i warsztatach, na których najczęściej podejmowano temat świadomości energetycznej (efektywności energetycznej) oraz odbiorcy wrażliwego społecznie. Na szkoleniach wyjaśniano też zawilości rynku energii, tłumaczono ekonomiczne i prawne aspekty zmiany sprzedawcy, mówiono o warunkach i stanie liberalizacji rynku energii elektrycznej, efektywnym zużyciu energii. I tak, przykładowo, Zachodni Oddział Terenowy URE w Poznaniu był partnerem Dni Nauki i Techniki, które odbyły się w październiku 2009 r. w Koninie. Celem imprezy była popularyzacja nowych technologii oraz ukazanie możliwości praktycznego zastosowania nowinek technicznych, proekologicznych i energooszczędnych w codziennym życiu. Przedstawiciele Zachodniego Oddziału Terenowego URE przygotowali specjalne stoisko edukacyjne, które przekonywało o konieczności poszanowania energii i przybliżało zasady związane z jej oszczędzaniem.

Przykładem tego typu działań jest także cykl szkoleń przeprowadzonych przez Oddział Centralny

URE, a skierowanych przede wszystkim do zarządzających i właścicieli budynków oraz do lokatorów lub właścicieli lokali mieszkalnych pod nazwą „Jak prawidłowo rozliczać koszty ciepła, aby nie naruszać interesów konsumentów?”.

Projekty edukacyjne adresowane do dzieci i młodzieży

Prowadząc zróżnicowane akcje edukacyjne w zakresie racjonalnego korzystania z energii elektrycznej i promowania idei jej oszczędzania, propagujące mechanizmy wdrażające efektywność energetyczną, URE specjalną uwagę poświęcił seniorom (wykłady dla słuchaczy Uniwersytetu Trzeciego Wieku w Lublinie) oraz młodzieży szkolnej. W celu popularyzacji wiedzy na temat funkcjonowania rynku energii oraz problematyki związanej z ochroną środowiska i zastosowaniem innowacyjnych rozwiązań technicznych w branży energetycznej w grupie przyszłych odbiorców paliw i energii – Prezes URE był współorganizatorem multimedialnego konkursu dla uczniów szkół ponadgimnazjalnych Lubelszczyzny *Nowe horyzonty energetyki – wiedza i jej zastosowanie*. Pierwszy etap konkursu, w którym udział wzięło 103 uczniów z 43 szkół Lubelszczyzny został rozstrzygnięty 27 listopada 2009 r.

W celu upowszechniania wiedzy dotyczącej funkcjonowania rynku paliw i energii wśród młodzieży Prezes URE w styczniu 2009 r. nawiązał współpracę z Lubelskim Kuratorem Oświaty. W ramach tego porozumienia URE opracował materiał dotyczący podstawowych zagadnień związanych z rynkiem paliw i energii, który został przekazany do wykorzystania w realizacji zadań oświatowych Lubelskiemu Kuratorowi Oświaty.

W 2009 r. kontynuowano także program edukacyjny Miejskiej Biblioteki Publicznej w Jaworznie pn.: „Biblioteka na miarę XXI wieku, czyli edukacja ekonomiczna, ekologiczna i energetyczna w bibliotece”. Program skierowany był do dzieci i młodzieży szkolnej, studentów, instytucji publicznych i lokalnej społeczności i miał na celu upowszechnianie zachowań proekologicznych, jak również podnoszenie świadomości energetycznej wśród przyszłych i obecnych odbiorców energii oraz paliw gazowych. W ramach powyższego programu edukacyjnego realizowany był projekt pt. „Odbiorca na rynku energii co chciałby wiedzieć, a o co boi się zapytać”, który obejmował cykl warsztatów poświęconych tematyce efektywności energetycznej i zagadnieniom oszczędzania paliw gazowych i energii, rachunkom za energię elektryczną, a także tematyce wstrzymań dostaw energii i paliw gazowych. Podczas warsztatów poświęconych rozliczeniom za energię elektryczną powstał poradnikowy film edukacyjny „Bądź świadom za co płacisz”, który dostępny jest na stronie internetowej URE.

Poradnictwo – URE wspiera indywidualnych odbiorców energii elektrycznej

W związku z wciąż mało upowszechnionymi wśród odbiorców energii możliwościami, które pojawiły się wraz z otwarciem rynku energii, URE kontynuuje bieżącą pomoc w postaci działającego w URE Centrum Informacji dla Odbiorców Energii – „Jak zmienić sprzedawcę”. Aby umożliwić łatwy i tańszy dostęp do telefonicznych porad na poziomie lokalnym, Centrum działa także w każdym z oddziałów terenowych URE. W 2009 r. za pośrednictwem Centrum Informacji pracownicy URE udzielili pół tysiąca porad, wskazówek i wyjaśnień dotyczących procedur i uregulowań prawnych w przypadku skorzystania z prawa zmiany sprzedawcy.

Warszawski oddział URE zapoczątkował w 2009 r. stałe dyżury, w ramach których eksperci z URE udzielają porad i praktycznego wsparcia tym odbiorcom energii, którzy mają problemy w relacjach ze sprzedawcami energii elektrycznej, gazu i ciepła. W każdy poniedziałek w godz. 12.00 – 14.00 oraz dodatkowo w pierwsze poniedziałki miesiąca w godz. 16.30 – 18.00, pracownicy Oddziału Centralnego zapraszają mieszkańców województwa mazowieckiego, którzy chcieliby uzyskać pomoc na przykład w prawidłowym sformułowaniu lub zanalizowaniu problemu z zakresu prawa energetycznego, poprawnym sformułowaniu reklamacji do przedsiębiorstwa energetycznego lub wniosku/skargi do URE.

Kampania edukacyjna na rzecz zakupu energii elektrycznej w przetargach

Prezes URE wspiera także odbiorców instytucjonalnych promując zakupy energii elektrycznej w przetargach. Prowadząc działania edukacyjno-informacyjne promujące prawo swobodnego wyboru sprzedawcy Prezes URE stykał się z licznymi skargami, opiniami i wnioskami świadczącymi o trudnościach, jakie napotykały gminy i inni odbiorcy instytucjonalni przy próbach zmiany sprzedawcy energii, w tym o nieudanych przetargach, których niepowodzenie wynikało m.in. z nietrafnego stosowania procedur prawa zamówień publicznych lub prawa energetycznego. Wychodząc naprzeciw trudnościom, jakie napotykały odbiorcy instytucjonalni URE opracował przykładową dokumentację przetargową, z której korzystać mogą tacy odbiorcy (np. gminy) przy zakupie energii elektrycznej dla potrzeb budynków użyteczności publicznej i komunalnych, szkół i przedszkoli, przychodni lekarskich itp.

Działania edukacyjne adresowane do przedsiębiorstw energetycznych

W swej działalności informacyjno-edukacyjnej Prezes URE nie zapomina także o przedsiębiorstwach sektora. W 2009 r. URE w ramach projektu *Transition*

Facility 2006/018-180.02.04 „Wdrażanie konkurencyjnego rynku energii”, współfinansowanego ze środków polskich i Unii Europejskiej, realizował projekt pt. „Opracowanie i rozpowszechnienie narzędzi oraz procedur regulacyjnych stosowanych w stosunku do sektora odnawialnych źródeł energii oraz energii elektrycznej wytwarzanej w kogeneracji”.

W ramach tego projektu – mając na uwadze cele polityki energetycznej dotyczące zwiększenia udziału wytwarzanej energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł przyjaznych środowisku oraz realizując zasadę pogłębiania zaufania obywateli do organów państwa – zorganizowano m.in. trzy sesje warsztatowe i trzy seminaria na temat procedur koncesjonowania działalności gospodarczej polegającej na wytwarzaniu energii elektrycznej oraz zasad funkcjonowania w Polsce systemu świadectw pochodzenia dla energii wytwarzanej w źródłach odnawialnych i w kogeneracji. Celem warsztatów i seminariów było dostarczenie wszystkim zainteresowanym podmiotom działającym bądź zamierzającym działać na rynku energii elektrycznej (tj. przyszłym i obecnym inwestorom) wiedzy na temat zasad prowadzenia koncesjonowanej działalności gospodarczej.

W ramach tego samego projektu, w celu rozpowszechniania dostępu podmiotów zainteresowanych do „statystycznej” wiedzy na temat źródeł energii odnawialnej zlokalizowanych na terenie Polski, została opracowana i udostępniona na stronie internetowej URE, interaktywna mapa Polski z naniesionymi instalacjami wytwarzającymi energię elektryczną w źródłach odnawialnych. Mapa umożliwia szybkie uzyskanie danych o rodzaju i mocy źródeł funkcjonujących na danym terenie, w podziale na województwa oraz powiaty. Mapa została tak zaprojektowana, aby umożliwiała przygotowanie zestawień tabelarycznych dotyczących m.in. mocy zainstalowanej w koncesjonowanych instalacjach OZE.

Konferencje, debaty i panele dyskusyjne narzędziem działalności edukacyjno-informacyjnej Prezesa URE

Konferencje i debaty organizowane przez URE są ważnym elementem polityki edukacyjno-informacyjnej oraz skuteczną formą kreowania i promocji wizerunku URE jako instytucji dbającej o prawidłowe funkcjonowanie rynku i popularyzację wiedzy na temat rynku i praw odbiorcy. Konferencje naukowe i spotkania dla mediów zorganizowane przez URE poświęcono poniższym tematom¹⁰⁴⁾:

¹⁰⁴⁾ W zestawieniu nie uwzględniono konferencji prasowych i briefingów Prezesa URE organizowanych zwyczajowo w celu przedstawienia wyników postępowań dotyczących zatwierdzenia przez Prezesa URE nowych taryf (bądź korekty taryf) dla energii elektrycznej i gazu oraz innych ważkich dla opinii publicznej zagadnień będących rezultatem działań Regulatora.

- *Czynniki kształtujące ceny energii elektrycznej. Rynek regulowany i zliberalizowany – korzyści i koszty (28 stycznia 2009 r.)*

Trzecia z cyklu konferencji współorganizowanych przez URE i Centrum Studiów Antymonopolowych i Regulacyjnych Uniwersytetu Warszawskiego pod wspólnym hasłem „Jaki model konkurencji na rynku energii elektrycznej?”. Tematem przewodnim konferencji była dyskusja wokół korzyści i kosztów, z jakimi mamy do czynienia w obu modelach funkcjonowania rynku: regulowanym i zliberalizowanym,

- *Między Wschodem a Zachodem: uwarunkowania inwestycyjne i regulacja w sektorze elektroenergetycznym w krajach Europy Centralnej i Wschodniej (10 września 2009 r.), panel URE w ramach Forum Ekonomicznego w Krynicy*
Potrzeby inwestycyjne i modernizacyjne sektora elektroenergetycznego w Polsce oraz Europie Centralnej i Wschodniej, w tym zwłaszcza konieczność zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego w regionie, implementacje dyrektyw Komisji Europejskiej oraz założeń tzw. III pakietu klimatycznego w krajowych politykach energetycznych – to powody, dla których dyskusja panelowa została skoncentrowana na zagadnieniach związanych z procesami inwestycyjnymi w sektorze,
- *Perspektywy rozwoju inteligentnych sieci energetycznych – technologiczny przełom w polskiej energetyce i szansa na wypełnienie celów pakietu klimatycznego (27 października 2009 r.)*
Konferencja stanowi jeden z elementów promowania przez Prezesa URE koncepcji wprowadzenia do polskiego systemu energetycznego inteligentnego opomiarowania i sieci (smart metering). Konferencja współorganizowana przez Sejm RP i URE zgromadziła prawie 200 specjalistów.

Patronaty Prezesa URE

W 2009 r. Prezes URE objął honorowym patronatem ponad trzydzieści wydarzeń programowo związanych z regulacją gospodarki paliwami i energią, funkcjonowaniem poszczególnych sektorów rynku elektroenergetycznego, promowaniem konkurencji na rynku energetycznym, aspektami prawnymi, organizacyjnymi i ustrojowymi działaniami Regulatora o dużym znaczeniu dla sektora energetycznego i polskiej gospodarki. Patronatem obejmowane były konferencje (jak np. organizowana w Sosnowcu VII Konferencja Naukowo-Techniczna „Odbiorcy na rynku energii” czy XVI Wielkopolskie Forum Ekologiczne), ale także konkursy, programy edukacyjne (np. kampania społeczna *Bezpieczniej z prądem*), czy też debaty społeczne (np. XVI Wielkopolskie Forum Ekologiczne, debata społeczna „Jak oszczędzać energię?”). W inicjatywach, organizowanych pod Honorowym Patronatem Prezesa URE, aktywny udział biorą eks-

perci URE. Takiego wsparcia przedstawiciele URE udzielili np. w cyklu spotkań o charakterze konferencyjno-warsztatowym pt. „Inwestowanie w energetykę wiatrową” zorganizowanych przez Gazetę Prawną w Szczecinie, Gdańsku, Poznaniu i Rzeszowie.

Działalność wydawnicza

W 2009 r. wydanych zostało 6 kolejnych numerów Biuletynu Urzędu Regulacji Energetyki. W dwumiesięczniku oprócz opracowań analitycznych, materiałów popularno-naukowych związanych z zagadnieniami dotyczącymi szeroko rozumianego sektora elektroenergetycznego (jak np. promocja użycia biopaliw i paliw odnawialnych w transporcie, kierunki zmian prawa wspólnotowego, środki prawne ochrony konkurencji w energetyce, raport z badania ankietowego diagnozującego aktualny poziom zaangażowania spółek sektora energetycznego w działania społecznej odpowiedzialności biznesu, analiza oraz ocena możliwości i skuteczności dotychczasowych regulacji prawnych mających na celu zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego w odniesieniu do wojewodów i jednostek samorządu terytorialnego, perspektywy rozwoju energetyki słonecznej w UE, współpraca regulatorów energetyki czy funkcjonowanie giełd energii elektrycznej w UE) zamieszczane są informacje o podmiotach ubiegających się o koncesje, decyzjach w sprawach koncesji i taryf dla koncesjonowanych przedsiębiorstw, rozstrzygnięciach Prezesa URE w sprawach spornych oraz o nowych bądź zmieniających regulacjach prawnych dotyczących sektora elektroenergetycznego. Biuletyn to nie tylko platforma wymiany wiedzy i doświadczeń specjalistów z URE, ale także miejsce, w którym swoimi doświadczeniami dzielą się z czytelnikami uznani zewnętrzni eksperci rynków elektroenergetycznego, gazu i ciepła.

W 2009 r. wydana została także kolejna pozycja z serii wydawniczej *Biblioteka Regulatora* – powołanej z inicjatywy Regulatora z zamiarem stworzenia płaszczyzny wymiany poglądów i doświadczeń bezpośrednio związanych z teorią i praktyką działania na rynku energii. W publikacji „Bezpieczeństwo energetyczne Unii Europejskiej do 2030 roku” autorstwa Tadeusza Z. Leszczyńskiego przedstawione zostały: unijne regulacje prawne w obszarze bezpieczeństwa energetycznego i statystyki energetycznej oraz wykorzystywana na rynkach paliw i energii metoda badań statystycznych; światowe zasoby energetyczne, w tym węgla kamiennego i brunatnego, gazu ziemnego, ropy naftowej, paliw jądrowych oraz odnawialnych źródeł energii; podstawowe wskaźniki oraz najistotniejsze informacje dotyczące zapotrzebowania na energię pierwotną i finalną, a także dotyczące produkcji poszczególnych rodzajów energii w UE; prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 r., w tym różne scenariusze energetyczne dla państw członkowskich UE oraz całej Wspólnoty.

Kolejną publikacją urzędową, lecz o nieco odmiennym charakterze, są Biuletyny Branżowe Urzędu Regulacji Energetyki – Energia elektryczna oraz Paliwa gazowe. Biuletyny branżowe – zgodnie z zapisami ustawy – Prawo energetyczne, zawierają zatwierdzone przez Prezesa URE taryfy, zmiany, decyzje odmowne co do ich zatwierdzenia, informacje o umorzeniu postępowań taryfowych, decyzje odmowne co do zwolnienia z obowiązku przedłożenia taryfy do zatwierdzenia oraz informacje o innych decyzjach dotyczących taryf. W 2009 r. wydano 109 numerów dotyczących energii i 43 numery dotyczące paliw gazowych. Biuletyny branżowe są na bieżąco publikowane także na stronie internetowej URE.

4.2. Stanowiska i Informacje Prezesa URE

Inną formą upowszechniania informacji o rynku – skierowaną przede wszystkim do przedsiębiorstw sektora – są Stanowiska i Informacje Prezesa URE. W 2009 r. Prezes URE wydał 23 Stanowiska i Informacje. Są to dokumenty, którymi Prezes URE oddziałuje na zachowania podmiotów funkcjonujących na rynku energii, inicjując kierunek potrzebnych działań lub wskazując, które z nich uważa za niepożądane.

Współpraca ze środkami masowego przekazu

Podstawowym celem współpracy URE ze środkami masowego przekazu jest dotarcie z informacją do szerokiej opinii publicznej, a tym samym lepsze zrozumienie reguł działania rynków energii przez wszystkich ich uczestników. Aby zapewnić konsu-

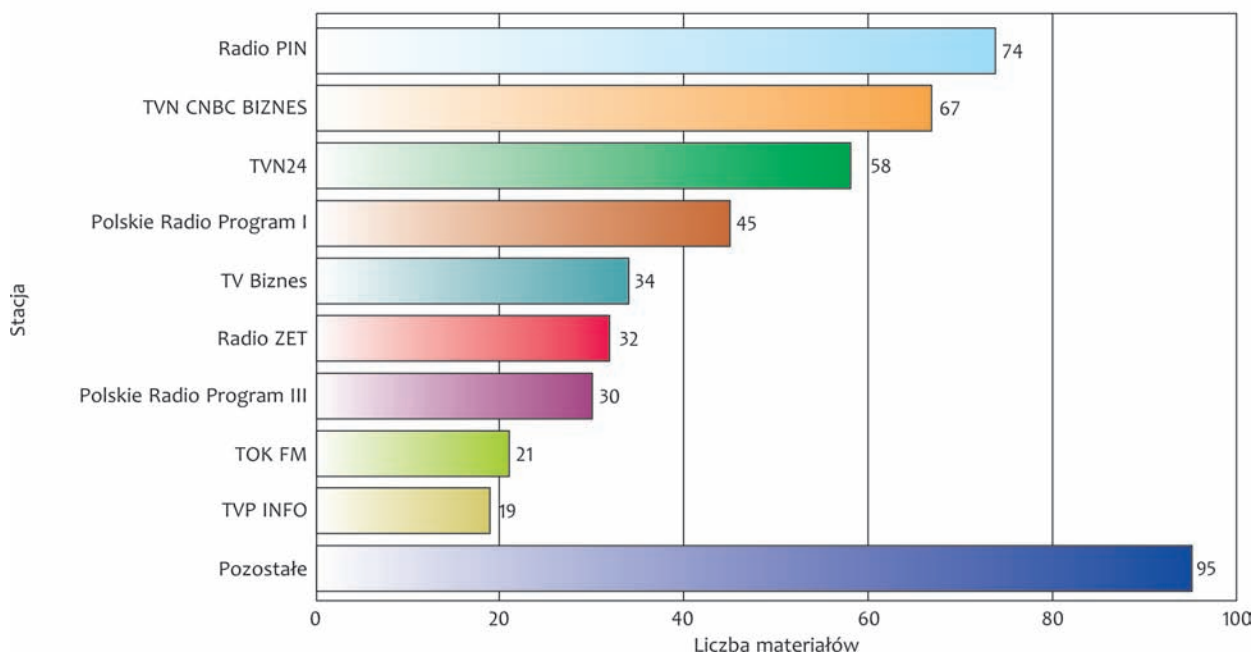
mentom rzetelną i pełną informację, URE aktywnie współpracował z mediami ogólnopolskimi, regionalnymi i lokalnymi – kluczowymi pośrednikami w przekazie informacji bezpośrednio do odbiorców energii. W 2009 r. ukazało się ponad czterdzieści tysięcy artykułów prasowych dotyczących szeroko pojętej elektroenergetyki (w tym m.in. energii cieplnej, gazu ziemnego, paliw i biopaliw ciekłych, energii słonecznej i wiatrowej, energii atomowej czy prywatyzacji sektora energetycznego), z czego prawie trzy tysiące artykułów dotyczyło bezpośrednio działalności Prezesa URE i powstało we współpracy z URE.

