

SPRAWOZDANIE
Z DZIAŁALNOŚCI PREZESA
URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI
W 2012 R.

WARSZAWA, MARZEC 2013 R.

Wprowadzenie	7
I. PREZES URE – INSTYTUCJA REGULACYJNA	11
II. REALIZACJA ZADAŃ Z ZAKRESU REGULACJI GOSPODARKI PALIWAMI I ENERGIA	19
1. Elektroenergetyka	21
1.1. Rynek energii elektrycznej – ogólna sytuacja	21
1.1.1. Rynek hurtowy	21
1.1.2. Rynek detaliczny	32
1.2. Regulowanie działalności przedsiębiorstw elektroenergetycznych	35
1.2.1. Koncesje	35
1.2.2. Taryfy i warunki ich kształtowania	38
1.2.3. Wyznaczanie operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych	42
1.2.4. Ustalanie metod kontroli i przygotowanie projektów działań dla poprawy efektywności przedsiębiorstw energetycznych	43
1.2.5. Monitorowanie wypełniania przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych ich zadań	43
1.3. Zagadnienia związane z transgraniczną wymianą energii elektrycznej	49
1.3.1. Rynki i inicjatywy regionalne energii elektrycznej	49
1.3.2. Wytyczne ramowe i kodeksy sieciowe	51
1.3.3. Projekty pilotażowe i zagadnienie nieplanowanych przepływów energii elektrycznej	56
1.3.4. Kontrolowanie realizacji obowiązków wynikających z rozporządzenia 714/2009 Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej oraz zasad stosowanych na połączeniach z krajami trzecimi	59
1.4. Realizacja obowiązków wynikających z ustawy o rozwiązaniu KDT	64
1.5. Wspieranie odnawialnych źródeł energii (OZE) i kogeneracji (CHP)	68
1.5.1. Wydawanie i umarzanie świadectw pochodzenia oraz świadectw pochodzenia z kogeneracji	70
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	73
1.5.3. Publikowanie wysokości jednostkowych opłat zastępczych	75
1.6. Przesłanki i ocena bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej	76
1.6.1. Monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego	76
1.6.2. Uzgadnianie projektów planów rozwoju elektroenergetycznych przedsiębiorstw sieciowych	81
1.6.3. Udzielanie zgody na budowę linii bezpośredniej	82
1.6.4. Uzgadnianie planu wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej opracowanego przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego	83

1.6.5.	Kontrola zapasów paliw	85
1.6.6.	Ocena bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej	87
2.	Gazownictwo	89
2.1.	Rynek gazu ziemnego – ogólna sytuacja	89
2.1.1.	Rynek hurtowy	90
2.1.2.	Rynek detaliczny	90
2.2.	Regulowanie działalności przedsiębiorstw gazowniczych	92
2.2.1.	Koncesje	92
2.2.2.	Taryfy i warunki ich kształtowania	96
2.2.3.	Wyznaczanie operatorów systemów gazowych	108
2.2.4.	Ustalanie metod kontroli i przygotowanie projektów działań dla poprawy efektywności przedsiębiorstw	109
2.2.5.	Monitorowanie wypełniania przez operatorów systemów przesyłowych, dystrybucyjnych i magazynowych ich zadań	110
2.3.	Zagadnienia związane z transgranicznym przesyłem gazu ziemnego	112
2.3.1.	Rynki regionalne gazu ziemnego, udział Polski w rynkach regionalnych gazu ziemnego	112
2.3.2.	Kontrolowanie realizacji obowiązków wynikających z rozporządzenia 715/2009 Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie warunków dostępu do sieci	118
2.4.	Przesłanki i ocena bezpieczeństwa dostarczania gazu ziemnego	119
2.4.1.	Uzgadnianie projektów planów rozwoju gazowniczych przedsiębiorstw sieciowych	119
2.4.2.	Udzielanie zgody na budowę gazociągu bezpośredniego	120
2.4.3.	Weryfikacja, w drodze decyzji, informacji o wielkościach obowiązkowych zapasów paliw gazowych	120
2.4.4.	Zatwierdzanie planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego	121
2.4.5.	Monitorowanie warunków świadczenia usług magazynowania paliw gazowych	123
2.4.6.	Monitorowanie wypełniania obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego	123
2.4.7.	Monitorowanie i ocena bezpieczeństwa dostarczania gazu ziemnego	123
3.	Ciepłownictwo	131
3.1.	Rynek ciepła – ogólna sytuacja	131
3.1.1.	Lokalne rynki ciepła	131
3.1.2.	Bilans podaży i zużycia ciepła	136
3.2.	Regulowanie działalności przedsiębiorstw ciepłowniczych	139
3.2.1.	Koncesjonowanie	139
3.2.2.	Zatwierdzanie taryf	140
3.2.3.	Inne działania Prezesa URE	143
4.	Paliwa ciekłe, biopaliwa ciekłe i biokomponenty	145
4.1.	Koncesjonowanie paliw ciekłych	145
4.1.1.	Ogólna charakterystyka rynku	145
4.1.2.	Prawo i praktyka koncesjonowania	146