Wyemitowanych zostało także prawie pół tysiąca informacji w radio i telewizji dotyczących kwestii istotnych dla uczestników rynku energii, z czego 78% było prezentowanych w mediach o zasięgu ogólnopolskim, a prawie 22% informacji znalazło się w mediach regionalnych.

URE wydał ponad 120 komunikatów prasowych i udzielił przedstawicielom mediów ponad 1 100 odpowiedzi na bieżące pytania dotyczące rynku elektroenergetycznego oraz działań podejmowanych przez Regulatora. Ponadto URE rozpowszechniał wiedzę na temat funkcjonowania rynku elektroenergetycznego również poprzez liczne wywiady kierownictwa URE.

Do lipca 2009 r. trwała stała współpraca z dziennikiem gospodarczym „Gazeta Prawna” w ramach cyklu „Rynki pod specjalnym nadzorem”, gdzie Prezes URE, jako szef instytucji regulacyjnej udzielał autorskiego komentarza – rodzaju refleksji odnoszących się do najważniejszych spraw leżących w obszarze jego kompetencji. Teksty w ramach cyklu publikowane były w kolejne wtorki na łamach Gazety Prawnej począwszy od października 2008 r.

Media o największej liczbie publikacji



CZĘŚĆ IV. WZMOCNIENIE POZYCJI ODBIORCY

Realizując swoje ustawowe kompetencje Prezes URE zobowiązany jest równoważyć interesy sektora oraz odbiorców paliw i energii. Jednakże wobec częstej przewagi sił sektora dla właściwego wyważenia interesów konieczne jest wyraźne opowiedzenie się Regulatora po stronie odbiorcy, z czego niejednokrotnie czyniony jest zarzut pod adresem Prezesa URE.

Regulator nie ogranicza się jednak tylko do prób wyważenia interesów stron w toku prowadzonych postępowań administracyjnych, lecz także – w pewnym zakresie – chroni odbiorców i prowadzi aktywne działania mające na celu wzmocnienie ich pozycji na rynku energii. W tym celu inicjuje zmiany zasad funkcjonowania rynku energii elektrycznej, gazu i ciepła (przykładowo postulaty zmian zawarte w dokumencie „Mapa drogowa uwolnienia cen dla wszystkich odbiorców energii elektrycznej. W drodze ku prawom odbiorców i efektywnej konkurencji w sektorze energetycznym”), prowadzi działania edukacyjno-informacyjne, choćby w ramach projektu „URE w regionach opartych na wiedzy”, *Strefy Odbiorcy*, licznie organizowanych konferencji i w formie medialnych wystąpień przedstawicieli Regulatora.

W strukturach URE funkcjonuje Rzecznik Odbiorców Paliw i Energii wspierający odbiorców i udzielający im porad dotyczących trudnych niekiedy relacji z przedsiębiorstwami energetycznymi.

Prezes URE prowadzi też prace analityczno-badawcze zmierzające do wypracowania optymalnych w skali kraju rozwiązań w zakresie ochrony odbiorców wrażliwych czy rekomendacji co do społecznej odpowiedzialności przedsiębiorstw energetycznych.

W wielu kwestiach dotyczących pozycji odbiorcy na rynku energii Prezes URE współpracuje z wyspecjalizowanymi instytucjami i organizacjami, jak powiatowi i miejscy Rzecznicy Konsumentów, Stowarzyszenie Konsumentów Polskich czy Federacja Konsumentów. Przykładem takiej współpracy może być podpisanie memorandum w sprawie wdrożenia systemu tzw. inteligentnych pomiarów w Polsce.

Potrzeba działań na rzecz wzmocnienia pozycji odbiorcy na rynku energii nie jest zresztą unikalna w skali europejskiej. W ramach stowarzyszenia europejskich regulatorów (CEER/ERGEG) działa grupa ds. konsumenckich, która inicjuje bądź aktywnie włącza się w działania zmierzające do poprawy warunków funkcjonowania odbiorcy na rynku energii elektrycznej i rynku gazu. Przykładem obszaru, na którym w 2009 r. skoncentrowała się uwaga instytucji europejskich było (jakże aktualne w Polsce) zagadnienie konieczności uproszczenia (ucztyelnienia)

rachunku za energię (grupa przy DG SANCO) oraz stworzenie kodeksu dobrych praktyk w zakresie rozstrzygnięcia skarg konsumenckich (CEER/ERGEG).

W 2009 r. odbyło się także kolejne (drugie) Forum Londyńskie (Citizens Energy Forum – London Forum). Jego dwudniowe obrady w całości poświęcone były sprawom konsumenckim na rynku energii.

1. Formalne środki prawne

1.1. Kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz paramentów jakościowych

Energia elektryczna

Kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej odbiorcom jest niezbędne dla ochrony odbiorców przed skutkami niewłaściwej jakości energii elektrycznej dostarczanej przez przedsiębiorstwa elektroenergetyczne działające na rynku monopolistycznym.

Ze względu na fakt, iż zgodnie z postanowieniami art. 23 ust. 2 pkt 10 ustawy – Prawo energetyczne, kontrolowanie dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej odbywa się na wniosek odbiorcy, kontrola następuje głównie w wyniku rozpatrywania skarg napływających od odbiorców.

Działania regulacyjne Prezesa URE w zakresie kontroli standardów przejawiają się również w procesie zatwierdzania taryf dla energii elektrycznej. Zawarte w taryfach ceny i stawki opłat zyskują akceptację Prezesa URE, jeżeli zostaną skalkulowane przy uwzględnieniu parametrów jakościowych energii elektrycznej, określonych w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. z 2007 r. Nr 93, poz. 623).

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

W ramach projektu finansowanego z funduszy Unii Europejskiej¹⁰⁵⁾ został zrealizowany Komponent 2B – „Przeprowadzenie badań oraz opracowanie i opubliko-

¹⁰⁵⁾ *Transition Facility 2006/018-180.02.04 „Wdrażanie konkurencyjnego rynku energii”.*

wanie Krajowego raportu benchmarkingowego nt. jakości dostaw energii elektrycznej do odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowych i dystrybucyjnych oraz opracowanie zestawu danych i informacji dla europejskiego raportu benchmarkingowego”. Opracowany i opublikowany raport benchmarkingowy umożliwia lepszą kontrolę dotrzymywania standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz parametrów jakościowych dostarczanej energii elektrycznej przez OSP oraz przez czternastu największych OSD, których działalność łącznie obejmuje obszar całego kraju.

Zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwa energetyczne są odpowiedzialne za zapewnienie ciągłości, pewności i odpowiedniej jakości dostaw w długim okresie, jednak w praktyce nie istnieje system umożliwiający polskiemu regulatorowi prowadzenie – w sposób skuteczny – nadzoru dotrzymywania standardów i parametrów jakościowych przez przedsiębiorstwa energetyczne. Przedsiębiorstwa energetyczne przedstawiają dane jakościowe, które są niejednorodne i nieporównywalne. Przeprowadzenie badań jakości dostaw energii elektrycznej dla czterech obszarów badawczych: jakość handlowa (wskaźniki), jakość napięcia, ciągłość dostaw energii elektrycznej oraz ekstremalnie niesprzyjające warunki pogodowe umożliwia skupienie uwagi Regulatora na tych czynnikach jakości, które są mierzalne i na które przedsiębiorstwa energetyczne mogą oddziaływać, co niewątpliwie zwiększa skuteczność polityki regulacyjnej w zakresie jakości.

Niniejszy projekt umożliwia Prezesowi URE pozyskiwanie i efektywną analizę danych dotyczących jakości dostaw energii do odbiorcy, co niewątpliwie wpłynie na odpowiednie dostosowywanie polityki regulacyjnej i niezbędne zmiany w prawodawstwie, a także pozwoli Prezesowi URE dokonywać corocznej kontroli – w oparciu o skuteczną metodologię benchmarkingową weryfikacji danych – dotrzymywania przez przedsiębiorstwa sieciowe standardów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej odbiorcom energii elektrycznej w całym kraju. Dzięki результатам tego projektu Regulator będzie mógł zharmonizować metodologię zbierania danych od przedsiębiorstw sieciowych z najlepszymi praktykami międzynarodowymi.

W Polsce dotychczas nie było jeszcze przeprowadzane badanie jakości dostaw energii elektrycznej o takim stopniu szczegółowości. Wyznaczenie poziomu jakości dostaw dla poszczególnych przedsiębiorstw sieciowych umożliwia przeprowadzenie analiz porównawczych pomiędzy tymi przedsiębiorstwami, a także określenie poziomu jakości dostaw energii elektrycznej do odbiorców w naszym kraju na tle innych krajów europejskich. Ponadto wspomniane informacje dotyczące jakości dostaw energii elektrycznej w poszczególnych przedsiębiorstwach sieciowych będą udostępniane odbiorcom. Będzie to miało znaczący wpływ na pozycję odbiorcy, w szczególności gospodarstw domowych, na konkurencyjnym rynku energii, co jest niezwykle istot-

ne w procesie liberalizacji rynku energii. Do obowiązków Regulatora należy systematyczne monitorowanie oraz analizowanie jakości dostaw energii elektrycznej, a poziom tej jakości powinien być dostosowany do preferencji i potrzeb odbiorców, a także do ich gotowości do płacenia za jego utrzymanie.

Paliwa gazowe

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

Stosownie do postanowień art. 23 ust. 2 pkt 10 ustawy – Prawo energetyczne kontrolowanie jakości paliw gazowych odbywa się na wniosek odbiorcy. Przy czym w dotychczasowej praktyce zastrzeżenia pochodziły od odbiorców w gospodarstwach domowych i interwencja Prezesa URE polegała na wezwaniu przedsiębiorstwa do przedstawienia raportu jakości gazu (w tym średniomiesięcznego ciepła spalania) w tej części sieci gazowej, do której przyłączana jest instalacja odbiorcy zgłaszającego uwagi. Prezes URE nie posiada bowiem ani laboratorium, ani też odpowiedniej aparatury do przeprowadzania samodzielnych badań jakości paliw gazowych. W budżecie URE nie przewidziane są również środki finansowe, które pozwalałyby na zlecenie właściwym jednostkom rutynowych kontroli jakości paliw gazowych we wszystkich kluczowych punktach sieci gazowej.

Podkreślenia wymaga również fakt, iż żądany przez Prezesa URE raport dotyczący jakości gazu z reguły zawiera wyniki badań niezależnych od siebie laboratoriów np. Gaz-System, OSD lub PGNiG SA wykonywanych – w zależności od rodzaju chromatografu – albo w sposób ciągły albo kilka razy w miesiącu. Analizowane są także sprawozdania GAZ-3, w których przedsiębiorstwo obowiązane jest zamieścić informacje dotyczące ciepła spalania dystrybuowanego gazu a ich prawdziwość objęta jest odpowiedzialnością karną.

Działania regulacyjne Prezesa URE w zakresie kontroli standardów przejawiają się również w procesie zatwierdzania taryf dla paliw gazowych. Zawarte w taryfach ceny i stawki opłat są przez Prezesa URE akceptowane tylko wówczas, jeżeli zostaną skalkulowane przy uwzględnieniu parametrów jakościowych określonych w rozporządzeniu Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z 6 kwietnia 2004 r. (Dz. U. Nr 105, poz. 1113). Za niedotrzymanie parametrów jakościowych paliw gazowych określonych w ww. rozporządzeniu, odbiorcy przysługują bonifikaty, których sposób ustalenia określa taryfa. Ponadto w taryfie ustalone są bonifikaty w opłatach za dostawę gazu z tytułu niedotrzymania standardów ja-

kościowych obsługi odbiorców, tj. z tytułu: odmowy udzielenia informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostaw gazu, przerwanych z powodu awarii sieci, niepowiadomienia z wyprzedzeniem o terminach i czasie planowanych przerw w dostawie gazu, odmowy odpłatnego podjęcia czynności, umożliwiających bezpieczne wykonanie prac w obszarze oddziaływania tej sieci, jak również nieudzielenia informacji w sprawie rozliczeń oraz aktualnych taryf. Odbiorcy z reguły nie znają swoich praw skarżąc się Prezesowi URE na działania przedsiębiorstw gazowniczych. Wówczas udzielane są wyjaśnienia oraz informacje o prawach i obowiązkach zgodnie z aktualnie obowiązującym stanem prawnym.

1.2. Rozstrzygnięcie sporów i skarg dot. elektroenergetyki, gazownictwa i ciepłownictwa

W 2009 r. prowadzono trzy postępowania administracyjne w sprawie odmowy zawarcia umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej (art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne).

Zakończono postępowanie w sprawie odmowy zawarcia umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej tzw. generalnej umowy dystrybucji pomiędzy operatorem systemu dystrybucyjnego a sprzedawcą energii. Rozstrzygając spór Prezes URE uznał za nieuzasadnione obciążanie sprzedawcy należnościami za dokonywanie odczytów wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych w związku ze zmianą sprzedawcy energii elektrycznej przez odbiorców, za dokonywanie dodatkowych odczytów wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych dokonywane na żądanie sprzedawcy, za wstrzymanie dostaw energii elektrycznej na żądanie sprzedawcy w przypadku, gdy odbiorca zwleka z uiszczeniem należności za energię elektryczną, a następnie wznowienie tych dostaw.

W 2009 r. kontynuowano postępowanie sporne w sprawie odmowy zawarcia umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, w którym kwestią sporną jest pobieranie opłat za świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, w przypadku gdy od-

biorca jest przyłączony do rozdzielni elektroenergetycznej, której część została udostępniona operatorowi systemu dystrybucyjnego zgodnie z art. 9c ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne, natomiast z części tej rozdzielni korzysta odbiorca. Z uwagi na konieczność ustalenia zakresu odpłatnego wykorzystania urządzeń rozdzielni przez operatora systemu, Prezes URE zawiesił postępowanie i zobowiązał operatora do wystąpienia do sądu powszechnego o ustalenie treści umowy łączącej go z właścicielem rozdzielni.

Kontynuowane postępowanie sporne toczy się pomiędzy ENEA Operator Sp. z o.o. a Dalkia Poznań Zespół Elektrociepłowni SA i dotyczy odmowy zawarcia umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej. Spór ten jest szczególnie skomplikowany. Poza trzema głównymi punktami spornymi pomiędzy stronami występują rozbieżności stanowisk w ponad trzydziestu punktach projektu umowy.

Zasadnicze kwestie sporne to:

1. Sposób zamawiania i rozliczania mocy. Spór występuje w szczególności w zakresie opłaty za usługi dystrybucji energii elektrycznej w części stałej: opłata z tytułu składnika stałego stawki sieciowej oraz opłata z tytułu stawki przejściowej.
2. Sposób zmiany umowy w przypadku zmiany taryfy dystrybucyjnej (wtedy jest konieczność podpisania aneksu). Jedna ze stron sprzeciwia się bezwarunkowemu podpisaniu aneksu. Jej zdaniem aneks powinien być wynegocjowany pomiędzy stronami, a w przypadku braku możliwości porozumienia każdej ze stron przysługuje prawo wypowiedzenia umowy na warunkach jej określonych.
3. Warunki zmiany mocy umownej.

Dodatkowo w 2009 r. zwrócono odbiorcy wnioski o rozstrzygnięcie sporu dotyczącego uzgodnienia warunków dostosowania układu pomiarowo-rozliczeniowego do wymogów określonych w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Wnioskodawca wystąpił do Prezesa URE o dokonanie interpretacji postanowień zawartej przez strony umowy kompleksowej sprzedaży energii elektrycznej.

2. Działalność Rzecznika Odbiorców Paliw i Energii

2.1. Zadania Rzecznika Odbiorców Paliw i Energii

Rzecznik Odbiorców Paliw i Energii (Rzecznik) realizuje zadania określone w regulaminie URE,

wśród których jest udzielanie informacji i pomoc odbiorcom paliw gazowych i energii w ich stosunkach z przedsiębiorstwami energetycznymi oraz współpraca z przedsiębiorstwami energetycznymi, instytucjami i organizacjami konsumenckimi w zakresie ochrony interesów odbiorców. Liczba zgłaszanych spraw skierowanych do Rzecznika utrzymuje się na bardzo wysokim poziomie. Obsługę zadań Rzecznika przez część roku (I kwartał) wykonywały dwie osoby, przez pozostały czas jedna osoba.

2.2. Formy działania Rzecznika

Swoje zadania informacyjne Rzecznik realizuje poprzez bezpośrednie odpowiedzi telefonicznie lub listownie (także pocztą elektroniczną, którą z każdym rokiem napływa coraz więcej spraw) na zgłoszone przez odbiorców problemy i zapytania oraz poprzez przekazywanie informacji adresowanych do szerszego grona odbiorców w „Poradniku odbiorcy” zamieszczonym na stronie internetowej URE.

W „Poradniku” zamieszczane są informacje istotne dla odbiorców. Można tam znaleźć stanowiska Prezesa URE bezpośrednio dotyczące spraw odbiorców, są odpowiedzi na powtarzające się pytania oraz szersze omówienia najczęściej spotykanych problemów, są także dostępne artykuły omawiające zagadnienia mogące zainteresować odbiorców. Oddzielnym działem „Poradnika” jest „Oszczędzanie energii”, w którym poza praktycznymi informacjami dotyczącymi oszczędzania energii w gospodarstwach domowych, znajdują się informacje o programach oszczędzania energii i o organizacjach propagujących idee oszczędzania energii. Te ostatnie informacje adresowane są do średnich i dużych odbiorców energii.

2.3. Charakterystyka spraw, jakimi zajmował się Rzecznik w 2009 r.

Największą grupę odbiorców kierujących do Rzecznika swoje zapytania, skargi, problemy stanowią odbiorcy mediów energetycznych zużywanych na potrzeby gospodarstw domowych. Wśród osób zwracających się do Rzecznika z zapytaniami można wyróż-

nić także osoby prowadzące działalność gospodarczą, przedstawiciele przedsiębiorstw, spółdzielni oraz wspólnot mieszkaniowych. Powiatowi lub miejscy Rzecznicy Konsumentów, inne urzędy administracji publicznej oraz przedstawiciele stowarzyszeń konsumenckich również przekazują Rzecznikowi kierowane do nich pisma odbiorców, które swoją tematyką związane są ściśle z dostawą mediów energetycznych.

Skargi, pytania i prośby odbiorców kierowane są za pomocą poczty, poczty internetowej, telefonu, faksu lub podczas bezpośrednich wizyt u Rzecznika.

Rzecznik udziela odpowiedzi poprzez kierowanie do odbiorców pisemnych wyjaśnień (946 otrzymanych pisemnych zapytań) lub udziela porad podczas rozmów telefonicznych oraz wizyt (1 652 udzielonych porad) co oznacza, że w 2009 r. Rzecznik zajął się łącznie 2 598 sprawami.

Jak co roku, najwięcej przekazanych przez odbiorców spraw dotyczyło energii elektrycznej – 1 708, a następnie gazu – 397 oraz ciepła – 303. Rzecznik odpowiedział także w 190 przypadkach na różne inne pytania odbiorców, dotyczące ogólnych zagadnień regulacji energetyki oraz paliw ciekłych.

W poszczególnych grupach tematycznych zestawienie najczęściej poruszanych przez odbiorców problemów przedstawiają poniższe tabele.

W grupie „Taryfy, rozliczenia” mieszczą się pytania odbiorców m.in. dotyczące okresów rozliczeniowych, pozycji umieszczanych na fakturach, możliwości rozliczeń w oparciu o prognozowane wielkości zużycia, poprawności kwalifikacji do grupy taryfowej, zasad rozliczania w przypadkach uszkodzenia urządzeń pomiarowych. W 2009 r., tak jak w poprzednich latach, bardzo dużo pytań dotyczyło zmian w taryfach, zmienionych

Energia elektryczna – problemy odbiorców

Wyszczególnienie	Taryfy, rozliczenia	Przyłączenia	Instalacje, posadowienia	Nielegalny pobór	Standardy energii, obsługi	Wstrzymanie dostaw	Zmiana sprzedawcy	Pozostałe
liczba	675	191	173	140	166	79	53	231
udział [%]	39	11	10	8	10	5	3	14

Źródło: URE.

Gaz – problemy odbiorców

Wyszczególnienie	Taryfy, rozliczenia	Przyłączenia	Instalacje, urządzenia	Nielegalny pobór	Standardy obsługi, jakość	Wstrzymanie dostaw	Umowy	Pozostałe
liczba	166	43	32	27	37	18	37	37
udział [%]	42	11	8	7	9	5	9	9

Źródło: URE.

Ciepło – problemy odbiorców

Wyszczególnienie	Podział kosztów	Taryfy, rozliczenia	Umowy realizacja	Instalacje, urządzenia	Przyłącza	Umowy	Pozostałe
liczba	77	125	30	20	8	30	43
udział [%]	25	41	10	7	3	10	14

Źródło: URE.

stawek i cen. Wiele pytań odnosiło się do poszczególnych pozycji na rachunkach, szczególnie dotyczyło to „opłaty przejściowej”, na wszystkich rachunkach za energię elektryczną i „opłaty handlowej”, czy „rozliczeniowej” (różnie nazywanej przez przedsiębiorstwa) występującej na rachunkach za energię elektryczną odbiorców pobierających energię wg cenników nie zatwierdzanych przez Prezesa URE. Relatywnie dużo było pytań i zastrzeżeń do rozliczeń pochodzących od odbiorców grup taryfowych G posiadających umowy kompleksowe z przedsiębiorstwami obrotu posługującymi się cennikami energii elektrycznej nie zatwierdzonymi przez Prezesa URE, przy czym, w telefonicznych rozmowach, pytania te dość często łączyły się z pytaniami o procedurę zmiany sprzedawcy.

W przypadku gazu, tak jak w poprzednich latach, wiele zastrzeżeń dotyczyło dużego udziału kosztów stałych w opłatach za gaz. Szczególnie jest to odczuwalne przez odbiorców grupy taryfowej W3. Dość znacząca liczba zgłaszanych zagadnień z tej grupy tematycznej była spowodowana zmianami długości okresów rozliczeniowych i zasad wystawiania rachunków opartych na prognozie zużycia. W taryfie zatwierdzonej w maju 2009 r. zmieniono na obszarze działania jednego z dystrybutorów zasady kwalifikacji odbiorców do grup taryfowych. Wprowadzono takie same zasady jakie obowiązywały wcześniej na pozostałych obszarach kraju. Wywołało to szereg pytań o podstawy prawne takich zmian i było powodem negatywnych opinii odbiorców. Natomiast znacznie zmniejszyła się w 2009 r., w stosunku do 2008 r., liczba odbiorców zgłaszających zastrzeżenia do jakości dostarczanego gazu. Łącznie było takich spraw 27 (w porównaniu z poprzednim rokiem: 259). Są one ujęte w tabeli jako składowa pozycja „Standardy obsługi, jakość”. W ostatnich miesiącach 2009 r. dużo pytań napływało od odbiorców gazu w związku z otrzymaniem nowych umów opracowanych przez przedsiębiorstwo gazownicze (pozycja „Umowy”). Szczególnie zastrzeżenia były zgłaszane do projektów umów, w których przedsiębiorstwo, poza dostosowaniem umów do zmian przepisów, wprowadzało niekorzystne dla odbiorcy zmiany warunków płatności za pobrany gaz.

Pod pojęciem „Standardy” mieszczą się przypadki dotyczące jakości dostarczanych nośników energii (w przypadku energii elektrycznej najczęściej skargi dotyczyły zbyt niskiego lub zbyt wysokiego napięcia i przerw w dostawie energii). W tej grupie są umieszczone przypadki dotyczące uszkodzeń urządzeń odbiorczych wskutek przepięcia w sieci dostawcy energii, kłopoty odbiorców z uzyskaniem od przedsiębiorstw zwrotu kosztów naprawy tych urządzeń, oraz dotyczące standardów obsługi odbiorców. Stosunkowo duża liczba skarg dotyczyła długich terminów oczekiwania na odpowiedź na złożone reklamacje rachunków, skargi na zmniejszenie lub całkowitą likwidację punktów kasowych prowadzonych przez przedsiębiorstwa, czy

też powierzenie prowadzenia kas na terenach biur obsługi klientów podmiotom zewnętrznym, pobierającym dodatkową opłatę za przyjęcie należności za energię. Są tam także ujęte przypadki dotyczące trudności ze skontaktowaniem się z telefonicznymi centrami obsługi klientów, narzekania na długi czas oczekiwania na zgłoszenie osób obsługujących centrum. Liczba takich spraw narasta w przypadkach awaryjnych przerw w dostawie energii, szczególnie gdy objęte są znaczące obszary i duża liczba odbiorców energii.

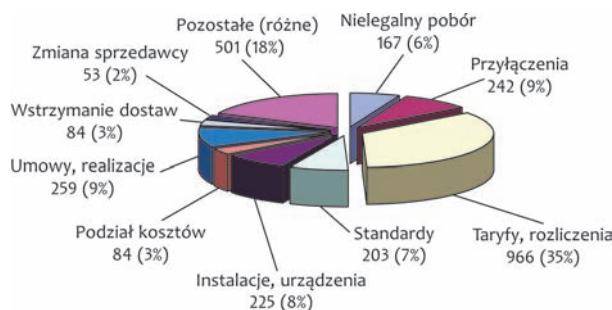
„Instalacje, urządzenia” obejmuje zagadnienia dotyczące warunków, jakim powinny odpowiadać instalacje odbiorcze, określenia granicy odpowiedzialności za poszczególne instalacje, parametrów układów pomiarowo-rozliczeniowych, na kim ciąży obowiązek zainstalowania i modernizacji tych układów oraz kto ponosi koszty legalizacji urządzeń pomiarowych. W tej grupie mieszczą się także pytania dotyczące posadowienia urządzeń energetycznych (szczególnie elektroenergetycznych: słupów linii napowietrznych, transformatorów, szaf rozdzielczych, itp.) na gruntach nie należących do przedsiębiorstw energetycznych.

Tradycyjnie dużo (140 przypadków) było pytań dotyczących możliwości obrony przed oskarżeniem przez przedsiębiorstwa energetyczne o nielegalny pobór energii elektrycznej. W przypadku gazu, po raz pierwszy wyodrębniona została w zestawieniu tabelarycznym pozycja „Nielegalny pobór”, gdyż była to znacząca ilość. W poprzednich latach te przypadki kryły się w pozycji „Pozostałe”, ponieważ było ich jedynie kilka.

W zakresie ciepła duży wzrost spraw nastąpił w grupie „Taryfy, rozliczenia”. Zainteresowanie odbiorców, reprezentujących zarządców bądź właścicieli budynków, w szczególności przedstawicieli wspólnot mieszkaniowych, koncentrowało się na różnych aspektach konstrukcji taryf i zasad kształtowania opłat za ciepło, rozliczeń. Znacząca część tych problemów dotyczyła taryf i rozliczeń z przedsiębiorstwami ciepłowniczymi niekoncesjonowanymi. Stosunkowo dużo, choć z każdym rokiem rejestrowany jest spadek, było pytań dotyczących zasad rozliczeń kosztów podziału ciepła w budynkach wielolokalowych (77 przypadki). W tej sprawie, podobnie jak w poprzedniej dotyczącej nielegalnego poboru, rozstrzyganie sporów powstałych na tym tle nie leży w kompetencjach Prezesa URE, lecz należy do kompetencji innych organów.

Strukturę przedmiotową poruszanych przez odbiorców problemów ilustruje rys. 19 (str. 116).

Odbiorców interesowały także różne inne zagadnienia związane z kompetencjami Prezesa URE, z zakresami prowadzenia działalności energetycznej bez konieczności uzyskiwania koncesji, pobieraniem energii od przedsiębiorstwa niekoncesjonowanego i zasadami prowadzenia rozliczeń, zasadami rozliczania podnajemców z pobranej energii, normami dotyczącymi instalacji grzewczych w budynkach, normatywnych temperatur w instalacjach ciepłej wody.



Rysunek 19. Struktura zgłoszonych przez odbiorców tematów w 2009 r. (Źródło: URE)

2.4. Komunikacja i działalność informacyjna Rzecznika

Dziennikarze z różnych mediów zwracali się w 2009 r. do Rzecznika 28 razy z prośbami o wyjaśnienia problemów odbiorców energii i gazu. Były to sprawy aktualnie interesujące czytelników, słuchaczy lub widzów do różnych redakcji i były nasilone w przypadkach zmian taryf, także problematyki interwencyjnej podejmowanej przez dziennikarzy, dotyczącej przysługujących odbiorcom bonifikat za okresy przerw w dostawie energii, sposobu określania opłat za nielegalny pobór energii elektrycznej i gazu, tematyki przyłączeń do sieci, jak również granicy odpowiedzialności za instalacje, w tym urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe. Spore zainteresowanie budziły również kwestie dotyczące zawartości faktur, szczególnie w rozliczeniach za energię elektryczną, zagadnienia związane z liberalizacją rynku energii, zmiany sprzedawcy i zakresem możliwości ustalania przez przedsiębiorstwa taryf bez konieczności zatwierdzania przez Prezesa URE.

2.5. Współpraca z innymi urzędami, organizacjami i instytucjami konsumenckimi

Wśród spraw skierowanych do Rzecznika były pisma przysłane z innych urzędów, które w całości lub części dotyczyły problemów związanych z różnymi aspektami dostarczania nośników energii. W 2009 r. przekazanych zostało 60 takich spraw, przy czym większość nadesłał Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów, Kancelaria Prezesa Rady Ministrów, Ministerstwo Gospodarki, Rzecznik Praw Obywatelskich.

W ubiegłym roku łącznie w 54 sprawach zwrócił się do Rzecznika powiatowi lub miejscy Rzecznicy Konsumentów lub przedstawiciele stowarzyszeń konsumenckich. Przeważnie Rzecznicy Konsumentów poruszają sprawy o dużym stopniu skomplikowania. Widać wyraźny postęp w rozumieniu problematyki dostaw nośników energii przez Rzeczników Konsumentów, co ma związek z wieloletnią współpracą pomiędzy nimi a URE. Na organizowane zarówno przez oddziały terenowe URE, jak i przez Rzecznika, różnego rodzaju konferencje, których tematyka dotyczy odbiorców, co do zasady zapraszani są Rzecznicy Konsumentów, oraz przedstawiciele stowarzyszeń konsumenckich.

2.6. Inne sfery aktywności Rzecznika

Bardzo ważnym wydarzeniem ze znaczącym udziałem Rzecznika, były cykliczne spotkania *Strefy Odbiorcy*, których szczegółowy opis zawarty jest w dalszej części sprawozdania.

3. Szczególna ochrona odbiorcy wrażliwego społecznie

Nieuchronny wzrost cen energii elektrycznej, gazu czy ciepła staje się problemem społecznym, generującym ubóstwo, w tym ubóstwo energetyczne. Problemu tego nie można zatem nie zauważać, a wprost przeciwnie, należy opracować systemowe rozwiązania pomagające w przeciwdziałaniu tym niekorzystnym zjawiskom.

Zarządzeniem Nr 01/09 Przewodniczącego Zespołu Sterującego do Spraw Realizacji „Programu dla elektroenergetyki” z 20 lipca 2009 r. powołano *Grupę roboczą do opracowania projektu rozwiązania prawnego dotyczącego ochrony wrażliwych odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych na konkurencyjnym rynku energii elektrycznej w ramach krajowego systemu pomocy społecznej*.

Pracami Grupy kierował przedstawiciel Ministra Gospodarki. W skład Grupy wszedł także przedstawiciel Prezesa URE. Zadaniem Grupy było przygotowanie, do 31 grudnia 2009 r., niezbędnych propozycji zapisów projektu rozwiązania, z uwzględnieniem spójności systemu prawa krajowego i unijnego wraz z uzasadnieniem poszczególnych przepisów oraz z oceną skutków regulacji.

W grudniu 2009 r. Minister Gospodarki przekazał do Komitetu Rady Ministrów projekt „Założeń do aktów wprowadzających system ochrony odbiorcy wrażliwego energii elektrycznej” celem jego rozpatrzenia na posiedzeniu Komitetu Stałego Rady Ministrów. Prace nad koncepcją, która mogłaby zyskać szerokie poparcie, nadal są w toku.

Prezes URE w 2009 r. podejmował prace na rzecz odbiorcy wrażliwego społecznie także w ramach powołanych w URE zespołów, o czym mowa w innej części sprawozdania.

4. Strefa Odbiorcy

Strefa Odbiorcy jest inicjatywą Prezesa URE ukierunkowaną na rozpoznanie problemów odbiorców i znalezienie metod ich rozwiązania na liberalizującym się rynku energii. W *Strefie Odbiorcy* uczestniczą zarówno przedstawiciele organizacji zrzeszających przedsiębiorców, jak również strony reprezentujące interesy konsumentów, w tym stowarzyszenia i federacje konsumenckie, miejscy Rzecznicy Konsumentów oraz przedstawiciele odbiorców paliw gazowych lub energii.

W ramach forum *Strefy Odbiorcy* poszukuje się rozwiązań powszechnych problemów odbiorców, tworzą się zasady najlepszych praktyk, podejmowane są działania na rzecz propagowania wiedzy, wyposaża się odbiorców w podstawowe narzędzie, jakim jest aktualna informacja o stanie rynku, o przysługujących prawach i obowiązkach, jak i o możliwości korzystania z różnych form pomocy realizowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne w ramach społecznej odpowiedzialności biznesu.

W 2009 r. w ramach *Strefy Odbiorcy* odbyło się szereg spotkań warsztatowych z udziałem przedstawicieli branży elektroenergetycznej, gazowniczej i ciepłowniczej, o czym poniżej.

25 lutego 2009 r. w siedzibie URE odbyły się warsztaty dotyczące problematyki związanej z dostawami ciepła do odbiorców, a także wnikające swoim zakresem w problemy konsumentów.

W spotkaniu udział wzięli przedstawiciele odbiorców będący jednocześnie zarządzającymi nieruchomościami wielolokalowymi, przedstawiciele przedsiębiorstw ciepłowniczych oraz przedstawiciele Ministerstwa Gospodarki i UOKiK oraz pracownicy URE. Podczas warsztatów podjęto próbę wypracowania procedur, które zmniejszą dokuczliwość w obsłudze zarówno konsumenta, jak i odbiorcy ciepła. Doszło do zawarcia nieformalnego porozumienia między przedstawicielami odbiorców a przedstawicielami przedsiębiorstw ciepłowniczych w zakresie: podjęcia wysiłków na rzecz transparentności działań, wcześniejszego informowania odbiorców o zmianach taryf dla ciepła i ich powodach oraz ograniczenie radykalnych niekorzystnych dla odbiorców działań.

Kolejne warsztaty zorganizowane w ramach *Strefy Odbiorcy* odbyły się 5 marca 2009 r. w Południowo-Zachodnim Oddziale Terenowym URE we Wrocławiu. Celem spotkania była wymiana poglądów i doświadczeń na temat współpracy Miejskich Ośrodków Pomocy Społecznej z przedsiębiorstwami ciepłowniczymi, energetycznymi oraz gazowniczymi, a także próba wypracowania rozwiązania wspierającego szeroko rozumianą współpracę pomiędzy ośrodkami i przedsiębiorstwami sektora elektroenergetycznego i ciepłowniczego w celu po-

mocy odbiorcom wrażliwym społecznie przy uwzględnieniu istniejącego stanu prawnego.

2 kwietnia 2009 r. w siedzibie Południowego Oddziału Terenowego URE w Katowicach odbyło się spotkanie warsztatowe poświęcone problemom odbiorców w zakresie wstrzymania dostaw energii elektrycznej. W trakcie spotkania przedstawiono ustawowe regulacje dotyczące przedmiotowej kwestii oraz dane statystyczne z obszaru działalności przedsiębiorstw: ENION SA, Vattenfall Distribution Poland SA i Vattenfall Business Services Poland. Ponadto przedsiębiorstwa te zaprezentowały stosowane przez nich rozwiązania zabezpieczające odbiorców nie mających możliwości zapłaty za dostarczoną energię przed wstrzymaniem jej dostaw. Rozwiązania te uznano za przykłady dobrych praktyk zalecanych do wdrożenia w innych przedsiębiorstwach energetycznych.

W trakcie spotkania poruszono również tematykę przedpłatowych układów pomiarowo-rozliczeniowych, w szczególności problemu instalowania tych układów w przypadkach innych niż wymienione w art. 6a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Instalowanie tych układów u odbiorców objętych wsparciem ośrodków pomocy społecznej jest niezmiernie korzystne i skłania ich do oszczędnego gospodarowania energią, z drugiej strony istnieją ograniczenia wynikające z przepisów prawa¹⁰⁶⁾. Przedsiębiorstwa energetyczne zawarły porozumienie z ośrodkami pomocy społecznej w zakresie podjęcia dodatkowych działań nieodpłatnej instalacji tych urządzeń w określonych wspólnie przypadkach.

23 kwietnia 2009 r. w Stalowej Woli odbyło się spotkanie poświęcone problemom przemysłowych i indywidualnych odbiorców energii elektrycznej z rejonu Stalowej Woli i Podkarpacia, związanych z istotnie rosnącymi cenami energii elektrycznej. Uczestniczący w spotkaniu przedstawiciele odbiorców i instytucji zajmujących się ochroną ich interesów tj. MOPS w Stalowej Woli, Rzecznicy Konsumentów z Podkarpacia, przedstawiciele lokalnego

¹⁰⁶⁾ Zgodnie z przepisami prawa przedsiębiorstwo energetyczne instaluje przedpłatowy układ pomiarowo-rozliczeniowy u odbiorców, którzy co najmniej dwukrotnie w ciągu kolejnych 12 miesięcy zwlekali z zapłatą rachunków przez okres co najmniej jednego miesiąca. Jednakże nie wszyscy podopieczni ośrodków pomocy społecznej spełniają ustawowe przesłanki do zainstalowania przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego na koszt przedsiębiorstwa. Przykładowo nie będą spełniać tego kryterium użytkownicy tzw. „mieszkań chronionych”, gdzie instalowane są klasyczne układy pomiarowo-rozliczeniowe, i gdzie koszty zużytych mediów pokrywane są przez ośrodki pomocy społecznej. Poruszana była również kwestia instalowania przedpłatowych układów pomiarowo-rozliczeniowych na życzenie odbiorcy. Rozwiązania takie jednak nie są stosowane z powodu braku uregulowań prawnych w zakresie odpłatności (są to układy drogie w porównaniu ze standardowymi).

samorządu i przedsiębiorstw energetycznych uzyskali informacje na temat działań podejmowanych przez URE i Rzecznika dla wzmocnienia pozycji rynkowej odbiorców indywidualnych. Regulator podkreślał, że końcowy odbiorca energii powinien zostać uznany za podstawowego i ostatecznego beneficjenta procesów liberalizacji, jakie postępują na rynku energii.