4.2.	Monitorowanie rynku biokomponentów, paliw ciekłych i biopaliw ciekłych	150
4.2.1.	Podstawy prawne	150
4.2.2.	Biokomponenty	152
4.2.3.	Biopaliwa ciekłe	152
4.3.	Monitorowanie realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego	152
5.	Inne zadania Prezesa URE	155
5.1.	Kontrolowanie działalności przedsiębiorstw energetycznych	155
5.1.1.	Działania interwencyjne	156
5.1.2.	Kontrola realizacji obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej	163
5.2.	Powoływanie komisji kwalifikacyjnych	165
5.3.	Nakładanie kar pieniężnych	166
5.4.	Statystyka publiczna	172
5.5.	Obliczanie i publikowanie średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym oraz sposobu jej obliczania (art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b)	172
5.6.	Obliczanie i publikowanie średnich cen sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji (art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. a)	173
5.7.	Obliczanie i publikowanie średnich cen sprzedaży ciepła wytworzonego w należących do przedsiębiorstw posiadających koncesje jednostkach wytwórczych nie będących jednostkami kogeneracji (art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. c)	174
5.8.	Ogłaszanie średniej kwartalnej ceny energii elektrycznej nie podlegającej obowiązkowi publicznej sprzedaży (art. 49a ust. 8)	174
5.9.	Ogłaszanie wskaźnika referencyjnego ustalanego przez Prezesa URE zgodnie z metodologią określoną w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z 17 września 2010 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło (Dz. U. z 2010 r. Nr 194, poz. 1291)	175
5.10.	Efektywność energetyczna	175
5.11.	Działania na rzecz wdrożenia inteligentnych sieci	179
5.12.	Współdziałanie w zakresie zapobiegania kradzieżom infrastruktury	181
5.13.	Współpraca międzynarodowa urzędu	182
III. PROMOWANIE KONKURENCJI		187
1.	Cele i zadania Prezesa URE	189
2.	Działania na rzecz likwidacji barier konkurencji	190
2.1.	Zatwierdzanie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci	190
2.2.	Ocena realizacji programów zgodności	192
2.3.	Monitorowanie niezależności funkcjonowania OSD	196
2.4.	Monitorowanie mechanizmów bilansowania systemu	199
2.5.	Monitorowanie warunków przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywanie napraw tej sieci	201
2.6.	Monitorowanie zmiany sprzedawcy (TPA)	207
2.7.	Działania na rzecz poprawy funkcjonowania rynków energii elektrycznej i gazu ...	212

3.	Współdziałanie z właściwymi organami w przeciwdziałaniu praktykom przedsiębiorstw energetycznych ograniczającym konkurencję	215
4.	Upowszechnianie wiedzy o rynku konkurencyjnym i prawach konsumenta	215
4.1.	Działalność informacyjno-edukacyjna	215
4.2.	Współpraca ze środkami masowego przekazu	227
IV. WZMOCNIENIE POZYCJI ODBIORCY		229
1.	Formalne środki prawne	231
1.1.	Kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców	231
1.2.	Rozstrzyganie sporów i skarg dotyczących elektroenergetyki, gazownictwa i ciepłownictwa	231
2.	Działalność Punktu Informacyjnego dla Odbiorców Paliw i Energii	232
V. FUNKCJONOWANIE URZĘDU		237
1.	Organizacja i funkcjonowanie urzędu	239
2.	Zatrudnienie i kwalifikacje (szkolenia)	240
3.	Budżet	240
3.1.	Dochody	240
3.2.	Wydatki	241
VI. KONTROLA DZIAŁALNOŚCI PREZESA URE		243
1.	Sądowa kontrola działalności Prezesa URE	245
2.	Kontrola działalności Prezesa URE przez Najwyższą Izbę Kontroli oraz inne instytucje	248
3.	Kontrola zarządcza	248
ANEKS. DZIAŁALNOŚĆ REGULACYJNA URE I ODDZIAŁÓW TERENOWYCH URE		251

Niniejszy dokument zawiera sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2012 r. Gros ujętych w nim kwestii odnosi się do sposobu realizacji prawnych obowiązków Prezesa URE, wynikających w szczególności z ustawy – Prawo energetyczne, ale również z szeregu innych ustaw (np. ustawa o efektywności energetycznej, ustawa o biokomponentach i biopaliwach ciekłych, ustawa o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej czy ustawa o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym) a dotyczących spraw z zakresu regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji ze szczególnym uwzględnieniem oceny bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i gazu ziemnego. Podkreślenia wymaga przy tym szereg działań Prezesa URE o charakterze strategicznym, nakierowanych na aktywne promowanie efektywnych mechanizmów wolnego rynku w sektorze przede wszystkim obrotu gazem ziemnym i energią elektryczną, ale również zaopatrzenia w ciepło, przy równorzędnym uwzględnieniu zasad zrównoważonego rozwoju oraz ciągłości i jakości dostaw paliw lub energii. Aktywności te były konsekwentną kontynuacją inicjatyw podjętych jeszcze w poprzednich latach, lub też stanowią kolejne, nowe zapoczątkowane w 2012 r. a ich charakter stanowi konkretyzację długofalowych – o horyzoncie 2015 r. – priorytetów regulacji. Do priorytetów tych należy: (1) dokończenie procesu liberalizacji obrotu energią elektryczną, skutkujące w efekcie całkowitym uwolnieniem sprzedawców tej energii w kraju od obowiązku przedkładania do zatwierdzania Prezesowi URE taryf dla energii elektrycznej – także w odniesieniu do gospodarstw domowych; (2) efektywne zapoczątkowanie procesu liberalizacji obrotu gazem ziemnym, obejmujące doprowadzenie do powstania warunków umożliwiających rozwój faktycznej konkurencji w obrocie i, w konsekwencji, zwolnienie sprzedawców gazu ziemnego z obowiązku stosowania zatwierdzonych taryf w części obrotu detalicznego; (3) stworzenie podstaw regulacyjnych do rozwoju rynku w środowisku tzw. sieci inteligentnej.

W ramach priorytetu (1), w 2012 r. kontynuowano wysiłki przede wszystkim na rzecz wypełnienia postulatów przygotowanej w 2008 r. przez Prezesa URE *Mapy drogowej uwolnienia cen dla wszystkich odbiorców energii elektrycznej „W drodze ku prawom odbiorców i efektywnej konkurencji w sektorze energetycznym”*, w szczególności koncentrując się na wypracowaniu wspólnie z operatorami systemów dystrybucyjnych i sprzedawcami energii elektrycznej wzorca tzw. generalnej umowy dystrybucyjnej, stanowiącej podstawę do zawierania przez OSD umów ze sprzedawcami energii na jednolitych warunkach, które umożliwiłyby upowszechnienie umów kompleksowych w relacjach pomiędzy sprzedawcami energii a odbiorcami w gospodarstwach domowych, regulując równocześnie jednolicie status kontraktowy odbiorcy w sytuacjach „awaryjnych” (eg. niewypłacalność sprzedawcy z wyboru).