23 kwietnia 2009 r. w siedzibie Północno-Zachodniego Oddziału Terenowego URE w Szczecinie odbyło się spotkanie z przedstawicielami Miejskich Ośrodków Pomocy Rodzinie, miejskich i powiatowych Rzeczników Konsumentów z terenu województw: zachodniopomorskiego i lubuskiego. Problematyka wykładu z prezentacjami dotyczyła efektywności energetycznej, zasad rozliczeń za energię elektryczną oraz możliwości odbiorcy wrażliwego na rynku energii elektrycznej.

Kolejne spotkania w ramach *Strefy Odbiorcy* odbyły się 5 i 6 maja 2009 r. w Rzeszowie oraz Przemyśle i poświęcone były problemom specyficznej grupy odbiorców energii jakimi są gminy. W spotkaniach uczestniczyli burmistrzowie i wójtowie licznych gmin Podkarpacia oraz przedstawiciele lokalnych przedsiębiorstw energetycznych¹⁰⁷). Gmina jest bowiem kreatorem lokalnej polityki energetycznej i odbiorcy energii. Pełni znaczącą rolę w zakresie planowania energetycznego w gminie, procesów inwestycyjnych związanych z nowymi źródłami energii, może prowadzić przetargi i zmieniać sprzedawcę (wzorcowy przykład miasta Częstochowa), co daje jej szansę pozyskania tańszej energii, może być partnerem we współpracy z przedsiębiorstwami energetycznymi i innymi instytucjami działającymi na rzecz ochrony odbiorcy.

Następnie uczestnicy *Strefy Odbiorcy* spotkali się 3 czerwca 2009 r. w Urzędzie Wojewódzkim w Lublinie. Spotkanie poświęcone było problemom sektora ciepłowniczego, zostało przygotowane we współpracy i z udziałem Wojewody Lubelskiego.

Uczestniczący w spotkaniu przedstawiciele odbiorców ciepła, przedsiębiorstw energetycznych oraz administracji publicznej starali się odpowiedzieć na pytanie stanowiące wiodący temat warsztatów – „Czy mieszkaniac w budynku wielolokalowym może być odbiorcą ciepła w świetle definicji ustawy – Prawo energetyczne”.

¹⁰⁷) Spotkania w Rzeszowie i Przemyśle stanowią kontynuację działań URE wspierających odbiorców energii z regionu Podkarpacia. Wcześniejsze spotkanie odbyło się w Stalowej Woli w związku z uczestnictwem URE w pracach Zespołu do spraw działań mających na celu wsparcie Huty Stalowa Wola SA utworzonego przez Prezesa Rady Ministrów Zarządzeniem nr 25 z 23 marca 2009 r. W ramach Zespołu działa Grupa robocza do spraw energetycznych, do której Prezes URE wyznaczył swoich przedstawicieli.

W warsztatach zostały wskazane praktyczne przykłady możliwości dokonywania rozliczeń, a w szczególnym przypadku zawarcia umów sprzedaży ciepła z poszczególnymi lokatorami, w oparciu o aktualnie funkcjonujące przepisy prawne. W trakcie spotkania zostały zgromadzone informacje o rodzaju trudności, z jakimi stykają się odbiorcy i przedsiębiorstwa w rozliczeniach za dostawy ciepła.

25 czerwca 2009 r. *Strefa Odbiorcy* gościła w Środkowo-Zachodnim Oddziale Terenowym URE w Łodzi, gdzie tematem spotkania była racjonalizacja zużycia paliw gazowych i energii elektrycznej w gospodarstwach domowych, w kontekście pomocy odbiorcom wrażliwym społecznie. W spotkaniu udział wzięli przedstawiciele przedsiębiorstw energetycznych i gazowniczych oraz Miejskich Ośrodków Pomocy Społecznej, a także Rzecznicy Konsumentów i pracownicy naukowcy Politechniki Łódzkiej – członkowie łódzkiego oddziału Stowarzyszenia Elektryków Polskich.

Przedstawiciele przedsiębiorstw energetycznych, dostrzegając potrzebę wzmocnienia pozycji odbiorcy na rynku, omówili problemy, z jakimi najczęściej spotykają się odbiorcy z terenu ich działania. Wiele miejsca poświęcono problematyce liczników przedpłatowych (w tym m.in. zasady ich stosowania) oraz kwestiom nielegalnego pobierania energii elektrycznej i zaległości w regulowaniu należności za dostarczone paliwa lub energię. Na spotkaniu wskazywano na problemy odbiorców wynikające z: wysokiego udziału opłat stałych w łącznych opłatach za dostawy energii oraz gazu i braku zrozumienia mechanizmów taryfowych w tym zakresie, mało zrozumiałego i nieprzejrzystego sposobu rozliczeń na rachunkach odbiorców za dostawy energii i gazu, braku wystarczających rozwiązań prawnych, określających zasady instalowania przedpłatowych układów pomiarowych na wniosek odbiorców oraz wysokich kosztów instalowania inteligentnych układów pomiarowych stanowiących barierę techniczną lepszego funkcjonowania rynku energii. Wskazano również, że środkiem realizacji działań mających na celu eliminowanie lub przynajmniej częściowe ograniczanie utrudnień, z jakimi spotykają się odbiorcy, jest ich edukacja i informacja.

Cykliczne spotkania pn. *Strefa Odbiorcy*, zgodnie z zamierzeniem Prezesa URE, stały się forum wymiany opinii o problemach odbiorców. Dyskusje te pozwalają na wypracowanie rozwiązań poprawiających sytuację konsumentów na rynku energii, wzmacniają ich wiedzę i dostęp do informacji¹⁰⁸).

¹⁰⁸) Szczegółowe informacje o dotychczasowych spotkaniach *Strefy Odbiorcy*, zawierające również pliki z prezentacjami prelegentów, a także informacje o przyszłych spotkaniach forum znajdują się na stronie urzędu http://www.ure.gov.pl/portal/odb/412/STREFA_ODBIORCY.html.

5. Działania na rzecz społecznej odpowiedzialności przedsiębiorstw energetycznych

Jednym z priorytetów Urzędu Regulacji Energetyki jest także propagowanie społecznej odpowiedzialności biznesu energetycznego (CSR – *Corporate Social Responsibility*). W ramach propagowania tej idei w 2009 r. URE podjął działania polegające na popularyzacji dobrych praktyk konsumenckich oraz wzmocnieniu współpracy przedsiębiorstw z instytucjami i organizacjami lokalnymi zajmującymi się ochroną interesów odbiorców. Koncepcja CSR w Unii Europejskiej traktowana jest jako jedno z istotnych narzędzi wspierania wzrostu konkurencyjności przedsiębiorstw europejskich.

17 czerwca 2009 r. w Warszawie odbyła się pierwsza konferencja rozpoczynająca cykl *Odpowiedzialna Energia*. Spotkanie pod patronatem URE – współorganizowane przez PGNiG SA oraz PricewaterhouseCoopers – zgromadziło przedstawicieli rządu, branży elektroenergetycznej i ekonomicznej oraz ekspertów. URE był także jednym z promotorów *Deklaracji w sprawie zrównoważonego rozwoju w branży energetycznej w Polsce*, która podczas konferencji została podpisana przez przedsiębiorstwa sektora.

1. Prezes URE Decyzją Nr 6/2009 z 23 marca 2009 r., powołał *Zespół do Przeprowadzenia i Opracowania Badań Ankietowych Dotyczących Problematyki Społecznej Odpowiedzialności Przedsiębiorstw Energetycznych*. Zespół zakończył pracę przygotowanym raportem pt. *Społeczna odpowiedzialność przedsiębiorstw energetycznych w świetle badań ankietowych. Raport*, Warszawa, 30 czerwiec 2009 r.¹⁰⁹⁾

Wspieranie konkurencyjności w sektorze elektroenergetycznym oraz równoważenie interesów przedsiębiorstw i odbiorców energii to misja i zasadnicze cele Prezesa URE, który z tego powodu aktywnie angażuje się w promocję idei Społecznej Odpowiedzialności Biznesu (SOB, ang. *Corporate Social Responsibility* – CSR) w sektorze energetycznym.

Kolejnym etapem działań promujących SOB wśród przedsiębiorstw energetycznych było przeprowadzenie przez URE badania ankietowego diagnozującego aktualny poziom zaangażowania spółek w działania zgodne z koncepcją społecznej odpowiedzialności biznesu. Struktura i treść pytań ankiety zostały przygotowane we współpracy z PricewaterhouseCoopers Polska, Forum Odpowiedzialnego Biznesu oraz Instytutem Pracy i Spraw Socjalnych.

Ankietami objęto okres do 31 grudnia 2008 r., tak więc uzyskane dane są zarówno informacjami zamy-

kającymi pewien okres, jak i stanowią punkt wyjściowy do dalszych badań postępu we wdrażaniu koncepcji SOB w sektorze energetycznym. Planowane jest bowiem coroczne monitorowanie tej koncepcji¹¹⁰⁾.

Do badania wytypowano 53 przedsiębiorstwa energetyczne¹¹¹⁾.

Podmioty, które wzięły udział w badaniu wypowiadały się m.in. w kwestiach związanych z definiowaniem koncepcji SOB w spółce oraz wprowadzaniem konkretnych działań SOB do działalności przedsiębiorstwa zarówno w odniesieniu do odbiorców, pracowników, jak i do społeczności lokalnej oraz środowiska naturalnego.

Prezes URE promując SOB w sektorze energetycznym zaproponował przedsiębiorstwom definicję SOB. Istota SOB dla elektroenergetyki w opinii Prezesa URE oznacza, że jest to: „strategia harmonijnie łącząca etyczne i ekologiczne aspekty w działalności gospodarczej z jej dominującym atrybutem czyli efektywnością; eksponująca jawność, przejrzystość działania, rzetelność wobec klientów (kalkulacja cen, jakość dostaw i obsługi) i w kontaktach z pozostałymi interesariuszami (m.in. z pracownikami, akcjonariuszami, dostawcami, społecznością lokalną) oraz samoograniczenie przewagi monopolistycznej. To wkład biznesu w realizację polityki energetycznej państwa oraz taki sposób prowadzenia firmy, który nie nadużywa jej przewagi wobec odbiorcy energii, gazu czy ciepła”.

Wyniki badania dowodzą, że zasadniczo koncepcja zaproponowana przez Prezesa URE została zaakceptowana przez spółki. Przedsiębiorstwa postrzegają tę koncepcję SOB jako obejmującą elementy najistotniejsze z perspektywy sektora.

Badanie przyniosło także informacje na temat potrzeb i oczekiwań firm branży energetycznej wobec Prezesa URE w związku z zaangażowaniem sektora w działania z zakresu SOB. Firmy energetyczne widzą Regulatora jako promotora SOB, dostarczającego informacji i wzorców. Przedsiębiorcy liczą, że Prezes URE będzie przede wszystkim wspierał ich edukacyjnie oraz upowszechniał przykłady najlepszych praktyk.

Korzyści z włączenia SOB do zarządzania spółką, w opinii przedsiębiorstw energetycznych, przejawiają się przede wszystkim w korzyściach wizerun-

¹¹⁰⁾ Prezes Urzędu Regulacji Energetyki a społeczna odpowiedzialność przedsiębiorstw energetycznych. Raport końcowy, Urząd Regulacji Energetyki, Zespół ds. Prac Badawczych nad Problematyką Społecznej Odpowiedzialności Przedsiębiorstw Energetycznych, Warszawa, 1 września 2008 r., Biuletyn URE nr 6/2008.

¹¹¹⁾ Dobór próby miał charakter celowy. W badaniu wzięły udział 32 przedsiębiorstwa – czyli 60% próby badawczej – reprezentujące trzy podstawowe rodzaje mediów energetycznych, wszystkie zakresy działalności energetycznej oraz zróżnicowany zasięg działania i charakter własności. W tym 19 spółek zajmujących się dystrybucją lub sprzedażą energii elektrycznej, 7 spółek gazowych oraz 6 przedsiębiorstw ciepłowniczych.

¹⁰⁹⁾ Biuletyn URE nr 5/2009.

kowych, reputacyjnych dla spółki oraz w lepszych relacjach z interesariuszami. Może to oznaczać, że przedsiębiorstwa energetyczne nie dostrzegają obecnie wymiernych korzyści ekonomicznych, jakie mogą uzyskać na skutek implementacji tej koncepcji.

W badaniach ankietowych osobne miejsce poświęcono odbiorcy wrażliwemu społecznie. Zgodnie z obowiązującymi podczas badania zapisami art. 3 ust. 5 dyrektywy 2003/54/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 26 czerwca 2003 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylającej dyrektywę 96/92/WE oraz art. 3 ust. 3 dyrektywy 2003/55/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 26 czerwca 2003 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającej dyrektywę 98/30/WE¹¹²⁾, państwa członkowskie podejmą właściwe kroki dla ochrony odbiorców końcowych a w szczególności zapewnią wprowadzenie odpowiednich zabezpieczeń chroniących odbiorców wrażliwych społecznie, łącznie ze środkami pomagającymi tym odbiorcom uniknąć odłączenia od sieci.

W przypadku spółek ciepłowniczych, do których ww. dyrektywy nie mają zastosowania, podjęta została próba scharakteryzowania odbiorcy wrażliwego społecznie, którym jest *odbiorca mający problemy z bieżącym regulowaniem opłat za dostarczone ciepło – odbiorca indywidualny w gospodarstwie domowym, mający zawartą umowę na dostawę ciepła (np. zamieszkujący w domku jednorodzinny, w budynku wielolokalowym w którym zainstalowano indywidualne urządzenia pomiarowe)*.

Dotychczas w przepisach prawa nie została sformułowana definicja odbiorcy wrażliwego społecznie. Takiej definicji nie wypracowały także przedsiębiorstwa energetyczne, dla potrzeb udzielanej pomocy.

Brak przyjętej w spółce definicji odbiorcy wrażliwego społecznie nie oznaczało, że nie były prowadzone działania mające na celu pomoc odbiorcom w uniknięciu wstrzymania dostaw energii, gazu czy ciepła.

Analiza przekazanych danych wskazuje, iż stosowano zróżnicowane formy pomocy odbiorcom wrażliwym społecznie, poza instalacją licznika przedpłatowego. Najbardziej rozpowszechnioną formą pomocy było: rozłożenie należności głównej na raty, rozłożenie należności głównej wraz z odsetkami na raty oraz zawarcie porozumienia o spłacie długu.

W odniesieniu do zagadnień związanych z udzielaniem pomocy odbiorcom wrażliwym społecznie w uniknięciu wstrzymania dostaw analiza wyników ankiet pozwala stwierdzić, iż: 1) nie były realizowane zapisy ówczesnych dyrektyw: 2003/54/WE i 2003/55/WE w spółkach, w omawianym zakresie. Co więcej, niektóre ze spółek oczekiwały wprowadzenia rozwiązań i mechanizmów chroniących tego rodzaju odbiorców przede wszystkim przez państwo,

poprzez ustawowe uregulowania; 2) nie były prowadzone rejestry odbiorców wrażliwych społecznie, w tym rejestry odbiorców korzystających z urządzeń medycznych, przy odnotowanych przypadkach wstrzymania takim odbiorcom dostaw energii; 3) przy braku definicji i rejestrów odbiorców wrażliwych społecznie podejmowane były działania mające na celu pomoc odbiorcom w uniknięciu wstrzymania dostaw. Brak było jednak kompleksowych programów udzielania takiej pomocy. Należy zatem domniemywać, że była ona przyznawana w sposób uznaniowy; 4) zaobserwować można było nowe zjawisko, incydentalne, ale jednak – polegające na samoodłączeniu się odbiorcy od sieci z powodu trudności finansowych w regulowaniu opłat; 5) można było zaobserwować także zjawisko trwałego wstrzymania dostaw energii elektrycznej do ok. 3 000 odbiorców, co pozbawiło ich dostępu do podstawowego dobra cywilizacyjnego, jakim jest energia elektryczna; 6) niektóre z przepisów ustawy – Prawo energetyczne okazały się przepisami martwymi. Nie instaluje się tzw. liczników przedpłatowych w przypadku odbiorców gazu i ciepła oraz spółki gazownicze nie korzystają z możliwości wstrzymania dostaw gazu odbiorcom, którzy zwlekają z zapłatą za pobrane paliwo gazowe.

W środowisku przedsiębiorców energetycznych koncepcja społecznej odpowiedzialności biznesu energetycznego nie była zinternalizowana, co potwierdza brak chociażby wyodrębnionych strategii SOB. Natomiast ogólnie koncepcja SOB, jej pewne zasady oraz idee związane z, szeroko mówiąc – filantropią, zachowaniami ekologicznie poprawnymi, nie były obce. Spółki dokonywały pewnych serwitutów na rzecz środowiska, lokalnej społeczności, szczególne starania o pracowników, ich kwalifikacje i zadowolenie też były przedmiotem uwagi firm. Związane jest to prawdopodobnie z tym, że upowszechnia się wykładnia korzyści ekonomicznych z tytułu „przyjazności firmy”, aczkolwiek przykłady działań, a szczególnie ich liczebność, świadczą o dość powierzchownym podchodzeniu do problematyki SOB lub oznaczają trudności w zrozumieniu istoty SOB. A już praktycznie – poza śladowymi sytuacjami – nie brane są pod uwagę argumenty, o charakterze ograniczeń, na rzecz innego traktowania SOB w dziedzinach monopolu naturalnego, czyli również w energetyce. Dodatkowo w Polsce od czterech lat postępuje w elektroenergetyce remonopolizacja we wszystkich zakresach działalności, a gazownictwo jest w tym stanie permanentnie. Skoro nie są to dziedziny o konkurencyjnych rynkach, to etyka przedsiębiorcy ujęta w uniwersalną definicję SOB jest w tym przypadku niewystarczająca¹¹³⁾; ele-

¹¹²⁾ Dz. U. UE – L 176 vol. 26 z 17.07.2003 r.

¹¹³⁾ Prezes Urzędu Regulacji Energetyki a społeczna odpowiedzialność przedsiębiorstw energetycznych. Raport końcowy.

mentem dominującym musi być etyka prowadzonego biznesu. Dlatego definicja proponowana przez Prezesa URE to znacznie szersze podejście do problematyki SOB z mocno akcentowaną rzetelnością silniejszego – przedsiębiorcy, wobec słabszego – konsumenta. Odpowiedzi ankiety to werbalna na to zgoda, nie poparta jednak wyraźnym działaniem. W ten sposób objawia się dysonans poznawczy myśli i czynu. Dominuje logika: filantropia (w szerokim znaczeniu) → wizerunek → korzyść firmy, śladowe dowody rozumienia SOB jako SOBE, czyli społecznej odpowiedzialności przedsiębiorstw energetycznych.

2. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, Decyzją Nr 15/2009 z 15 września 2009 r., powołał *Zespół do Spraw Koordynacji Prac nad Problematyką Społecznej Odpowiedzialności Przedsiębiorstw Energetycznych w URE*.

W okresie 2008-2009 poszczególne komórki organizacyjne URE prowadziły systematyczne działania na rzecz upowszechniania wiedzy o rynku energii i jego uwarunkowaniach wśród różnych grup adresatów, głównie konsumentów, we współpracy z ośrodkami naukowymi, samorządami i organizacjami pozarządowymi. Szczególne miejsce zajmowały sprawy dotyczące problematyki odbiorcy wrażliwego społecznie i szkolenia pracowników Ośrodków Pomocy Społecznej. W celu usystematyzowania działań URE w omawianym obszarze, Prezes URE powołał Zespół.

Zadaniem Zespołu jest: 1) koordynacja prac związanych z problematyką pomocy odbiorcom wrażliwym społecznie w uniknięciu wstrzymania dostaw energii elektrycznej, paliw gazowych oraz ciepła; 2) koordynacja prac związanych z problematyką ubóstwa energetycznego; 3) koordynacja prac związanych z implementacją koncepcji społecznej odpowiedzialności biznesu do sektora elektroenergetycznego; 4) współpraca z ekspertami innych organów oraz organizacji zajmujących się społeczną odpowiedzialnością biznesu; 5) przeprowadzenie szkoleń i przekazanie informacji pracownikom URE. Celem tych prac jest upowszechnienie wiedzy z zakresu prac Zespołu wśród pracowników URE, zwłaszcza z oddziałów terenowych; 6) upowszechnianie wiedzy z zakresu prac Zespołu poprzez: uczestniczenie w konferencjach poświęconych tematyce objętej pracami Zespołu, przygotowanie szkoleń czy materiałów do publikacji.

Skład Zespołu stanowili pracownicy komórek organizacyjnych URE oraz przedstawiciel PricewaterhouseCoopers Polska. Do prac Zespołu zapraszani są także przedstawiciele Forum Odpowiedzialnego Biznesu i Instytutu Pracy i Spraw Socjalnych.

Prezes URE kontynuuje tym samym prace na rzecz implementacji koncepcji społecznej odpowiedzialności biznesu w sektorze elektroenergetycznym, w tym na rzecz odbiorcy wrażliwego społecznie, ubóstwa energetycznego oraz efektywności energetycznej.

Głównymi tematami, na których skupiły się prace oddziałów terenowych URE w latach 2008-2009 i które dały się wyróżnić oraz zostały poddane szczegółowej analizie, to: zmiana sprzedawcy, odbiorca wrażliwy społecznie, świadomość energetyczna, edukacja dzieci i młodzieży, edukacja seniorów, popularyzacja ogólnej koncepcji społecznej odpowiedzialności biznesu, pozostałe działania mające na celu upowszechnianie wiedzy o rynku energii i jego uwarunkowaniach.

Do podstawowych form realizacji poszczególnych przedsięwzięć zaliczono: spotkania, szkolenia, seminaria, warsztaty, konferencje, publikację artykułów w Biuletynie URE i prasie lokalnej, debaty (w tym medialne), wygłaszanie referatów, prowadzenie wykładów, prezentacje na spotkaniach, nawiązanie współpracy z organizacjami, fundacjami, przedsiębiorstwami energetycznymi, stowarzyszeniami (w tym także Wojewódzkie Centrum Zarządzania Kryzysowego, Wojewódzki Zespół ds. Bezpieczeństwa Energetycznego), prowadzenie zajęć dydaktycznych dla młodzieży i studentów.

Adresatami podejmowanych przez oddziały terenowe URE działań byli: odbiorcy paliw i energii (konsumentów), stowarzyszenia statutowo zajmujące się ochroną interesów konsumentów, zarządzający i właściciele budynków, miejscy i powiatowi Rzecznicy Konsumentów, Miejskie i Gminne Ośrodki Pomocy Społecznej, instytucje władzy publicznej, przedstawiciele przedsiębiorstw energetycznych, młodzież szkolna i studenci, seniorzy.

W latach 2008-2009 najwięcej działań na rzecz zmiany sprzedawcy podjęto w oddziałach terenowych URE z siedzibą w: Warszawie i Krakowie, a także w Poznaniu, Katowicach, Krakowie, Lublinie i Gdańsku. Najdogodniejszym dla oddziałów terenowych URE sposobem przekazywania wiedzy z zakresu zmiany sprzedawcy były szkolenia, warsztaty i spotkania. Głównymi adresatami podejmowanych w zakresie zmiany sprzedawcy działań były instytucje władzy publicznej oraz odbiorcy paliw i energii.

Kolejnym tematem podnoszonym przez oddziały terenowe URE w latach 2008-2009 była problematyka odbiorcy wrażliwego społecznie. Podejmowane były różne inicjatywy mające na celu przybliżenie problemów odbiorców wrażliwych społecznie ich adresatom, poprzez m.in. przedstawienie: podstawowych założeń ustawy o pomocy społecznej, aspektów pracy OPS związanych z udzielaniem pomocy odbiorcom nie będącym w stanie terminowo uiszczać należności, form współpracy OPS z przedsiębiorstwami energetycznymi i organami administracji publicznej, możliwości ograniczenia i zapobiegania ubóstwu energetycznemu a także zachęcenie ich do współpracy. W największym stopniu zaangażowały się na rzecz tego zagadnienia oddziały terenowe URE z siedzibą w Katowicach oraz we Wrocławiu, a także w Warszawie, Szczecinie, Gdańsku, Łodzi, Krakowie,

Lublinie i Poznaniu. Przyjętymi formami realizacji tego tematu były szkolenia, bezpośrednie spotkania oraz warsztaty. Głównymi adresatami działań podejmowanych przez oddziały w latach 2008-2009 w zakresie tematyki odbiorcy wrażliwego były głównie ośrodki pomocy społecznej i przedsiębiorstwa energetyczne, a następnie instytucje władzy publicznej i Rzecznicy Konsumentów.

W latach 2008-2009 oddziały terenowe URE prowadziły zróżnicowane akcje edukacyjne w zakresie racjonalnego korzystania z energii elektrycznej i promowania idei jej oszczędzania, propagujące mechanizmy wdrażające efektywność energetyczną. Niektóre oddziały część uwagi poświęciły także młodzieży szkolnej, oraz seniorom, wśród których próbowały zaszczepić nawyki oszczędzania energii, o czym będzie mowa dalej. W największym stopniu w realizację tego zagadnienia włączyły się oddziały terenowe URE z siedzibą w Katowicach oraz w Warszawie, ale także w Poznaniu, Szczecinie, Krakowie, Gdańsku, Wrocławiu, Lublinie i Łodzi. Najczęstszą formą przekazania wiedzy w zakresie świadomości energetycznej były szkolenia, warsztaty, współpraca z organizacjami oraz referaty wygłaszane na spotkaniach. Adresatami działań podejmowanych przez oddziały terenowe URE w zakresie świadomości energetycznej byli: młodzież szkolna, władze publiczne, OPS oraz konsumenci.

Analiza informacji podanych przez oddziały terenowe URE wskazuje, że spory nacisk kładziony był także na bezpośrednią edukację przyszłych odbiorców paliw i energii – dzieci i młodzież uczącą się. Zakres przekazywanej młodzieży informacji dotyczył m.in.: możliwości ochrony środowiska poprzez racjonalne wykorzystywanie paliw i energii; systemów wsparcia źródeł odnawialnych oraz wytwarzających energię elektryczną i ciepło w kogeneracji, efektywnych sposobów korzystania z zasobów naturalnych, możliwości korzystania z prawa wyboru sprzedawcy, rynku energii w Polsce. W największym stopniu zaangażowały się w realizację tego tematu oddziały terenowe URE z siedzibą w Katowicach i Poznaniu, a także w Gdańsku, Lublinie i Krakowie. Edukacja dzieci i młodzieży odbywała się głównie poprzez prowadzenie zajęć dydaktycznych, prezentacje multimedialne i warsztaty, a także konkursy wiedzy.

W latach 2008-2009 edukacja osób starszych także znalazła się w kręgu zainteresowań oddziałów terenowych URE – choć w małym zakresie.

Działania w zakresie edukacji seniorów podjęty w latach 2008-2009 oddziały terenowe URE z siedzibą w Katowicach i Poznaniu.

Edukację seniorów prowadzono podczas warsztatów i spotkań, także przy współpracy Uniwersytetu Trzeciego Wieku.

W latach 2008-2009 oddziały terenowe URE podjęły się w swoich działaniach popularyzacji ogólnej koncepcji SOB poprzez np. współpracę z różnymi or-

ganizacjami, szkolenia i seminaria kierowane głównie do przedsiębiorstw energetycznych mające na celu propagowanie i wymianę doświadczeń w zakresie SOB, wdrażanie tej koncepcji do przedsiębiorstw, możliwości pozyskania środków unijnych na jej wdrożenie. W niektórych przypadkach działania z zakresu SOB powiązane były z tematyką odbiorcy wrażliwego społecznie, czy też efektywnością energetyczną. Największą aktywność w popularyzacji ogólnej koncepcji SOB wykazały oddziały terenowe URE z siedzibą w Warszawie i Katowicach, ale także w Poznaniu, Szczecinie, Gdańsku, Lublinie i Wrocławiu.

Oprócz wymienionych wcześniej tematów, oddziały terenowe URE dotychczas przybliżały informacje dotyczące energetyki, w zróżnicowanym zakresie, m.in.: propagowania wiedzy na temat rynku paliw i energii, zachodzących na nim procesów, praw i obowiązków odbiorców, regulacji ustawy – Prawo energetyczne i wpływu na kształt rynku energetycznego w Polsce, liberalizacji rynku energii elektrycznej, rozliczania kosztów ciepła w budynkach wielolokalowych, zwiększania bezpieczeństwa energetycznego, bezpieczeństwa paliwowego, zagrożenia ciągłej i niezawodnej dostawy mediów energetycznych do odbiorców, upowszechniania biomasy, jako paliwa stosowanego w źródłach ciepła oraz w transporcie, budowy elektrowni atomowej, energetyki wiatrowej. Do pozostałych działań oddziałów terenowych URE zaliczono także przedstawicielstwo w Wojewódzkim Centrum Zarządzania Kryzysowego (Pomorskiego Urzędu Wojewódzkiego w Gdańsku), Wojewódzkim Zespole ds. Bezpieczeństwa Energetycznego (przy Wojewodzie Warmińsko-Mazurskim), Wojewódzkiej Radzie ds. Bezpieczeństwa Energetycznego (przy Wojewodzie Lubelskim, Pomorskim), platformie paliwowej (Wielkopolska, Warmińsko-Mazurskie), czy zawarcie porozumienia z Fundacją Inicjatyw Menadżerskich w Lublinie, współpracy z Miejską Biblioteką Publiczną w Jaworznie. W największym stopniu zaangażowały się w działania upowszechniające ogólną wiedzę o rynku oddziały terenowe URE z siedzibą w Katowicach, Gdańsku oraz Krakowie, ale też w Warszawie, Wrocławiu, Łodzi, Poznaniu, Szczecinie i Lublinie. Najczęstszymi formami dotarcia z informacjami do zainteresowanych były bezpośrednie spotkania, szkolenia, warsztaty oraz konferencje. Adresatami podejmowanych przez oddziały terenowe URE tematów były w zdecydowanej większości instytucje władzy publicznej oraz przedsiębiorstwa energetyczne.

Jak pokazuje przeprowadzona analiza największe zaangażowanie oddziałów terenowych URE dotyczyło zróżnicowanej działalności.

W latach 2008-2009 zostało podjętych przez komórki organizacyjne URE wiele inicjatyw.

Adresatami podejmowanych działań były przede wszystkim instytucje władzy publicznej oraz przedsiębiorstwa energetyczne, ale też odbiorcy paliw

i energii, młodzież szkolna i studenci, Miejskie i Gminne Ośrodki Pomocy Społecznej, miejscy i powiatowi Rzecznicy Konsumentów, emeryci. Dominującą formą prowadzonej działalności były szkolenia i bezpośrednie spotkania, a następnie warsztaty i współpraca z różnymi instytucjami. Korzyści z podejmowanych działań to przede wszystkim rozpoczęcie procesu upowszechniania wiedzy o rynku energii i jego uwarunkowaniach w otoczeniu przedsiębiorstw energetycznych, ze szczególnym zwróceniem uwagi zarówno przedsiębiorstwom energetycznym, jak i ich otoczeniu, na zagadnienia dotyczące odbiorcy końcowego, w tym odbiorcy wrażliwego społecznie. Korzyści te przejawiają się m.in. w: po-

szerzeniu wiedzy na temat rynku energii i zachodzących na nim procesów, egzekwowaniu praw odbiorców energii oraz możliwości świadomego wyboru sprzedawcy, nawiązaniu szerszej współpracy z Rzecznikami Konsumentów oraz przedstawicielami organizacji konsumenckich i pozarządowych, rozwijaniu form współpracy przez podmioty zajmujące się ochroną odbiorców wrażliwych społecznie, współpracy z przedsiębiorstwami energetycznymi w upowszechnianiu koncepcji SOBE, nabywanie praktycznej wiedzy z zakresu zmiany sprzedawcy oraz efektywnego zużycia energii elektrycznej, wymiana poglądów dotyczących kondycji lokalnego rynku energii elektrycznej, ciepła i gazu.

CZĘŚĆ V. FUNKCJONOWANIE URZĘDU

1. Organizacja i funkcjonowanie urzędu

Prezes URE jest centralnym organem administracji rządowej realizującym zadania z zakresu spraw regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji, działającym na podstawie przepisów ustawy – Prawo energetyczne.

Prezes URE wykonuje zadania przy pomocy Urzędu Regulacji Energetyki. W skład urzędu wchodzi następujące komórki organizacyjne i wyodrębnione stanowiska:

1. Gabinet Prezesa;
2. Departament Przedsiębiorstw Energetycznych;
3. Departament Taryf;
4. Departament Promowania Konkurencji;
5. Biuro Prawne;
6. Biuro Obsługi Urzędu;
7. Stanowisko Koordynatora do Spraw Współpracy Międzynarodowej;

8. Stanowisko do Spraw Ochrony Informacji Niejawnych;
9. Stanowisko Rzecznika Odbiorców Paliw i Energii.

W skład urzędu wchodzi również:

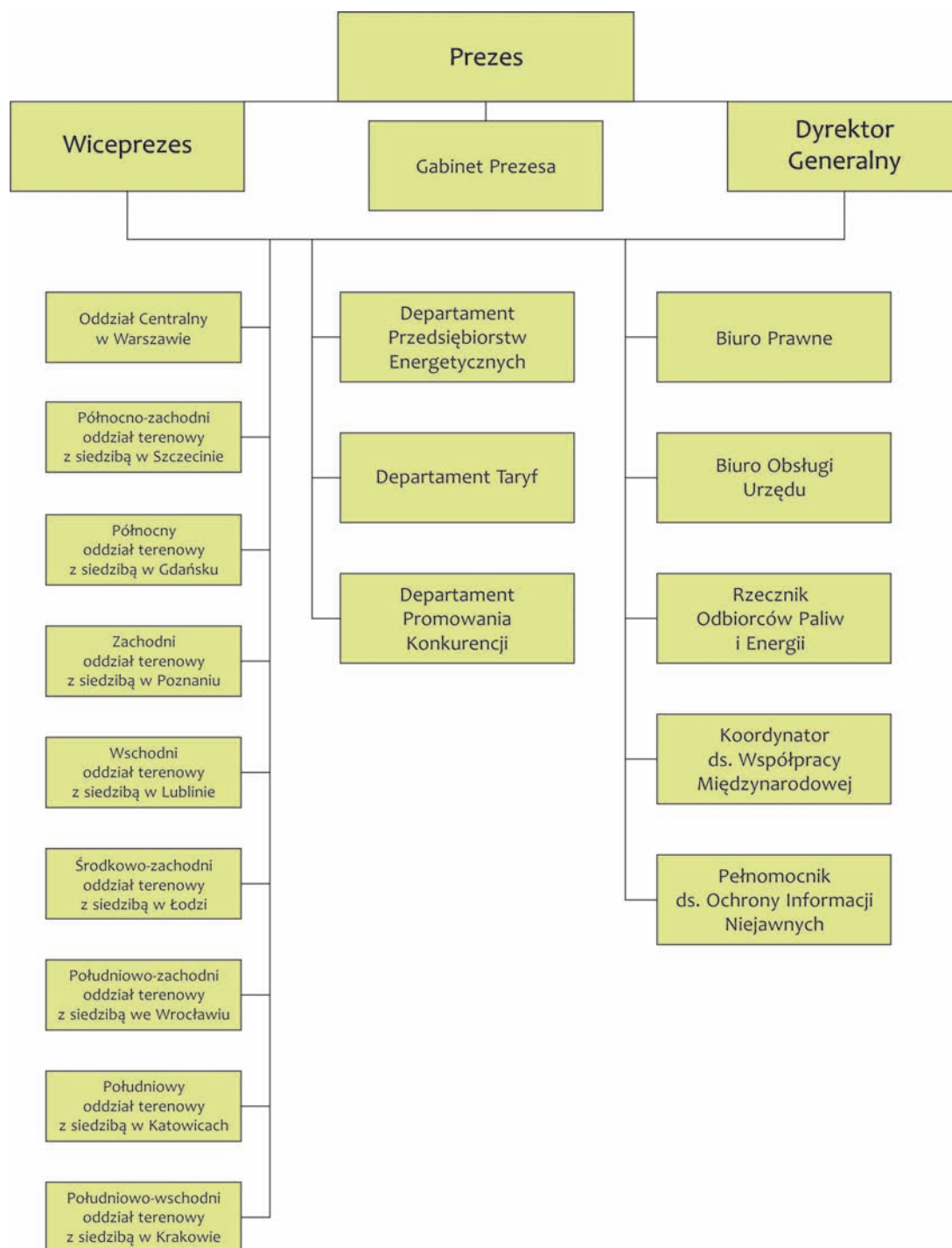
1. Oddział Centralny w Warszawie;
2. Północno-zachodni oddział terenowy z siedzibą w Szczecinie;
3. Północny oddział terenowy z siedzibą w Gdańsku;
4. Zachodni oddział terenowy z siedzibą w Poznaniu;
5. Wschodni oddział terenowy z siedzibą w Lublinie;
6. Środkowo-zachodni oddział terenowy z siedzibą w Łodzi;
7. Południowo-zachodni oddział terenowy z siedzibą we Wrocławiu;
8. Południowy oddział terenowy z siedzibą w Katowicach;
9. Południowo-wschodni oddział terenowy z siedzibą w Krakowie.

Strukturę organizacyjną URE przedstawia schemat zamieszczony na str. 124.

2. Zatrudnienie i kwalifikacje (szkolenia)

31 grudnia 2009 r. w URE były zatrudnione 302 osoby, z czego 279 osób to członkowie korpusu służby cywilnej oraz 23 osoby, do których nie mają zastosowania przepisy ustawy o służbie cywilnej (m.in. dyrektorzy oddziałów terenowych).

155 osób pracowało w departamentach i biurach „centrali” urzędu oraz 147 osób w oddziałach terenowych. Spośród osób zatrudnionych w URE, 31 grudnia 2009 r. 59 osób posiadało status urzędnika służby cywilnej, w tym 48 osób, które pomyślnie przeszły postępowanie kwalifikacyjne (w 2009 r. – 2 osoby) oraz 11 absolwentów Krajowej Szkoły Administracji Publicznej. Urzędnicy służby cywilnej stanowili 19,5% osób zatrudnionych w URE.



W 2009 r. przyjęto do pracy 39 osób, natomiast z 27 został rozwiązany stosunek pracy, w tym:

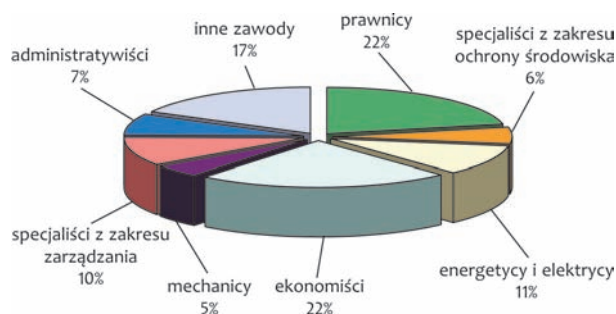
- na podstawie porozumienia stron – 7 osób,
- na podstawie wypowiedzenia przez pracownika – 1 osoba,
- na podstawie wypowiedzenia przez pracodawcę – 2 osoby,
- z upływem czasu, na który była zawarta umowa – 4 osoby,
- w związku z przejściem na rentę lub emeryturę – 8 osób,
- przeniesienie do innego urzędu – 5 osób.

Pracownicy z wykształceniem wyższym – 283 osób (tj. 94% zatrudnionych), w tym:

- doktor – 7 osób,
- magister inżynier – 74 osoby,
- magister – 183 osób,
- inżynier – 6 osób,
- licencjat – 13 osób.

Według stanu na 31 grudnia 2009 r. w URE zatrudnionych było 177 kobiet i 125 mężczyzn.

Działalność edukacyjną w URE w 2009 r. stanowiły szkolenia związane z przygotowaniem do Prezy-



Rysunek 20. Struktura zatrudnienia w URE w podziale na specjalizację według stanu na 31 grudnia 2009 r. (Źródło: URE)

dencji Polski w 2011 r., szkolenia informatyczne, dotyczące budżetu zadaniowego oraz związane z zarządzaniem jakością i rozwojem umiejętności „miękkich” pracowników.

Główne szkolenia zewnętrzne:

- 1) powszechne:
 - a) szkolenia związane z przygotowaniem do Prezydencji Polski w 2011 r. – 26 osób;
 - b) szkolenia z obszaru budżetu zadaniowego – 10 osób;
 - c) szkolenia informatyczne – 13 osób;
 - d) doskonalenie języków obcych – 27 osób,
- 2) specjalistyczne – ekonomia menadżerska – 2 osoby.

Jednocześnie 12 pracowników podnosiło swoje kwalifikacje zawodowe korzystając z dofinansowania do:

- 1) studiów:
 - a) licencjackich – 1 osoba;
 - b) magisterskich – 4 osoby;
 - c) doktoranckich – 1 osoba;
 - d) podyplomowych – 3 osoby,
- 2) aplikacji radcowskich – 3 osoby.

3. Budżet

Plan dochodów i wydatków na 2009 r. dla części 50 – URE wynosił:

- dochody – 92 846 tys. zł,
- wydatki – 34 700 tys. zł.

Wykonanie budżetu URE ukształtowało się następująco:

- dochody wyniosły 93 655 tys. zł, tj. 100,9% planu,
- wydatki wyniosły 34 637 tys. zł, tj. 99,9% planu po zmianach.

3.1. Dochody

Opłaty z tytułu uzyskania koncesji

W 2009 r. łączne wykonanie dochodów URE wyniosło 93 655 tys. zł. Podstawowe źródło dochodów (tak jak w ubiegłych latach) stanowiły opłaty z tytułu uzyskania koncesji wnoszone przez przedsiębiorstwa energetyczne, zgodnie z art. 34 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, w wysokości określonej przepisami rozporządzenia Rady Ministrów z 5 maja 1998 r. w sprawie wysokości i sposobu pobierania przez Prezesa URE corocznych opłat wnoszonych przez przedsiębiorstwa energetyczne, którym została udzielona koncesja (Dz. U. z 1998 r. Nr 60, poz. 387 i z 1999 r. Nr 92, poz. 1049).

Z tytułu opłat koncesyjnych do budżetu państwa przekazano 93 407 tys. zł, co stanowi 100,8% planowanych na 2009 r. dochodów z tego tytułu. Dochody uzyskane w 2009 r. były o 7,79% wyższe w porównaniu z 2008 r.

Szczegółowe zestawienie kwot wniesionych opłat w podziale na rodzaje koncesjonowanej działalności przedstawia tab. 42 (str. 126).

Do 31 grudnia 2009 r. ustalona kwota zaległości z tytułu opłat koncesyjnych, dotycząca nie wniesionych opłat za 2009 r. oraz lata ubiegłe wyniosła 2 711 569,31 zł. W stosunku do opłat wniesionych w 2009 r. ustalone zaległości wyniosły 2,9%. Za 2009 r. nie zapłacone pozostały 524 koncesje. Przeważającą część tych zaległości stanowią (tak jak w latach ubiegłych) opłaty dotyczące koncesji na prowadzenie działalności w zakresie obrotu paliwami ciekłymi (493).

W 2009 r. w celu wyegzekwowania należności z tytułu opłat koncesyjnych oraz kar pieniężnych nałożonych na przedsiębiorstwa energetyczne, prowadzono następujące działania windykacyjne:

- wysłano 1 236 wezwań do zapłaty,
- w stosunku do 321 przedsiębiorstw energetycznych wszczęto z urzędu postępowanie administracyjne w sprawie obliczenia opłaty,
- w związku z uregulowaniem opłat umorzono 123 postępowania administracyjne,
- na podstawie § 6 ust. 3 rozporządzenia Rady Ministrów z 5 maja 1998 r. w sprawie wysokości i sposobu pobierania przez Prezesa URE corocznych opłat wnoszonych przez przedsiębiorstwa energetyczne, którym została udzielona koncesja – ustalono dla 62 przedsiębiorstw energetycznych coroczne opłaty koncesyjne,
- wysłano 239 wezwań do uregulowania odsetek,
- w trybie art. 15 ustawy z 17 czerwca 1966 r. o postępowaniu egzekucyjnym w administracji – wysłano 273 upomnienia,
- zgodnie z przepisami ww. ustawy wystawiono 200 tytułów wykonawczych do urzędów skarbowych (w tym 62 dotyczące kar pieniężnych),
- zgłoszono do listy wierzytelności sześć przedsiębiorstw za nieuregulowane należności URE (w tym dotyczące opłat koncesyjnych za 2007 i 2008 r.).

Tabela 42. Wpływy z opłat koncesyjnych uzyskane w 2009 r.

Lp.	Rodzaj działalności koncesjonowanej	Wniezione opłaty w 2009 r.	
		liczba	kwota [zł]
1	Wytwarzanie ciepła	455	4 229 338,60
2	Przesyłanie i dystrybucja ciepła	464	1 675 298,91
3	Obrót ciepłem	128	1 843 773,84
4	Wytwarzanie energii elektrycznej	149	11 470 290,30
5	Przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej	127	3 756 038,36
6	Dystrybucja energii elektrycznej	69	6 074 759,06
7	Obrót energią elektryczną	299	20 474 438,06
8	Wytwarzanie paliw ciekłych	76	4 202 497,50
9	Magazynowanie paliw ciekłych	79	160 645,80
10	Przesyłanie i dystrybucja paliw ciekłych	1	12 432,00
11	Obrót paliwami ciekłymi	7 913	34 746 617,69
12	Wytwarzanie paliw gazowych	1	200,00
13	Przesyłanie i dystrybucja paliw gazowych	46	3 460 302,46
14	Dystrybucja paliw gazowych	16	9 885,91
15	Obrót paliwami gazowymi	75	1 269 083,00
16	Magazynowanie paliw gazowych	1	200,00
17	Skrapianie gazu ziemnego	2	400,00
18	Obrót gazem ziemnym z zagranicą	20	21 185,88
RAZEM		9 921	93 407 387,37

Źródło: URE.

Do koncesjonariuszy, którzy wnieśli opłaty koncesyjne, a nie nadesłali informacji o sposobie wyliczenia tych opłat wysłano 243 wezwania o nadesłanie formularzy.

Pozostałe dochody

Pozostałe dochody URE kształtowały się następująco:

- wpływy ze sprzedaży usług („Biuletyny Branżowe”) – 23 tys. zł,
- wpływy ze sprzedaży „Biuletynu URE” – 47 tys. zł,
- odsetki za nieterminowe wnieście opłat – 46 tys. zł,
- wpływy z różnych dochodów – 67 tys. zł,
- wpływy ze sprzedaży składników majątkowych – 65 tys. zł.

3.2. Wydatki

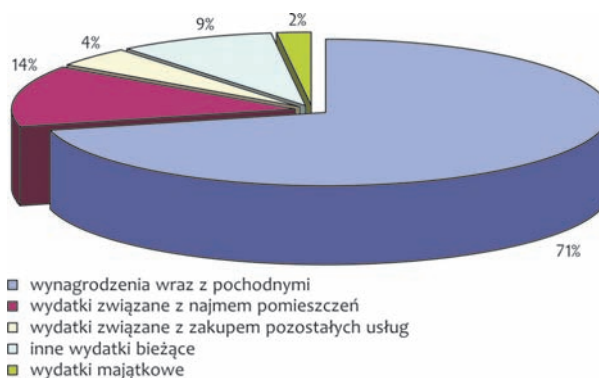
Łączne wykonanie wydatków za 2009 r. wyniosło 34 637 tys. zł, tj. 99,9% planu po zmianach.

Wydatki URE realizowano w grupach:

- „Świadczenia na rzecz osób fizycznych” – 5 tys. zł,
- „Wydatki bieżące jednostek budżetowych” – 33 972 tys. zł,
- „Wydatki majątkowe” – 660 tys. zł.

Podobnie jak w latach ubiegłych największą grupą były wydatki bieżące jednostek budżetowych – 33 972 tys. zł. Stanowiły one 98% ogółu wydatków URE.

Największą pod względem wielkości realizacji pozycją bieżących wydatków budżetowych były wynagrodzenia wraz z pochodnymi (71,15% poniesionych



Rysunek 21. Wydatki bieżące urzędu w 2009 r. (Źródło: URE)

wydatków ogółem) oraz wydatki związane z najmem pomieszczeń biurowych (13,6% poniesionych wydatków ogółem).

Pozostałe wydatki bieżące dotyczyły zakupu wyposażenia, materiałów biurowych, paliwa oraz części zamiennych i eksploatacyjnych, jak również usług telekomunikacyjno-pocztowych (13,35% ogółu zrealizowanych wydatków).

Wydatki majątkowe stanowiły 1,9% ogółu poniesionych wydatków. Dotyczyły głównie wydatków związanych z zakupem sprzętu komputerowego i oprogramowania.

Wszystkie wydatki dokonywane były w sposób celowy i oszczędny, zgodnie z przyjętymi w URE 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.

4. Kontrola wykonania budżetu państwa przez Prezesa URE w 2008 r. przeprowadzona przez Najwyższą Izbę Kontroli

Najwyższa Izba Kontroli przeprowadziła kontrolę dotyczącą wykonania budżetu państwa w 2008 r. przez Prezesa URE – cz. 50.

W marcu 2009 r. Prezes URE otrzymał Protokół Kontroli.

Działając na podstawie art. 57 ust. 1 ustawy z 23 grudnia 1994 r. o Najwyższej Izbie Kontroli, Prezes URE odmówił podpisania Protokołu Kontroli.

W związku z otrzymanym Wystąpieniem Pokontrolnym, w kwietniu 2009 r., 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 Najwyższej Izby Kontroli oraz o podjętych działaniach.

W czerwcu 2009 r. została przekazana Prezesowi URE „Informacja o wynikach kontroli wykonania budżetu państwa w 2008 r., część 50 – Urząd Regulacji Energetyki. Działając na podstawie art. 64 ust. 2 ustawy z 23 grudnia 1994 r. o Najwyższej Izbie Kontroli, Prezes URE przedstawił stanowisko do Informacji.

W „Analizie wykonania budżetu państwa i założeń polityki pieniężnej w 2008 r.”, z czerwca 2009 r., Prezes URE otrzymał ocenę pozytywną z zastrzeżeniami.

5. Projekty finansowane z *Transition Facility* oraz Norweskiego Mechanizmu Finansowego

W 2009 r., podobnie jak w latach poprzednich, URE był beneficjentem tzw. środków przejściowych *Transition Facility* w ramach programu – „Wdrażanie konkurencyjnego rynku energii” – alokacja TF 2006.

W ramach programu – „Wdrażanie konkurencyjnego rynku energii” kontynuowano realizację Komponentu 3 – kalkulator taryfowy oraz Kodeks dobrych praktyk sektora energetycznego – którego wykonawcą jest ITTI Sp. z o.o. z Poznania. Komponent 3 ma wesprzeć Regulatora w działaniach mających na celu wypełnienie wymogów dotyczących otwarcia rynku energii elektrycznej i gazu dla odbiorców w gospodarstwach domowych poprzez opracowanie jednolitego kodeksu postępowania sprzedawców energii elektrycznej i gazu oraz operatorów systemów. W listopadzie 2009 r. URE odebrał projekt, tym samym zakończona została faza wykonawcza projektu: *Witryna internetowa zawierająca kalkulator energii elektrycznej i gazu ziemnego oraz opracowanie kodeksów dobrych praktyk dla sektora elektroenergetycznego i gazowego*, który będzie wdrożony po konsultacjach z użytkownikami rynku.

Z inicjatywy i przy wsparciu instytucjonalnym Regulatora, Instytut Energetyki Jednostka Badawczo-Rozwojowa Oddział Gdańsk zrealizował Umowę nr CRU 10863/JFK/PPt-DI/2008-TF2006/018-180.02.04.02 – Część B dotyczącą projektu badawczego pt. „Przepra-

wadzenie badań oraz opracowanie i opublikowanie Krajowego raportu benchmarkingowego nt. jakości dostaw energii elektrycznej do odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowych i dystrybucyjnych oraz opracowanie zestawu danych i informacji dla europejskiego raportu benchmarkingowego” w ramach projektu *Transition Facility 2006/018-180.02.04 „Wdrażanie konkurencyjnego rynku energii”*.

Zgodnie ze Specyfikacją Istotnych Warunków Zamówienia (SIWZ), Wykonawca opracował kwestionariusze dla czterech obszarów badawczych: jakość handlowa (wskaźniki), jakość napięcia, ciągłość dostaw energii elektrycznej oraz ekstremalnie niesprzyjające warunki pogodowe. Na podstawie opracowanych kwestionariuszy Wykonawca przeprowadził badania jakości dostaw energii elektrycznej obejmujące elektroenergetyczne przedsiębiorstwa sieciowe: jedno przesyłowe działające na terenie całego kraju oraz czternaście największych dystrybucyjnych, których działalność łącznie obejmuje również obszar całego kraju. Następnie Wykonawca opracował i opublikował¹¹⁴⁾ „I Krajowy raport benchmarkingowy nt. jakości dostaw energii elektrycznej do odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowych i dystrybucyjnych” oraz przygotował zestaw danych i informacji dotyczących jakości niezbędnych do udziału Polski w europejskim raporcie benchmarkingowym.

W grudniu 2009 r. rozpoczęto procedurę zamówienia publicznego na opracowanie i zrealizowanie kam-

¹¹⁴⁾ Wersję papierową Raportu otrzymał Beneficjent oraz zaangażowane w projekt elektroenergetyczne przedsiębiorstwa sieciowe. Wersja elektroniczna została opublikowana na stronie internetowej URE.

panii edukacyjno-informacyjnej pod roboczym tytułem „I ty możesz zmienić sprzedawcę prądu” realizowanej w ramach projektu „Aktywizacja strony popytowej rynku energii – promocja praw odbiorców energii elektrycznej i gazu, wynikających z *aquis communautaire*” finansowanego w ramach Norweskiego Mecha-

nizmu Finansowego. Wstępnie zaakceptowany projekt wynosi 1 313 798 zł. Wartość współfinansowania ze środków polskich wynosi 15%, tj. 197 070 zł. Pozostała część w wysokości 85% wartości, tj. 1 116 728 zł finansowana będzie ze środków Mechanizmu Norweskiego na zasadzie refundacji.

6. Współpraca z zagranicą

W 2009 r. kontynuowana była współpraca Prezesa URE z Komisją Europejską (KE), krajowymi i zagranicznymi instytucjami regulacyjnymi oraz stowarzyszeniami międzynarodowymi, która miała na celu wymianę informacji i doświadczeń potrzebnych w ustawicznym doskonaleniu wypełnianych obowiązków nałożonych na Prezesa URE ustawą – Prawo energetyczne.

Szczególną formą współpracy z KE było przygotowanie przez Prezesa URE piątego Raportu Krajowego¹¹⁵⁾, który jest autonomiczną analizą Prezesa URE o stanie, strukturze i zmianach w energetyce, jej podsektorach oraz sytuacji na rynkach energii. Źródłem danych do *Raportu*, przesłanego do KE 31 lipca 2009 r., były informacje gromadzone i przetwarzane w URE pochodzące ze sprawozdań statystycznych oraz ze stałego monitorowania funkcjonowania systemów energetycznych.

Ponadto przedstawiciele Prezesa URE uczestniczyli w posiedzeniach grup roboczych KE powołanych przez *High Level Group – Baltic Interconnection Plan* oraz stałych Komitetów KE ds. elektroenergetycznych połączeń transgranicznych oraz wdrożenia wspólnych zasad na rynku gazu.

Kontynuowana była również współpraca Prezesa URE w ramach Rady Europejskich Regulatorów Energii (CEER) i Grupy Europejskich Regulatorów dla Energii Elektrycznej i Gazu (ERGEG)¹¹⁶⁾. Upoważnieni do reprezentowania go przedstawiciele brali udział w spotkaniach plenarnych oraz w pracach grup roboczych i grup zadaniowych, a także

wybranych zespołach na rzecz wypracowania szerokiego instrumentarium skuteczniejszej integracji wspólnotowego rynku energii.

Interesującym przykładem takiej współpracy był przygotowany przez ERGEG projekt rekomendacji dotyczących postępowania ze skargami konsumentów, sprawozdawania w tym zakresie i klasyfikacji skarg. Projekt dotyczył zarówno skarg wnoszonych do przedsiębiorstw, jak i do niezależnych organów, działających w tym zakresie. Z założenia przygotowany projekt dostarczyć ma rekomendacji do wdrożenia przepisów tzw. trzeciego pakietu legislacyjnego KE.

Równolegle była rozwijana współpraca między wszystkimi uczestnikami rynków energii w ramach regionalnych inicjatyw energetycznych ERGEG. Prezes URE dwukrotnie był gospodarzem forów konsultacyjnych dla rynku „południowego/południowo-wschodniego” (gaz) i „środkowo-wschodniego” (energia elektryczna). W tym miejscu warto przypomnieć, że podstawowym założeniem regionalnych inicjatyw energetycznych ERGEG jest połączenie wysiłków regulatorów, operatorów systemów przesyłowych oraz innych kluczowych uczestników rynku w celu zidentyfikowania dominujących problemów w funkcjonowaniu rynków energii, a następnie wypracowaniu odpowiednich rozwiązań, które usprawnią swobodny handel nośnikami energii w skali międzysystemowej i transgranicznej.