Realizacja priorytetu (2) – poza pracami nad sfinalizowaniem przygotowania *Mapy drogowej uwolnienia cen gazu* (Projekt Mapy opublikowano 5 lutego 2013 r.) – polegała przede wszystkim na uzgodnieniu z operatorem krajowego systemu przesyłowego gazowego i w konsekwencji zatwierdzeniu w lipcu 2012 r. nowej instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej, która uwzględniła zapisy zawarte w III pakiecie energetycznym oraz zasady funkcjonowania systemu wypracowane przez europejskich operatorów sieci przesyłowych gazu (ENTSOG). Instrukcja wprowadziła nowy ład organizacyjny do krajowego rynku gazu, w szczególności wirtualny punkt obrotu gazem, który umożliwił współpracę operatora z giełdą towarową, co z kolei dało podstawę, z jednej strony, do podjęcia przez Prezesa URE decyzji o zwolnieniu sprzedaży gazu ziemnego realizowanej na towarowej giełdzie z obowiązku stosowania zatwierdzonych taryf oraz, z drugiej strony, do uruchomienia w grudniu 2012 r. giełdy gazu. W 2012 r. rozbudowany został monitoring TPA rynku gazowego.

Zapoczątkowane kilka lat wcześniej działania w ramach priorytetu (3), były kontynuowane w 2012 r. zarówno w formie prac koncepcyjnych w URE nad opracowaniem kolejnych dokumentów o charakterze krytycznym dla wdrażania *smart grids*, powiązanych z opublikowanym

w 2011 r. „*Stanowiskiem Prezesa URE w sprawie niezbędnych wymagań wobec wdrażanych przez OSD E inteligentnych systemów pomiarowo-rozliczeniowych z uwzględnieniem funkcji celu oraz proponowanych mechanizmów wsparcia przy postulowanym modelu rynku*”, a mianowicie:

- „*Koncepcją dotyczącą modelu rynku opomiarowania w Polsce, ze szczególnym uwzględnieniem wymagań wobec Operatora Informacji Pomiarowej*”, opublikowaną 4 czerwca 2012 r., po dyskusji środowiskowej projektu tego dokumentu i, podsumowanej dyskusją warsztatową, dyskusji publicznej,
- Aneksem nr 2 do dokumentu „*Metoda ustalania Wartości Regulacyjnej Aktywów i zwrotu z zaangażowanego kapitału*” z 2 lipca 2012 r., zaakceptowanym przez poszczególnych OSD i obowiązującym w praktyce regulacyjnej,
- „*Stanowiskiem Prezesa URE w sprawie szczegółowych reguł regulacyjnych w zakresie stymulowania i kontroli wykonania inwestycji w AMI*” (opublikowanym ostatecznie 14 stycznia 2013 r.),

jak i w formie nowych inicjatyw – w szczególności wspólnej inicjatywy Prezesa URE i Prezesa PSE SA pn. Warsztaty Rynku Energii, mającej na celu podniesienie skuteczności procesów wdrażania inteligentnych sieci do praktyki sektora elektroenergetycznego w Polsce.

Oprócz uwarunkowań krajowych, na działalność Prezesa URE coraz większy wpływ ma także otoczenie międzynarodowe regulatora. Na mocy przepisów prawa europejskiego regulatorzy energetyki zostali zobowiązani do promowania konkurencyjnego, bezpiecznego i zrównoważonego pod względem środowiskowym wewnętrznego rynku energii w Unii Europejskiej. Rynek ten, zgodnie ze wskazaniem Rady Europejskiej, powinien powstać do końca 2014 r.

W związku z powyższym, ubiegły rok był kolejnym rokiem prac oraz inicjatyw na rzecz osiągnięcia celu „2014”. Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki, regulatorzy, Komisja Europejska oraz operatorzy systemów przesyłowych zaangażowani byli w zadania związane z harmonizacją zasad funkcjonowania rynków i sieci (wytyczne ramowe i kodeksy sieciowe). Równolegle kontynuowane były działania Inicjatyw Regionalnych, gdzie realizowane są projekty pilotażowe mające na celu integrację rynków krajowych w ramach regionu, jak również projekty o charakterze międzyregionalnym.

W celu przyspieszenia prac na rzecz realizacji celu „2014”, w listopadzie minionego roku Komisja Europejska przedstawiła komunikat nt. wewnętrznego rynku energii¹⁾. W dokumencie przedstawione zostały dotychczasowe osiągnięcia w zakresie tworzenia wewnętrznego rynku energii, wskazano również konkretne obszary wymagające dalszych prac. Wśród zaproponowanych przez Komisję działań, niezbędnych dla zakończenia procesu tworzenia wspólnego rynku energii w Unii Europejskiej, znalazły się: wdrażanie i przestrzeganie unijnych przepisów, wzmacnianie pozycji odbiorców na rynku energii oraz zapewnienie właściwych warunków dla przyszłego rozwoju rynków energii.

Uzupełnieniem wyżej opisanych działań były prace legislacyjne nad rozporządzeniem ws. wytycznych dla transeuropejskiej infrastruktury energetycznej²⁾, będącym częścią tzw. pakietu infrastrukturalnego. Rozporządzenie określa dwanaście priorytetowych korytarzy infrastrukturalnych, proponuje szybsze procedury wydawania pozwoleń oraz zasady alokacji kosztów inwestycji. Celem inicjatywy jest zapewnienie korzystnych warunków dla modernizacji i rozbudowy europejskiej infrastruktury energetycznej oraz transgranicznych połączeń międzysystemowych. Nowa infrastruktura ma bowiem zasadnicze znaczenie dla tworzenia wspólnego rynku energii oraz zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego w Europie.

W 2012 r. na szczeblu Unii Europejskiej podejmowane były również inne inicjatywy, ukierunkowane na realizację unijnej strategii „Europa 2020” w zakresie zrównoważonego rozwoju.

W czerwcu 2012 r. Komisja Europejska opublikowała komunikat na temat odnawialnych źródeł energii³⁾. W dokumencie przedstawione zostały propozycje odnośnie wspierania integracji energii ze źródeł odnawialnych na wewnętrznym rynku energii w Unii Europejskiej. Zaprezentowano aktualne inicjatywy na rzecz rozwoju OZE oraz zarysowano plan działań w celu dalszego zwiększania udziału energii ze źródeł odnawialnych w koszyku energetycznym Unii Europejskiej.