W kontekście problematyki rynku paliw gazowych prowadzonych jest kilka projektów analitycznych dotyczących m.in. transparentności w przesyłaniu paliwa gazowego, bilansowania i procedur nominacji oraz zagadnień obrotu gazem w węzłach. Zwłaszcza ten ostatni projekt może odegrać istotną rolę w procesie dalszej liberalizacji polskiego rynku gazu i planów połączenia krajowego systemu gazowego w układzie „południkowym” z węzłem w Baumgarten (CEGH GmbH). Z kolei zagadnienia dotyczące sektora elektroenergetycznego związane były ze skoordynowaniem mechanizmu wyznaczania i alokacji transgranicznych zdolności przesyłowych, który ma na celu ujednoczenie zasad i procedur dostępu do transgranicznych zdolności przesyłowych w ramach jednego biura aukcyjnego (tzw. *one-stop shop*). W tym miejscu warto podkreślić, że metoda wyznaczania i alokacji dostępnych zdolności przesyłowych, uwzględniająca rzeczywiste przepływy energii elektrycznej w sieci

¹¹⁵⁾ 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).

¹¹⁶⁾ 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.

(tzw. *flow-based method*), pozwoli na planowanie inwestycji w sposób, który przyczyni się do zwiększenia swobody handlu w regionie i w końcowym efekcie przyniesie korzyści dla odbiorców końcowych.

W 2009 r., podobnie jak w latach ubiegłych, przedstawiciele Prezesa URE uczestniczyli w pracach Regionalnego Stowarzyszenia Regulatorów Energii (ERRA). Wydarzeniem zasługującym na szczególną uwagę była VIII Konferencja Inwestycyjno-Regulacyjna ERRA poświęcona aktualnym praktykom regulacyjnym i uwarunkowaniom inwestycyjnym w krajach Europy Centralnej i Wschodniej oraz Wspólnoty Niepodległych Państw. Dwudniowa konferencja stworzyła możliwość wysłuchania problemowych prezentacji, udziału w dyskusjach panelowych oraz spotkaniach towarzyszących, a także stanowiła wyjątkową okazję do bezpośredniej wymiany poglądów między tworzącymi instrumenty regulacyjne (m.in. taryfy, koncesje, warunki handlu transgranicznego) a przedsiębiorcami.

Podczas posiedzenia Zgromadzenia Ogólnego ERRA nastąpiły zmiany we władzach stowarzyszenia – Prezes URE został wybrany członkiem Prezydium.

Ponadto przedstawiciele polskiego regulatora regularnie brali udział w spotkaniach Komitetu Koncesyjno-Konkurencyjnego oraz Komitetu ds. Regulacji Prawnych, a także uczestniczyli w pracach grup roboczych oraz szkoleniach organizowanych przez Stowarzyszenie zarówno stacjonarnych, jak i internetowych (*e-learning*). Uczestniczyli również w projektach badań porównawczych ERRA dotyczących m.in. efektywności przedsiębiorstw ciepłowniczych w państwach regionu oraz opracowania analizy systemów regulacji rynków ciepła. Dodatkowo pracownicy urzędu przygotowywali odpowiedzi na ankiety ERRA dotyczące stanu rozwiązań systemowych i stanu prawnego oraz danych statystycznych polskiego sektora energii elektrycznej i gazu.

Międzynarodowa współpraca w dziedzinie energetyki odbywała się także podczas obrad IV Światowego Forum Regulacji Energetyki – najważniejszej międzynarodowej konferencji dotyczącej regulacji. Podczas trzydniowego Forum przeprowadzono szereg sesji tematycznych poświęconych m.in.: niezawodności i bezpieczeństwu dostaw, roli regulatorów w odpowiedzi na zmiany klimatu, konkurencyjności oraz niezależności, uprawnieniom i obowiązkom regulatorów i stosowanym przez nich dobrym praktykom regulacyjnym. Ponadto regulatorzy powołali Międzynarodową Konfederację Regulatorów Energii – ICER (*International Confederation of Energy Regulators*), która ma stanowić dobrowolną platformę

współpracy pomiędzy regulatorami z całego świata. Zostały utworzone cztery wirtualne grupy robocze złożone z przedstawicieli jedenastu regionalnych stowarzyszeń regulatorów, których zadaniem będzie praktyczna kontynuacja podstawowych zagadnień poruszonych podczas regulacyjnego Forum.

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 2009 r. były to głównie:

- Warsztaty Uniwersytetu Europejskiego pt. „Smart metering” – 6 lutego 2009, Florencja,
- Warsztaty Uniwersytetu Europejskiego pt. „Tariffs for European gas transmission networks” – 6 marca 2009, Florencja,
- Konferencja pt. „Transmission & Distribution and Smart Grids Europe” – 17-19 marca 2009, Barcelona,
- Konferencja Międzynarodowej Agencji Energii „Energy in Central and Eastern Europe” – 30 marca 2009, Praga,
- „Fourth Annual IBM Power to Innovate Symposium” – 13-15 maja 2009, Paryż,
- Seminarium pt. „Odnawialne źródła energii w Polsce – oferty inwestycyjne i kooperacyjne” – 20 maja 2009, Frankfurt n/Menem,
- Obrady „Okrągłego Stołu” regulatorów energetyki państw G8, 23-24 maja 2009, Rzym,
- V Forum Europa – Rosja, 25-27 maja 2009, Bukareszt,
- 16 Forum Madryckie – 28-29 maja 2009, Madryt,
- 16 Forum Florenckie – 4-5 czerwca 2009, Florencja,
- Konferencja pt. „Smart Grid Summit” – 14-15 września 2009, Rotterdam,
- „9th Baltic Electricity Market Mini-Forum” – 16 września 2009, Wilno,
- Konferencja pt. „Citizens' Energy Forum” – 29-30 września 2009, Londyn,
- Seminarium pt. „Green Energy in Poland” – 5 listopada 2009, Kopenhaga,
- Konferencja Komisji Europejskiej i ERGEG pt. „The future role of the Regional Initiatives in the framework of the 3rd Liberalization Package” – 17 listopada 2009, Bruksela,
- Szkolenie zorganizowane przez *European Administrative School* pt. „Managers for Europe” – 18-20 listopada 2009, Antwerpia.

Zapraszamy na stronę BIP URE:

www.bip.ure.gov.pl

CZĘŚĆ VI. KONTROLA DZIAŁALNOŚCI PREZESA URE

1. Sądowa kontrola działalności Prezesa URE

I. W 2009 r. Prezes URE wydał łącznie 5 494 decyzji administracyjnych, z czego odwołania do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów (SOKiK) wniesiono od 189 decyzji. Oznacza to, że zaskarżono 3,44% wydanych decyzji. Dla porównania: w poprzednim roku wydano 6 254 decyzji administracyjnych i wniesiono 215 odwołań (co stanowiło 3,44% wydanych decyzji), a w 2007 r. wydano 5 651 decyzji administracyjnych i wniesiono 181 odwołań (co stanowiło 3,20% wydanych decyzji). Dokonując – na przestrzeni kilku lat – porównania procentowego zestawienia ilości wniesionych środków zaskarżenia do ilości podjętych decyzji, należy zauważyć, że odsetek odwołań od wydanych decyzji utrzymuje się na porównywalnym poziomie.

Do SOKiK przekazane zostało 167 odwołań, a w 22 przypadkach Prezes URE zmienił decyzję w trybie samokontroli na podstawie art. 479⁴⁸ § 2 ustawy z 17 listopada 1964 r. – Kodeks postępowania cywilnego (Dz. U. z 1964 r. Nr 43, poz. 296, z późn. zm.). Ponadto od postanowień Prezesa URE wniesiono 29 zażaleń, w tym 13 dotyczyło odmowy wydania świadectwa pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w źródłach odnawialnych lub kogeneracji.

II. Do 31 grudnia 2009 r. SOKiK wydał łącznie 98 wyroków, w tym w 69 przypadkach oddalił odwołania od decyzji Prezesa URE, w 10 uchylił zaskarżone decyzje, a w 19 zmienił zaskarżone decyzje.

W 2009 r. SOKiK wydał łącznie 38 postanowień, w tym w 8 przypadkach oddalił zażalenie na postanowienia Prezesa URE, a w 3 uchylił zaskarżone postanowienie. Z kolei, w 8 sprawach umorzył postępowanie sądowe, w 15 przypadkach odrzucił odwołanie, a w 2 zażalenia. Natomiast 2 postanowienia dotyczyły odrzucenia apelacji.

III. W 2009 r. w 70 przypadkach orzeczenia SOKiK zostały zaskarżone do Sądu Apelacyjnego w Warszawie, przy czym w 25 sprawach apelacje zostały wniesione przez Prezesa URE, zaś w pozostałych – przez strony.

Sąd Apelacyjny w Warszawie rozpoznał 54 apelacje wniesione od wyroków SOKiK, przy czym 22 z nich wniósł Prezes URE, zaś pozostałe – strony. W jednej sprawie apelację złożył zarówno Prezes URE, jak i strona.

W 45 przypadkach Sąd Apelacyjny apelacje oddalił, uwzględniając stanowisko SOKiK, w 6 przypadkach zmienił zaskarżone wyroki, przy czym w 2 sprawach zmiana polegała na oddaleniu odwołania, w 2 sprawach zmienił wyrok Sądu I instancji poprzez zmianę decyzji Prezesa URE, natomiast w 2 sprawach zmiana polegała na uchyleniu decyzji Prezesa URE. W 3 sprawach wyroki Sądu I instancji zostały uchylone, a sprawy zostały przekazane temu Sądowi do ponownego rozpatrzenia.

Sąd ten rozpoznał także 13 zażaleń wniesionych na postanowienia wydane przez SOKiK. Spośród tych zażaleń 7 zostało przez Sąd oddalonych, w 2 przypadkach Sąd uchylił zaskarżone postanowienia Sądu I instancji, w 1 przypadku umorzył postępowanie apelacyjne, zaś w 3 odrzucił zażalenia. Ponadto Sąd ten wydał 2 postanowienia o charakterze proceduralnym (sprostowanie komparcji wyroku, odrzucenie wniosku o sporządzenie uzasadnienia wyroku).

IV. Od wyroków Sądu Apelacyjnego wniesiono dziewięć skarg kasacyjnych. W dwóch przypadkach skargę wniósł Prezes URE, zaś w pozostałych przypadkach – strony.

Sąd Najwyższy w 2009 r. w dwóch przypadkach odmówił przyjęcia skargi kasacyjnej od wyroku Sądu Apelacyjnego do rozpoznania, w jednej sprawie skarga kasacyjna została oddalona, a w dwóch przypadkach Sąd uchylił postanowienie Sądu II instancji. Ponadto w jednym przypadku uchylił wyrok Sądu Apelacyjnego i zmienił poprzedzający go wyrok SOKiK, w ten sposób, że uchylił decyzję Prezesa URE.

W 2009 r. Sąd Najwyższy wydał również pięć postanowień w przedmiocie przyjęcia skargi kasacyjnej do rozpoznania oraz jedno postanowienie w przedmiocie sprostowania oczywistej omyłki w uzasadnieniu wyroku.

V. W 2009 r. Wojewódzki Sąd Administracyjny (WSA) wydał trzy orzeczenia, w tym dwie sprawy dotyczyły skargi na bezczynność Prezesa URE. W jednym przypadku Sąd oddalił skargę, natomiast w drugim – wobec cofnięcia skargi przez stronę – umorzył postępowanie.

WSA wydał również postanowienie odmawiające dopuszczenia przedsiębiorstwa do udziału w postępowaniu sądownoadministracyjnym w charakterze uczestnika.

Do WSA w 2009 r. zostało przekazanych sześć skarg na bezczynność Prezesa URE.

VI. W jednym przypadku od orzeczenia WSA zostało wniesione zażalenie do Naczelnego Sądu Administracyjnego (NSA). Przedmiotem tego zażalenia była odmowa dopuszczenia przedsiębiorstwa do udziału w postępowaniu sędowoadministracyjnym w charakterze uczestnika.

W 2009 r. NSA rozpoznał również dwie skargi od orzeczeń WSA w sprawie wezwania Prezesa URE do przedłożenia taryfy do zatwierdzenia. W obydwu przypadkach skargi przedsiębiorstw zostały oddalone.

Statystyka spraw rozstrzygniętych w Sądzie Okręgowym w Warszawie – SOKiK w 2009 r., przedstawia się następująco: w 96 sprawach Sąd oddalił bądź odrzucił odwołanie od decyzji lub zażalenie na postanowienie Prezesa URE, w 32 przypadkach – uchylił lub zmienił zaskarżone decyzje i postanowienia, zaś w 8 przypadkach Sąd umorzył postępowanie wszczęte odwołaniem lub zażaleniem na decyzję lub postanowienie Prezesa URE. Odnosząc się do, zdawałoby się, wysokiego odsetka spraw przegranych godzi się wyjaśnić, że zmiana decyzji Prezesa URE przez Sąd Okręgowy jest konsekwencją przyjęcia przez ten Sąd polityki łagodzenia kar, co oznacza, iż Sąd znacznie częściej niż w latach poprzednich obniża ich wysokość. Do drugiej kategorii spraw, w której Sąd zmienił większość zaskarżonych decyzji Prezesa URE, należą odwołania od decyzji wymierzających kary za niewypełnienie w 2006 r. obowiązku zakupu oferowanej energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła (w art. 9a ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne). Sąd Okręgowy stanął na stanowisku, że decyzje te pozbawione były podstawy prawnej, stąd dokonał ich zmiany polegającej na umorzeniu postępowania. Niekorzystne rozstrzygnięcia zostały zaskarżone przez Prezesa URE do Sądu Apelacyjnego. Omawiana kwestia była przedmiotem rozważań Sądu Najwyższego, który w uchwale z 6 listopada (sygn. akt III SZP 2/09) podzielił stanowisko Prezesa URE co do legalności zaskarżonych decyzji, co oznacza, że w ocenie Sądu Najwyższego brak było podstaw do stwierdzenia, że zaskarżone rozstrzygnięcia Prezesa URE zostały wydane bez podstawy prawnej. Zatem, spraw tych – wbrew dotychczasowej statystyce – nie można uznać za przegrane, ponieważ apelacje wniesione przez Prezesa URE nie zostały jeszcze rozstrzygnięte przez Sąd Apelacyjny.

Statystyka spraw rozstrzygniętych w Sądzie Apelacyjnym w Warszawie w 2009 r., przedstawia się następująco: w czterdziestu czterech sprawach Sąd uwzględnił wnioski zawarte w apelacjach i zażaleniach Prezesa URE uchylając bądź zmieniając zaskarżone orzeczenia, w dwudziestu dwóch przypadkach uwzględnił wnioski strony przeciwnej, w jednym przypadku Sąd umorzył postępowanie apelacyjne. W odniesieniu do spraw przegranych przez Prezesa URE wyjaśnienia wymaga, że piętnaście z nich jest – co do zasady – tożsame. Rozstrzygnięcia Sądu Apelacyjnego niekorzystne dla Prezesa URE są wynikiem

odmiennej interpretacji przepisów Prawa energetycznego (w szczególności art. 9a ust. 8d i 8e) dokonanej przez ten Sąd i organ regulacyjny. Orzeczenia te są obecnie przedmiotem skarg kasacyjnych do Sądu Najwyższego. Skomplikowany charakter tych spraw oraz rozbieżności w interpretacji powołanych przepisów znajduje potwierdzenie w wyroku SOKiK z 12 stycznia 2010 r. (sygn. akt XVII AmE 176/09), który rozpatrując ponownie (w wyniku uchylenia wyroku Sądu I instancji przez Sąd Apelacyjny) odwołanie przedsiębiorstwa – oddalił je.

Statystyka spraw rozstrzygniętych w Sądzie Najwyższym w 2009 r., przedstawia się następująco: Prezes URE wygrał cztery sprawy (przez co należy rozumieć: oddalenie skargi kasacyjnej Powoda, uchylenie zaskarżonego postanowienia SA i przekazanie sprawy temu Sądowi do ponownego rozpoznania, odmowę przyjęcia skargi kasacyjnej Powoda lub Zainteresowanego do rozpoznania), przegrał dwie (przez co należy rozumieć: uchylenie zaskarżonego wyroku SA i zmianę poprzedzającego go wyroku SOKiK w ten sposób, że uchyła decyzję Prezesa URE, uchylenie zaskarżonego postanowienia Sądu Administracyjnego).

Wyjaśnienia wymaga, iż sprawy przegrane przez Prezesa URE są konsekwencją zmiany stanowiska Sądu Najwyższego w kwestii zasadności merytorycznego rozstrzygnięcia przez Sądy sprawy o odmowę zmiany taryfy w przypadku, gdy okres jej obowiązywania upłynął.

Rok 2009 charakteryzował się ogólnym spadkiem ilości orzeczeń zapadłych w Sądach wszystkich instancji w sprawach z zakresu energetyki. Wydaje się, że zaistniała sytuacja jest konsekwencją coraz większego stopnia skomplikowania (zarówno pod względem prawnym, jak i faktycznym) prowadzonych przez Prezesa URE postępowań. W niektórych sprawach, jak wskazywano wyżej, występują duże wątpliwości interpretacyjne, co skutkuje niejednokrotnie rozbieżnościami w orzecznictwie. W innych przypadkach, ustalenie stanu faktycznego sprawy wymaga wiadomości specjalnych (zwłaszcza technicznych, ekonomicznych). Dlatego też Sądy coraz częściej korzystają z wiedzy specjalistów lub powołują dodatkowe dowody. To wszystko pozostaje w bezpośrednim związku z wydłużeniem postępowań sądowych. Sprawy z zakresu energetyki – co do niedawna było zasadą – zdecydowanie rzadziej są rozstrzygane na jednym posiedzeniu.

Wydatki Prezesa URE z tytułu kosztów procesów w 2009 r. wyniosły 1 370 zł. Uzyskany przychód w postaci zwrotu kosztów procesów w tym roku wyniósł natomiast 8 010 zł. Zauważyć przy tym należy, że w większości przypadków Prezes URE jest reprezentowany przez pracowników Biura Prawnego nie będących radcami prawnymi, w związku z tym nie w każdej wygranej sprawie zasądzone są koszty procesu.

2. Kontrola działalności Prezesa URE przez Najwyższą Izbę Kontroli oraz inne instytucje kontrolne

W 2009 r. działalność Prezesa URE podlegała ośmiu kontrolom, przeprowadzonym przez pięć różnych organów upoważnionych do kontroli. Kontrola wykonania budżetu państwa w 2008 r. przez Prezesa URE została omówiona w pkt V.4.

I. Najwyższa Izba Kontroli

1. Najwyższa Izba Kontroli (NIK) przeprowadziła kontrolę dotyczącą realizacji wybranych zadań wynikających z postanowień Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu, w latach 2006-2008.

W kwietniu 2009 r. Prezes URE otrzymał Protokół Kontroli.

Działając na podstawie art. 57 ust. 1 ustawy z 23 grudnia 1994 r. o Najwyższej Izbie Kontroli Prezes URE odmówił podpisania Protokołu Kontroli.

W czerwcu 2009 r. Prezes URE otrzymał Wystąpienie Pokontrolne, w którym NIK nie wniosła uwag do działań Prezesa URE podejmowanych w celu łagodzenia zmian klimatu w związku z wdrażaniem Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu.