¹⁾ COM (2012) 663.

²⁾ COM (2011) 658.

³⁾ COM (2012) 271.

25 października 2012 r. Unia Europejska przyjęła Dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej⁴⁾. Dyrektywa ustanawia wspólne ramy działań na rzecz promowania efektywności energetycznej w Unii Europejskiej dla osiągnięcia jej celu – wzrostu efektywności energetycznej o 20% (zmniejszenie zużycia energii pierwotnej o 20%) do 2020 r. oraz utworzenia drogi dla dalszej poprawy efektywności energetycznej po tym terminie. Ponadto, dyrektywa określa zasady opracowane w celu usunięcia barier na rynku energii oraz przezwyciężenia nieprawidłowości w funkcjonowaniu rynku. Przewiduje również ustanowienie krajowych celów w zakresie efektywności energetycznej na rok 2020.

W minionym roku polski regulator aktywnie uczestniczył w realizacji wspólnych celów europejskiej energetyki, poprzez zaangażowanie w ramach ACER i Inicjatyw Regionalnych, rozwijanie współpracy dwustronnej, jak również prace w europejskich i regionalnych stowarzyszeniach regulatorów (CEER, ERRA). Aktywne uczestnictwo polskiego regulatora w zachodzących na szczeblu unijnym procesach, jest działaniem niezbędnym wobec zbliżającego się 2014 r., kiedy to polski rynek energii stanie się częścią wspólnego europejskiego rynku energii. Dlatego też zaangażowanie Prezesa URE w działania na szczeblu europejskim z każdym rokiem jest coraz większe i coraz bardziej intensywne.

Zapewnienie właściwej realizacji wszystkich obowiązków Prezesa URE, przy rosnącej z roku na rok (tak za przyczyną regulacji krajowych, jak i wspólnotowych) ich liczbie z jednej strony, oraz przy pozostających w wyraźnym deficycie do tych zadań zasobach środków finansowych w części budżetu państwa dotyczącej URE, stało się w 2012 r. podstawą do podjęcia prac nad optymalizacją wewnętrznej struktury organizacyjnej urzędu, procesów służących realizacji poszczególnych zadań i wspomagających te procesy procedur. Proces został zakończony w 2013 r. gruntowną przebudową struktury organizacyjnej URE przeprowadzonej na podstawie Zarządzenia Ministra Gospodarki z 6 lutego 2013 r. w sprawie nadania statutu Urzędowi Regulacji Energetyki.

Przedkładany Ministrowi Gospodarki dokument jest piętnastym sprawozdaniem przygotowanym przez Prezesa URE. Sprawozdanie zostało podzielone na kilka części. Działania regulacyjne w poszczególnych podsektorach energetyki: elektroenergetyce, gazownictwie, ciepłownictwie i podsektorze paliw ciekłych przedstawiono w części II. W następnych częściach przedmiotem sprawozdania są kwestie promowania konkurencji (cz. III) oraz wzmocnienia pozycji odbiorcy paliw i energii (cz. IV). W części V opisano organizację i funkcjonowanie urzędu, a w kolejnej (cz. VI) – wyniki kontroli, jakim podlegała działalność Prezesa URE w 2012 r.

⁴⁾ Dz. Urz. UE L 315/1 z 14.11.2012.

Część I

PREZES URE

– INSTYTUCJA REGULACYJNA

Prezes Urzędu Regulacji Energetyki jest centralnym organem administracji rządowej, utworzonym przez ustawę z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne⁵⁾, w celu realizacji zadań z zakresu regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji. Ustawa – Prawo energetyczne na przestrzeni kilkunastu lat obowiązywania była nowelizowana ponad 50 razy, co doprowadziło do ogłoszenia w 2012 r. kolejnego (już trzeciego) tekstu jednolitego.

Mimo, że w 2012 r. nie dokonano żadnych istotnych zmian ustawy – Prawo energetyczne ani innych aktów prawnych określających kompetencje Prezesa URE, to jednak szereg uchwalonych w poprzednich latach zmian przepisów znalazło zastosowanie dopiero w roku ubiegłym, powodując rozbieżności interpretacyjne, a w konsekwencji – konieczność podejmowania decyzji o złożonym charakterze nie tylko faktycznym, ale i prawnym. Podkreślić przy tym należy, że poszerzające się z roku na rok kompetencje Prezesa URE są ściśle związane z polityką, jaką państwo prowadzi w zakresie szeroko pojętej energetyki, jak również z wymaganiami zewnętrznymi, w tym polityką Unii Europejskiej, a co za tym idzie – obowiązkiem dostosowania prawa polskiego do prawa Unii.

Podstawowym aktem prawnym określającym prawa i obowiązki Prezesa URE jest ustawa – Prawo energetyczne, oparta na zasadzie jednorodności rynków paliw i energii, tym samym regulująca funkcjonowanie rynku gazu ziemnego i energii elektrycznej, a także m.in. kwestie związane z funkcjonowaniem odnawialnych źródeł energii, w tym system wsparcia tych źródeł oraz zasady, na jakich działają lokalne rynki ciepła i rynki paliw ciekłych.

Licznym obowiązkiem przedsiębiorstw energetycznych wyartykułowanym w tej ustawie odpowiadają szerokie kompetencje regulatora, określone w art. 23 ust. 2 tej ustawy, obejmujące:

- 1) udzielanie i cofanie koncesji,
- 2) zatwierdzanie i kontrolowanie stosowania taryf paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła pod względem zgodności z zasadami określonymi w ustawie i przepisach wykonawczych, 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;
 - f) wskaźnika referencyjnego,
- 4) opracowywanie wytycznych i zaleceń zapewniających jednolitą formę planów rozwoju sporządzanych przez przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii,
- 5) kontrolowanie prawidłowości realizacji obowiązków mających na celu wsparcie energii elektrycznej wytworzonej w źródłach odnawialnych i w wysokosprawnej kogeneracji,
- 6) kontrolowanie wykonywania przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej obowiązku sprzedaży tej energii na zasadach określonych w art. 49a ust. 1 i 2,
- 7) uzgadnianie projektów planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych,
- 8) wyznaczanie operatorów systemu przesyłowego, systemu dystrybucyjnego, systemu magazynowania, systemu skraplania gazu ziemnego lub systemu połączonego oraz publikowanie w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki i zamieszczanie na swojej stronie internetowej w Biuletynie Informacji Publicznej informacji o danych adresowych, obszarze działania i okresie, na który zostali wyznaczeni operatorami systemu,

⁵⁾ Dz. U. z 2012 r. poz. 1059 zwana dalej „ustawą – Prawo energetyczne”.