2. NIK przeprowadziła także kontrolę dotyczącą realizacji przez Prezesa URE wniosków pokontrolnych, sformułowanych w wystąpieniu pokontrolnym NIK skierowanym do Prezesa URE 4 stycznia 2008 r. po kontroli realizacji zadań Prezesa URE związanych z prowadzoną przez przedsiębiorstwa energetyczne obsługą odbiorców końcowych gazu ziemnego (P/07/050), w okresie od 1 stycznia 2008 r. do 30 kwietnia 2009 r.

W czerwcu 2009 r. Prezes URE otrzymał Protokół Kontroli.

Działając na podstawie art. 57 ust. 1 ustawy z 23 grudnia 1994 r. o Najwyższej Izbie Kontroli Prezes URE odmówił podpisania Protokołu Kontroli.

W lipcu 2009 r. Prezes URE otrzymał Wystąpienie Pokontrolne.

Działając na podstawie art. 62 ust. 1 ustawy z 23 grudnia 1994 r. o Najwyższej Izbie Kontroli Prezes URE przedstawił informację o sposobie wykorzystania uwag i wykonania wniosków oraz o podjętych działaniach a także o przyczynach nie podjęcia działań.

3. NIK przeprowadziła również kontrolę dotyczącą postępowań administracyjnych prowadzonych przez Prezesa URE w zakresie zatwierdzania taryf dla paliw gazowych, w latach 2007-2008.

W grudniu 2009 r. Prezes URE otrzymał Protokół Kontroli. Działając na podstawie art. 57 ust. 1 ustawy z 23 grudnia 1994 r. o Najwyższej Izbie Kontroli Prezes URE odmówił podpisania Protokołu Kontroli.

Do końca 2009 r. Prezes URE nie otrzymał wystąpienia pokontrolnego.

II. Kancelaria Prezesa Rady Ministrów

Zgodnie z zatwierdzonym przez Prezesa Rady Ministrów *Planem kontroli kompleksowych wykonywania zadań obronnych na 2009 rok*, w dziale administracji rządowej *gospodarka* Zespół Kontrolny Prezesa Rady Ministrów przeprowadził kontrolę wykonywania zadań obronnych w URE. Protokół Kontroli miał być przekazany Ministrowi Gospodarki.

III. Urząd Kontroli Skarbowej

Urząd Kontroli Skarbowej przeprowadził kontrolę działalności Prezesa URE jako kontrahenta kontrolowanej spółki.

W lipcu 2009 r. Prezes URE otrzymał Protokół Kontroli, wobec którego nie podjął dalszych czynności.

IV. Ministerstwo Nauki i Szkolnictwa Wyższego

Ministerstwo Nauki i Szkolnictwa Wyższego przeprowadziło kontrolę doraźną w zakresie realizacji przez Prezesa URE projektu dofinansowanego w ramach Sektorowego Programu Operacyjnego Wzrost Konkurencyjności Przedsiębiorstw, lata 2004-2006, na podstawie umowy z 21 listopada 2005 r. pod tytułem „System interaktywnej elektronicznej obsługi informacyjno-statystycznej dla uczestników rynku energii”.

W lipcu 2009 r. Prezes URE otrzymał Informację Pokontrolną, która została podpisana.

W sierpniu 2009 r. Prezes URE otrzymał zalecenia pokontrolne.

V. Ministerstwo Finansów

Zgodnie z Planem Weryfikacji i Oceny na II półroczcie 2009 r., Ministerstwo Finansów przeprowadziło weryfikację i ocenę prawidłowości wykonywania audytu wewnętrznego.

W grudniu 2009 r. Dyrektor Generalny URE otrzymał *Wyniki weryfikacji i oceny prawidłowości wykonywania audytu wewnętrznego*, do których nie wniósł zastrzeżeń.

ANEKS. DZIAŁALNOŚĆ REGULACYJNA ODDZIAŁÓW TERENOWYCH URE

Tabela 1. Działalność OT w zakresie koncesjonowania – stan na 31 grudnia 2009 r.

Wyszczególnienie	Koncesjonowane przedsiębiorstwa			
	elektroenergetyka	gazownictwo	ciepłownictwo	paliwa ciekłe
OT Warszawa	147	29	47	1 429
OT Szczecin	102	6	50	531
OT Gdańsk	175	5	56	695
OT Poznań	224	10	71	1 182
OT Lublin	59	3	46	912
OT Łódź	140	2	52	1 092
OT Wrocław	108	6	48	719
OT Katowice	123	15	61	831
OT Kraków	112	12	69	1 080

Tabela 2. Działalność OT w zakresie koncesjonowania – w 2009 r.

Wyszczególnienie	Wnioski w sprawach koncesyjnych ogółem rozpatrywane w 2009 r.	w tym zwrot wniosku	Decyzje w sprawach koncesyjnych									Postanowienia w sprawach koncesyjnych		
			ogółem	udzielenie	zmiana	umorzenie	cofnięcie	uchylenie	wygaśnięcie	odmowa udzielenia zmiany lub cofnięcia	promesy	z tego:		
												ogółem	pozostawienie bez rozpatrzenia	pozostawienie bez rozpoznania
OT Warszawa	303	2	252	128	66	9	24	1	16	4	3	17	15	2
OT Szczecin	190	2	151	74	46	6	9	1	12	2	1	22	7	2
OT Gdańsk	186	4	138	58	45	6	13	0	12	0	4	7	1	6
OT Poznań	285	8	247	104	91	7	22	0	18	1	4	11	10	1
OT Lublin	196	5	185	89	35	7	24	2	14	7	7	27	15	2
OT Łódź	240	14	193+2*	100	37	10	26	0	20	0	0	9**	8	0
OT Wrocław	225	1	193	81	70	0	17	6	10	0	9	3	1	2
OT Katowice	326	2	226	94	88	4	21	0	14	3	2	16	13	3
OT Kraków	235	1	190	90	54	10	14	2***	17	2	1	6	6	0

* Kontynuacja dostaw dla PEC „Bugaj” w upadłości – 2 postępowania.

** 8 + 1 sprostowanie pomyłki.

*** W tym 1 decyzja o stwierdzenie nieważności.

Tabela 3. Działalność OT na rynku ciepła – w 2009 r.

Wyszczególnienie	Koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze (stan na 31.12.2009 r.)	Decyzje o udzieleniu koncesji na działalność ciepłowniczą				Decyzje w sprawie	
		ogółem	na wytwarzanie	na przesyłanie i dystrybucję	na obrót	zatwierdzenia taryfy dla ciepła*	zmian dotyczących stosowanych taryf na ciepło*
OT Warszawa	47	1	1	0	0	33	36
OT Szczecin	50	6	3	3	0	44	12
OT Gdańsk	56	0	0	0	0	47	17
OT Poznań	71	2	1	1	0	54	18
OT Lublin	46	1	1	0	0	40	18
OT Łódź	52	2	1	1	0	40	28
OT Wrocław	48	2	1	1	0	42	24
OT Katowice	61	1	0	0	1	51	48
OT Kraków	69	3	2	1	0	54	37

* Wszystkie decyzje w sprawie zatwierdzenia bądź zmiany taryf (zatwierdzenie, odmowa, umorzenie).

Tabela 4. Działalność OT na rynku energii elektrycznej – w 2009 r.

Wyszczególnienie	Koncesjonowane przedsiębiorstwa elektroenergetyczne (stan na 31.12.2009 r.)	Decyzje o udzieleniu koncesji na działalność związaną z zaopatrzeniem w energię elektryczną				Decyzje w sprawie	
		ogółem	na wytwarzanie	na dystrybucję	na obrót	zatwierdzenia taryfy dla energii elektrycznej*	zmian dotyczących stosowanych taryf na energię elektryczną*
OT Warszawa	147	0	0	0	0	4	25
OT Szczecin	102	3	3	0	0	4	4
OT Gdańsk	175	0	0	0	0	2	5
OT Poznań	224	4	0	1	3	11	6
OT Lublin	59	4	2	1	1	3	6
OT Łódź	140	2	2	0	0	19	22
OT Wrocław	108	9	0	4	5	11	7
OT Katowice	123	6	0	3	3	30	50
OT Kraków	112	7	2	2	3	22	48

* Wszystkie decyzje w sprawie zatwierdzenia bądź zmiany taryf (zatwierdzenie, odmowa, umorzenie).

Tabela 5. Działalność OT na rynku gazu – w 2009 r.

Wyszczególnienie	Koncesjonowane przedsiębiorstwa gazownicze (stan na 31.12.2009 r.)	Decyzje o udzieleniu koncesji na działalność gazowniczą				Decyzje w sprawie	
		ogółem	na wytworzenie	z tego:		zatwierdzenia taryfy dla gazu*	zmian dotyczących stosowanych taryf dla gazu*
				na przesyłanie i/lub dystrybucję	na obrót		
OT Warszawa	29	0	0	0	0	2	3
OT Szczecin	6	0	0	0	0	1	0
OT Gdańsk	5	0	0	0	0	1	1
OT Poznań	10	0	0	0	0	2	0
OT Lublin	3	0	0	0	0	1	0
OT Łódź	2	0	0	0	0	1	0
OT Wrocław	6	0	0	0	0	3	3
OT Katowice	15	0	0	0	0	6	6
OT Kraków	12	0	0	0	0	8	3

* Wszystkie decyzje w sprawie zatwierdzenia bądź zmiany taryf (zatwierdzenie, odmowa, umorzenie).

Tabela 6. Działalność OT na rynku paliw ciekłych – w 2009 r.

Wyszczególnienie	Koncesjonowane przedsiębiorstwa prowadzące działalność w zakresie obrotu paliwami ciekłymi (stan na 31.12.2009 r.)	Wnioski w sprawach koncesji na obrót paliwami ciekłymi rozpatrywane w 2009 r.	Decyzje w sprawach koncesyjnych				
			ogółem	w tym:			
				udzielenie	zmiana	odmowa udzielenia	odmowa zmiany
OT Warszawa	1 429	203	155	127	24	4	0
OT Szczecin	531	147	105	65	18	2	0
OT Gdańsk	695	133	96	58	11	0	0
OT Poznań	1 182	218	164	98	25	1	0
OT Lublin	912	154	146	84	14	5	1
OT Łódź	1 092	207	118	96	22	0	0
OT Wrocław	719	131	83	70	13	0	0
OT Katowice	826	183	130	87	17	1	0
OT Kraków	1 080	149	114	79	8	2	0

Tabela 7. Efekty regulacyjne z procesu zatwierdzania taryf w ciepłownictwie – w 2009 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	1 985 732,40	1 889 780,16	95 952,24	10,07	4,75
OT Szczecin	716 058,44	677 532,50	38 525,94	15,14	8,95
OT Gdańsk	1 062 875,51	987 253,31	75 622,20	17,70	9,32
OT Poznań	910 681,80	879 369,40	31 316,50	12,43	8,57
OT Lublin	807 008,80	744 887,50	62 121,30	18,71	9,04
OT Łódź	493 240,30	471 003,20	22 237,10	12,30	7,57
OT Wrocław	1 587 173,97	1 550 041,24	37 132,73	10,30	7,72
OT Katowice	1 371 051,90	1 333 628,70	37 423,20	11,80	8,80
OT Kraków	1 109 152,86	1 076 147,37	33 005,49	10,80	7,50

Tabela 8. Efekty regulacyjne z procesu zatwierdzania taryf dla energii elektrycznej – w 2009 r.

Wyszczególnienie	Przychody roczne		Obniżka przychodów	Wnioskowany przez przedsiębiorstwa średni wzrost opłat w taryfach na energię elektryczną	Wzrost opłat na energię elektryczną zatwierdzonych przez Prezesa URE
	wnioskowane przez przedsiębiorstwa elektroenergetyczne	zatwierdzone w taryfach			
	[tys. zł]				
OT Warszawa	7 312,940	6 694,760	618,180	22,20	11,87
OT Szczecin	10 980,510	9 861,230	1 119,280	12,69	1,20
OT Gdańsk	4 899,680	4 364,160	535,520	7,74	-4,04
OT Poznań	19 688,188	18 051,052	1 637,136	1,79	0,47
OT Lublin	13 875,430	12 248,550	1 626,880	18,73	4,38
OT Łódź	19 818,300	18 736,600	1 081,700	12,06	5,94
OT Wrocław	49 583,250	48 807,830	775,420	3,28	1,66
OT Katowice	111 841,600	108 775,600	3 066,000	5,30	2,50
OT Kraków	36 718,080	35 632,930	1 085,150	4,35	1,59

Tabela 9. Efekty regulacyjne z procesu zatwierdzania taryf dla gazu – w 2009 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	4 537,490	4 343,380	194,11	17,850	12,81
OT Szczecin	0	0	0	0	0
OT Gdańsk	521,290	514,860	6,43	4,400	3,09
OT Poznań	50 697,120	50 697,120	0	-8,260	-8,26
OT Lublin	446,780	427,980	18,80	-3,400	-7,46
OT Łódź	2 332,400	2 329,500	2,90	1,950	1,82
OT Wrocław	15 961,330	15 921,480	38,85	-0,012	-0,15
OT Katowice	55 814,300	55 592,600	221,70	-2,800	-3,20
OT Kraków	18 903,030	18 390,680	512,35	2,600	-0,20

Tabela 10. Skargi i kary – w 2009 r.

Wyszczególnienie	Skargi*						Nałożone kary łączna wysokość w zł
	ogółem	z tego dotyczące:					
		ciepła	energii elektrycznej	gazu	paliw ciekłych	ilość	
OT Warszawa	94	18	69	7	0	16	169 275,00
OT Szczecin	90	10	59	21	0	10	188 200,00
OT Gdańsk	103	31	65	6	1	7	56 000,00
OT Poznań	50	12	27	9	2	11	291 100,00
OT Lublin	50	2	37	3	5	6	15 000,00
OT Łódź	48	14	27	7	0	1	6 000,00
OT Wrocław	63	17	37	7	2	8	50 500,00
OT Katowice	39	6	27	6	0	6	177 050,37
OT Kraków	55	8	39	8	0	14	103 200,00

* Skarga na działalność przedsiębiorstwa energetycznego – związana m.in. ze standardami jakościowymi obsługi odbiorców, jakością świadczonych usług, prośba o interwencje itp. – sformułowana wprost lub też intencjonalnie, rozpatrzenie której nie skutkowało decyzją administracyjną.

Tabela 11. Realizacja kompetencji Prezesa URE w zakresie rozstrzygnięcia spraw spornych na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne – działalność OT – w 2009 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:												z tego:			
		wstrzymanie dostaw			odmowa zawarcia umowy sprzedaży			odmowa zawarcia umowy o przyłączenie do sieci			odmowa zawarcia umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji			ogółem	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	32	15	0	0	3	0	1	1	11	0	1	0	0	9	9	0	0
OT Szczecin	40	19	1	0	1	1	1	16	1	0	0	0	0	20	19	0	1
OT Gdańsk	13	2	0	1	1	0	2	7	0	0	0	0	0	2	1	0	1
OT Poznań	27	3	1	1	0	1	1	19	1	0	0	0	0	1	0	0	1
OT Lublin	12	3	0	0	0	1	0	4	2	1	1	0	0	4	3	1	0
OT Łódź	12	1	0	0	1	3	0	2	4	1	0	0	0	0	0	0	0
OT Wrocław	31	5	0	2	0	0	5	13	5	1	0	0	0	7	3	0	4
OT Katowice	14	2	2	0	5*	1*	2*	1	0	1	0	0	0	3	2	1	0
OT Kraków	15	4	1	1	2	3	1	2	0	0	1	0	0	4	2	1	1

* Dotyczy umów kompleksowych.

B. Ilość wydanych decyzji i postanowień

Wyszczególnienie	Decyzje												Postanowienia o podjęciu lub kontynuowaniu dostaw				
	z tego:												z tego:				
	ogółem	wstrzymanie dostaw			odmowa zawarcia umowy sprzedaży			odmowa zawarcia umowy o przyłączenie do sieci			odmowa zawarcia umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji			ogółem	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	45	6	1	1	3	0	1	4	27	2	0	0	0	2	2	0	0
OT Szczecin	25	15	2	0	0	0	0	7	1	0	0	0	0	1	0	0	1
OT Gdańsk	17	2	0	1	1	0	2	11	0	0	0	0	0	3	2	0	1
OT Poznań	5	1	1	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0	1	0	0	1
OT Lublin	9	1	0	0	0	1	0	4	2	1	0	0	0	2	2	0	0
OT Łódź	9	1	0	0	0	2	0	3	3	0	0	0	0	0	0	0	0
OT Wrocław	17	4	1	1	0	0	4	1	6	0	0	0	0	0	0	0	0
OT Katowice	8	4	0	0	2*	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OT Kraków	12	3	1	2	1	3	0	1	0	0	1	0	0	1	1	0	0

* Dotyczy umów kompleksowych.

Tabela 12. Działalność kontrolna OT* – w 2009 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	0	65	20	4	0	19
OT Szczecin	68	49	28	0	0	42
OT Gdańsk	62	79	45	64	0	45
OT Poznań	107	91	66	5	0	184
OT Lublin	58	53	37	1	6	39
OT Łódź	42	4	41	5	0	0
OT Wrocław	80	90	56	0	0	18
OT Katowice	89	97	87	2	0	6
OT Kraków	84	86	84	4	0	1

* Dotyczy wszelkich postępowań, w których OT dokonał czynności kontrolnych.

Tabela 13. Pozostała działalność OT – w 2009 r.

Wyszczególnienie	Sprawy nie wymienione w poprzednich tabelach wymagające od Prezesa URE podjęcia stosownych działań				
	ogółem	z tego dotyczące:			
		ciepła	energii elektrycznej	gazu	paliw ciekłych
OT Warszawa	42	15	17	6	4
OT Szczecin	51	9	22	8	12
OT Gdańsk	29	15	6	2	6
OT Poznań	39	7	8	5	19
OT Lublin	59	14	14	0	31
OT Łódź	41	14	15	8	4
OT Wrocław	87	7	24	8	48
OT Katowice	333	140	120	7	66
OT Kraków	28	11	11	6	0

Tabela 14. Informacje o odmowie przyłączenia do sieci przesyłane przez przedsiębiorstwa (art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne) – w 2009 r.

Wyszczególnienie	Informacje o odmowie przyłączenia do sieci przesyłane przez przedsiębiorstwa			
	ogółem	z tego dotyczące:		
		energii elektrycznej	gazu	ciepła
OT Warszawa	1 542	16	1 503	23
OT Szczecin	177	86	91	0
OT Gdańsk	130	101	13	16
OT Poznań	369	1	362	6
OT Lublin	335	8	320	7
OT Łódź	569	52	516	1
OT Wrocław	745	99	618	28
OT Katowice	12	1	7	4
OT Kraków	145	0	144	1

Tabela 15. Liczba ważnych decyzji o udzieleniu koncesji na działalność ciepłowniczą według stanu koncesjonariuszy na 31.12.2009 r.

Wyszczególnienie	Koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze (stan na 31.12.2009 r.)	Decyzje o udzieleniu koncesji na działalność ciepłowniczą			
		ogółem	z tego:		
			na wytwarzanie	na przesyłanie i dystrybucję	na obrót
OT Warszawa	47	100	46	45	9
OT Szczecin	50	101	46	45	10
OT Gdańsk	56	114	54	52	8
OT Poznań	71	142	63	65	14
OT Lublin	46	95	41	43	11
OT Łódź	52	109	46	50	13
OT Wrocław	48	66	27	29	10
OT Katowice	61	128	49	56	23
OT Kraków	69	131	57	56	18

Urząd Regulacji Energetyki

Oddziały Terenowe