- 9) udzielanie i cofanie zwolnienia z obowiązku świadczenia usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych i energii, magazynowania paliw gazowych, usług transportu gazu ziemnego oraz usług polegających na skraplaniu gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego,
- 10) zatwierdzanie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowych i dystrybucyjnych,
- 11) organizowanie i przeprowadzanie przetargów dotyczących:
 - a) wyłaniania sprzedawców z urzędu;
 - b) budowy nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej i realizacji przedsięwzięć zmniejszających zapotrzebowanie na energię elektryczną,
- 12) kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz kontrolowanie na wniosek odbiorcy dotrzymania parametrów jakościowych paliw gazowych i energii elektrycznej,
- 13) kontrolowanie realizacji przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operatora systemu połączonego elektroenergetycznego oraz innych uczestników rynku energii elektrycznej obowiązków wynikających z przepisów rozporządzenia (WE) nr 714/2009 Parlamentu Europejskiego i Rady z 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1228/2003, a także wykonywanie innych obowiązków organu regulacyjnego wynikających z tego rozporządzenia,
- 14) 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) oraz:
 - a) zatwierdzanie informacji podawanych do wiadomości publicznej przez operatorów systemów przesyłowych gazowych, o których mowa w art. 6 tego rozporządzenia, oraz wyrażanie zgody na ograniczenie zakresu publikacji tych informacji;
 - b) opiniowanie wniosków operatorów systemów przesyłowych gazowych o wykorzystanie przez użytkowników sieci przesyłowych niewykorzystanych zdolności przesyłowych tych sieci, w przypadkach określonych przepisami tego rozporządzenia;
 - c) zatwierdzanie sposobu wykorzystania przez operatorów systemów przesyłowych gazowych przychodów uzyskiwanych z tytułu udostępniania przez nich niewykorzystanej a zarezerwowanej zdolności sieci przesyłowych,
- 15) rozstrzyganie sporów w zakresie odmowy zawarcia umowy przyłączenia 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 dostaw paliw gazowych lub energii albo odmowy dostępu do internetowej platformy handlowej,
- 16) nakładanie kar pieniężnych na zasadach określonych w ustawie,
- 17) współdziałanie z właściwymi organami w przeciwdziałaniu praktykom przedsiębiorstw energetycznych ograniczającym konkurencję,
- 18) współdziałanie z Komisją Nadzoru Finansowego,
- 19) ustalanie metod kontroli i podejmowanie działań dla poprawy efektywności przedsiębiorstw energetycznych,
- 20) określanie i publikowanie wskaźników i cen wskaźnikowych istotnych dla procesu kształtowania taryf,
- 21) publikowanie informacji służących zwiększeniu efektywności użytkowania paliw i energii,
- 22) zbieranie i przetwarzanie informacji dotyczących przedsiębiorstw energetycznych, w tym obliczanie i ogłaszanie w terminie do 31 marca każdego roku:
 - a) średnich cen sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji obliczonych oddzielnie dla energii elektrycznej wytworzonej w jednostkach kogeneracji opalanych gazem ziemnym lub o łącznej mocy poniżej 1 MW, opalanych metanem lub gazem uzyskiwanym z przetwarzania biomasy i innych;
 - b) średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym oraz sposób jej obliczenia;
 - c) średnich cen sprzedaży ciepła, wytworzonego w należących do przedsiębiorstw posiadających koncesje jednostkach wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji:
 - opalanych paliwami węglowymi;
 - opalanych paliwami gazowymi;

- opalanych olejem opałowym;
 - stanowiących odnawialne źródła energii;
 - w poprzednim roku kalendarzowym,
- 23) gromadzenie informacji dotyczących istniejącej, będącej w budowie lub planowanej infrastruktury energetycznej w sektorach gazu ziemnego i energii elektrycznej (w tym energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych z wyłączeniem infrastruktury dotyczącej wytwarzania energii elektrycznej z biogazu rolniczego) oraz biopaliw ciekłych w rozumieniu ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych – znajdujących się w obszarze zainteresowania Unii Europejskiej i przekazywanie ich do Ministra Gospodarki, w terminie i zakresie określonym w rozporządzeniu Rady (UE, EURATOM) nr 617/2010,
 - 24) gromadzenie i przekazywanie do Komisji Europejskiej informacji o ilości energii elektrycznej importowanej z państw niebędących członkami Unii Europejskiej,
 - 25) 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 Unii Europejskiej,
 - 26) monitorowanie funkcjonowania systemu gazowego i elektroenergetycznego w zakresie:
 - a) zasad zarządzania i rozdziału przepustowości połączeń międzysystemowych, z którymi istnieją wzajemne połączenia, we współpracy z właściwymi organami państw członkowskich Unii Europejskiej lub państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym;
 - b) mechanizmów bilansowania systemu gazowego lub systemu elektroenergetycznego i zarządzania ograniczeniami w krajowym systemie gazowym i elektroenergetycznym;
 - c) warunków przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywania napraw tej sieci;
 - d) wypełniania obowiązku publikowania przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych informacji dotyczących połączeń międzysystemowych, korzystania z sieci i rozdziału zdolności przesyłowych stron umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii, z uwzględnieniem konieczności traktowania tych informacji jako poufnych ze względów handlowych;
 - e) warunków świadczenia usług magazynowania paliw gazowych, usług skraplania gazu ziemnego oraz innych usług świadczonych przez przedsiębiorstwa energetyczne;
 - f) bezpieczeństwa dostarczania paliw gazowych i energii elektrycznej;
 - g) wypełniania przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych ich zadań;
 - h) wypełniania przez przedsiębiorstwo energetyczne obowiązków wymienionych w art. 44,
 - 27) wydawanie świadectw pochodzenia energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii i świadectw pochodzenia z kogeneracji oraz ich umarzanie,
 - 28) wykonywanie innych zadań określonych w ustawie lub ustawach odrębnych.

Niezależnie od opisanego wyżej obszernego katalogu zadań organ regulacyjny realizuje również kompetencje określone w przepisach odrębnych ustaw.

Znaczące zmiany regulacji prawnych dokonane na przestrzeni ostatnich lat w zakresie szeroko pojętej energetyki spowodowały, że szczegółowe zadania Prezesa URE, przewidziane przez ustawodawcę do realizacji w roku sprawozdawczym, poza ustawą – Prawo energetyczne, zawierały się w sześciu powołanych poniżej ustawach, przy czym dotychczasowe brzmienie niektórych z nich również uległo zmianie:

- 1) ustawie z 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych⁶⁾ (zwanej dalej „ustawą o biopaliwach”),
- 2) 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 naftowym⁷⁾ (zwanej dalej „ustawą o zapasach”),
- 3) ustawie z 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej⁸⁾ (zwanej dalej „ustawą o rozwiązaniu KDT”),

⁶⁾ Dz. U. z 2006 r. Nr 169, poz. 1199, z późn. zm.

⁷⁾ Dz. U. z 2007 r. Nr 52, poz. 343, z późn. zm.

⁸⁾ Dz. U. z 2007 r. Nr 130, poz. 905, z późn. zm.

- 4) ustawie z 29 stycznia 2004 r. – Prawo zamówień publicznych⁹⁾ (zwanej dalej „ustawą o zamówieniach publicznych”),
- 5) ustawie z 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej¹⁰⁾ (zwanej dalej „ustawą o statystyce”),
- 6) ustawie z 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej¹¹⁾ (zwanej dalej „ustawą o efektywności energetycznej”).

W 2012 r. weszły w życie kolejne postanowienia ustawy o efektywności energetycznej. Ustawa ta wprowadziła nowe regulacje dotyczące krajowego celu w zakresie oszczędnego gospodarowania energią, zasad uzyskiwania i umarzania świadectw efektywności energetycznej, zasad sporządzania audytu efektywności energetycznej. W ustawie wskazane są również jednostki sektora publicznego właściwe do realizacji tych zadań, w tym Prezesa URE. *Vacatio legis* poszczególnych przepisów tej ustawy nie został przewidziany przez ustawodawcę jednolicie. Co do zasady, ustawa weszła w życie 11 sierpnia 2011 r., jednak kolejne przepisy weszły w życie odpowiednio: 1 stycznia 2012 r., 1 lipca 2012 r., 1 stycznia 2013 r. Począwszy od 2012 r. Prezes URE został zobowiązany do:

- ogłaszania, organizowania i przeprowadzania przetargów, w wyniku których wyłonione zostaną przedsięwzięcia, uprawniające do uzyskania świadectw efektywności energetycznej,
- wydawania świadectw efektywności energetycznej,
- przeprowadzania audytów weryfikacyjnych w odniesieniu do zrealizowanych przedsięwzięć efektywnościowych.

Ponadto, 1 stycznia 2012 r., rozszerzone zostały uprawnienia Prezesa URE do nakładania kar pieniężnych określonych tą ustawą.

W roku sprawozdawczym dokonano nowelizacji ustawy o efektywności energetycznej (ustawą z 10 października 2012 r. o zmianie ustawy o efektywności energetycznej¹²⁾), która bezpośrednio wpłynęła na zakres zadań realizowanych przez regulatora. Został zniesiony m.in. obowiązek uzyskiwania szczególnych uprawnień przez audytorów efektywności energetycznej, a w konsekwencji – obowiązek Prezesa URE polegający na powoływaniu komisji kwalifikacyjnych (których zadaniem miało być egzaminowanie kandydatów na audytorów efektywności energetycznej), oraz, w określonych przypadkach, odwoływaniu komisji kwalifikacyjnych lub ich poszczególnych członków.

W roku sprawozdawczym weszły w życie również przepisy wykonawcze umożliwiające realizację zadań określonych ustawą o efektywności energetycznej, tj.:

- rozporządzenie Ministra Gospodarki z 10 sierpnia 2012 r. w sprawie szczegółowego zakresu i sposobu sporządzania audytu efektywności energetycznej, wzoru karty audytu efektywności energetycznej oraz metod obliczania oszczędności energii¹³⁾, które weszło w życie 11 września 2012 r.,
- rozporządzenie Ministra Gospodarki z 4 września 2012 r. w sprawie sposobu obliczania ilości energii pierwotnej odpowiadającej wartości świadectwa efektywności energetycznej oraz wysokości jednostkowej opłaty zastępczej¹⁴⁾, które weszło w życie 4 października 2012 r. oraz
- rozporządzenie Ministra Gospodarki z 23 października 2012 r. w sprawie przetargu na wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej¹⁵⁾, które weszło w życie 24 listopada 2012 r.

Nieobojętna dla zakresu obowiązków Prezesa URE pozostaje zmiana stanu prawnego dokonana w ustawie o biopaliwach. Jakkolwiek ustawa ta została znowelizowana w 2011 r., tym niemniej skutki dla regulatora stały się odczuwalne dopiero w 2012 r. w zakresie obowiązku rozliczenia Narodowego Celu Wskaźnikowego (NCW).

Wprowadzona zmiana (ustawą z 27 maja 2011 r. o zmianie ustawy o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw oraz niektórych innych ustaw¹⁶⁾) dotyczy regulacji w zakresie sprawozdawczości z wykonania NCW, w szczególności wzorów sprawozdań i obowiązku złożenia

⁹⁾ Dz. U. z 2010 r. Nr 113, poz. 759, z późn. zm.

¹⁰⁾ Dz. U. z 1995 r. Nr 88, poz. 439, z późn. zm.

¹¹⁾ Dz. U. z 2011 r. Nr 94, poz. 551.

¹²⁾ Dz. U. z 2012 r. poz. 1397.

¹³⁾ Dz. U. z 2012 r. poz. 962.

¹⁴⁾ Dz. U. z 2012 r. poz. 1039.

¹⁵⁾ Dz. U. z 2012 r. poz. 1227.

¹⁶⁾ Dz. U. z 2011 r. Nr 153, poz. 902, z późn. zm.

sprawozdania rocznego przez podmiot realizujący NCW w terminie 90 dni po zakończeniu danego roku kalendarzowego. Ustawa zmieniająca – co do zasady – weszła w życie 10 sierpnia 2011 r., za wyjątkiem wspomnianych wyżej regulacji odnoszących się bezpośrednio do działalności Prezesa URE, które weszły w życie 1 stycznia 2012 r., z tym jednak zastrzeżeniem, że – na mocy przepisu przejściowego (art. 5 ust. 2 noweli) – Prezes URE został zobowiązany do opracowania i udostępnienia pierwszego wzoru wskazanego wyżej sprawozdania rocznego składanego przez podmiot realizujący NCW w terminie 2 miesięcy od dnia wejścia w życie ustawy nowelizującej.

W 2012 r. weszła także w życie obszerna nowelizacja Kodeksu postępowania cywilnego¹⁷⁾, której postanowienia – co do zasady – obowiązują od 3 maja 2012 r. Wprowadzone zmiany stawiają w nowym świetle relacje Prezesa URE i przedsiębiorstw energetycznych w postępowaniu sądowym. Na szczególną uwagę zasługuje zniesienie odrębnego postępowania gospodarczego, co oznacza, iż postępowanie z odwołania od decyzji Prezesa URE będzie się toczyło według zasad ogólnych (postępowanie zwykłe) Kodeksu postępowania cywilnego – również znowelizowanych. Dokonana nowelizacja wydaje się ograniczać wpływ stron na przebieg postępowania, czyniąc niejako „gospodarzem procesu” sąd. Przejawia się to m.in. zastąpieniem „prekluzji dowodowej” zasadą „koncentracji materiału dowodowego”. Zgodnie z nową procedurą, Sąd może zarządzić wniesienie odpowiedzi na pozew (odwołanie od decyzji Prezesa URE) w wyznaczonym terminie (nie krótszym niż dwa tygodnie), jak również zobowiązać strony do złożenia dalszych pism procesowych (przygotowawczych) określając okoliczności które winny zostać wyjaśnione oraz wyznaczając termin i kolejność ich złożenia – jeszcze przed pierwszą rozprawą. Nowa procedura ma na celu rezygnację z zawiłości proceduralnych, które przysparzały dotychczas wiele problemów, w szczególności drobnym przedsiębiorcom oraz osobom fizycznym nie korzystającym z pomocy profesjonalnych pełnomocników. Zauważyć przy tym należy, że nowe regulacje znajdują zastosowania do postępowań odwoławczych od decyzji Prezesa URE, które zostały wydane po wejściu w życie omawianych przepisów. W związku z powyższym sprawy z odwołań od decyzji Prezesa URE toczą się obecnie przy zastosowaniu dwóch odrębnych procedur. Jakkolwiek celem nowelizacji było przyspieszenie i odformalizowanie postępowania, tym niemniej zakres zaangażowania Prezesa URE utrzymuje się na dotychczasowym, wysokim poziomie.

Nadmienić wypada, że rok 2012 był kolejnym rokiem poświęconym wzmożonym pracom legislacyjnym zmierzającym do wprowadzenia istotnych zmian regulacji w zakresie Prawa energetycznego. Obecnie obowiązująca ustawa – Prawo energetyczne obejmuje kompleksowo trzy podstawowe sektory (tj. gazowy, ciepłowniczy i elektroenergetyczny), w tym również regulacje z zakresu energetyki odnawialnej oraz paliw ciekłych. Projektowana zmiana przewiduje wyłączenie do odrębnych ustaw przepisów dotyczących rynku gazu oraz odnawialnych źródeł energii. Opracowanie projektów ww. trzech nowych ustaw zapoczątkowane zostało koniecznością implementowania dyrektywy 2009/72/WE i dyrektywy 2009/73/WE, który dodatkowo „zbiegł” się w czasie z pracami nad implementowaniem dyrektywy 2009/28/WE oraz z coraz częściej pojawiającymi się postulatami podmiotów reprezentujących poszczególne branże odnośnie potrzeby odrębnego uregulowania w osobnych aktach prawnych każdego z rynków. Szeroko rozumiane ciepłownictwo pozostawione ma zostać wraz z elektroenergetyką w ustawie – Prawo energetyczne. Ponadto, odrębny projekt ustawy zmieniającej ustawę – Prawo energetyczne zakłada także przedłużenie okresu wsparcia dla kogeneracji, jednakże długotrwały proces legislacyjny wpływa negatywnie na działalność gospodarczą w tym zakresie. Do istotnych zmian należy zaliczyć również propozycję odmiennej regulacji w zakresie koncesjonowania przedsiębiorstw energetycznych prowadzących działalność gospodarczą w zakresie obrotu paliwami ciekłymi, tj. zamieszczenie w ustawie wprowadzającej rejestru przedsiębiorstw paliwowych w miejsce koncesjonowania – co zmierza w kierunku deregulacji tego sektora. Jednakże trudności w dojściu do konsensusu odnośnie niektórych systemowych rozwiązań (np. preferowanego poziomu wsparcia źródeł odnawialnych), powoduje przedłużanie się procesu legislacyjnego. Jednocześnie zagrożenie karami dla Rzeczypospolitej Polskiej w związku z niewdrożeniem ww. dyrektyw sprawiły, że 19 października 2012 r. oficjalnie rozpoczęto procedowanie nad poselskim projektem ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne, w zakresie wynikającym z konieczności dostosowania polskiego prawa w minimalnym niezbędnym zakresie do zapisów ww. trzech dyrektyw. W chwili obecnej w Sejmie RP trwa proces uchwalania ww. projektu ustawy.

¹⁷⁾ Ustawa z 16 września 2011 r. o zmianie ustawy – Kodeks postępowania cywilnego oraz niektórych innych ustaw, Dz. U. Nr 233, poz. 1381.

Część II

REALIZACJA ZADAŃ Z ZAKRESU REGULACJI GOSPODARKI PALIWAMI I ENERGIA

1. ELEKTROENERGETYKA

1.1. Rynek energii elektrycznej – ogólna sytuacja

W 2012 r. na rynku detalicznym energii elektrycznej zaobserwować można było kontynuację wzrostu zarówno liczby odbiorców, jak i ilości energii elektrycznej, obsługiwanych na zasadach wolnorynkowych. Podobnie jak w 2011 r., udział odbiorców korzystających z prawa do zmiany sprzedawcy w grupie taryfowej G wzrósł dużo bardziej niż w grupach A, B i C. Sytuacja spowolnienia gospodarczego, a co za tym idzie pojawienia się na rynku nadwyżek energii elektrycznej, spowodowała wzrost zainteresowania sprzedawców klientami z grupy taryfowej G. Sytuacja gospodarcza spowodowała także spadek cen energii elektrycznej na rynku hurtowym. To dało niezależnym sprzedawcom dostęp do energii elektrycznej w cenach pozwalających na zaoferowanie, odbiorcom z grupy G, produktów konkurencyjnych cenowo w stosunku do ofert tzw. sprzedawców z urzędu dostarczających energię elektryczną na podstawie taryfy zatwierdzonej przez Prezesa URE. Ogólna liczba odbiorców, którzy w 2012 r. zmienili sprzedawcę, zwiększyła się czterokrotnie w stosunku do 2011 r., przy czym dla odbiorców w grupie taryfowej G, liczba odbiorców TPA zwiększyła się 5,4 razy w stosunku do liczby odbiorców TPA na koniec 2011 r.

1.1.1. Rynek hurtowy

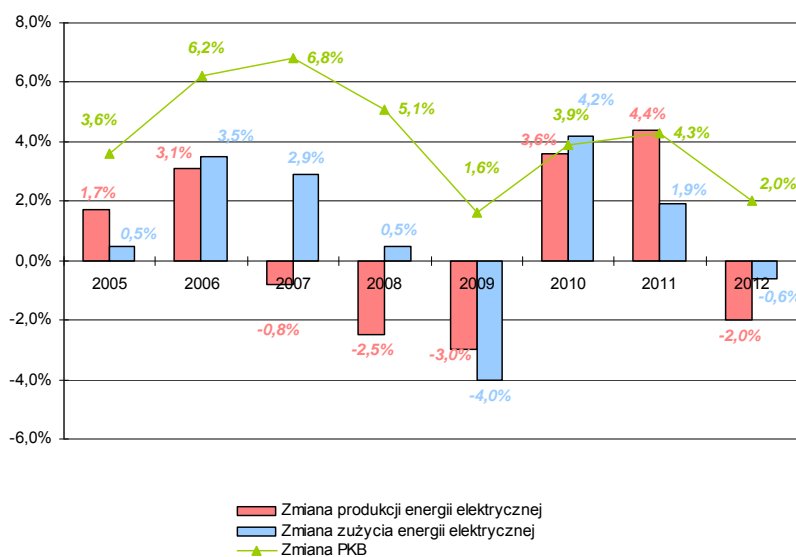
Przedstawiona analiza opiera się na informacjach gromadzonych i przetwarzanych w Urzędzie Regulacji Energetyki w związku z monitorowaniem rynku energii elektrycznej, danych pochodzących ze statystyki publicznej (gromadzonych w bazach danych Agencji Rynku Energii SA – ARE SA, Głównego Urzędu Statystycznego – GUS), danych z Towarowej Giełdy Energii SA (TGE SA), POEE GPW SA, a także danych publikowanych przez operatora systemu przesyłowego.

Uczestnikami segmentu rynku hurtowego energii elektrycznej są:

- a) elektrownie i elektrociepłownie zawodowe,
- b) elektrociepłownie przemysłowe,
- c) wytwórcy w źródłach odnawialnych (OZE),
- d) sprzedawcy z urzędu czyli podmioty, które powstały w wyniku rozdzielenia działalności handlowej i dystrybucyjnej,
- e) pozostałe spółki prowadzące działalność polegającą na obrocie energią elektryczną.

W 2012 r. krajowe zużycie energii elektrycznej brutto wyniosło 157 013 GWh i było niższe o blisko 0,6% niż w 2011 r. Za główną przyczynę spadku krajowego zużycia energii elektrycznej należy uznać pogorszenie się koniunktury gospodarczej przejawiające się spadkiem tempa wzrostu PKB w 2012 r., które to według wstępnych szacunków GUS za 2012 r. wyniosło 2%. Dla porównania wzrost PKB za 2011 r. wyniósł 4,3%. W rezultacie spadku zapotrzebowania wolumen krajowej produkcji energii elektrycznej brutto w 2012 r. ukształtował się na poziomie 159 853 GWh i był niższy, od wolumenu za poprzedni rok, o ponad 2%. Nadwyżka produkcji energii elektrycznej nad jej krajowym zużyciem to rezultat sprzyjającej polskim podmiotom zajmującym się wytwarzaniem energii elektrycznej koniunktury w handlu zagranicznym energią elektryczną. W ciągu 2012 r. nadwyżka eksportu nad importem energii wyniosła 2 840 GWh, przy nadwyżce w 2011 r. na poziomie 5 243 GWh.

Rysunek 1. Zmiany krajowej produkcji i zużycia energii elektrycznej w porównaniu do zmian PKB w latach 2005–2012



Źródło: URE na podstawie danych GUS i PSE SA.

W 2012 r. moc zainstalowana w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) zwiększyła się o 3% w stosunku do 2011 r. i wyniosła 35 216 MW. W porównaniu z 2011 r. w 2012 r. przybyło w KSE 1 032 MW. Średnie roczne zapotrzebowanie na moc ukształtowało się na poziomie 21 814 MW przy maksymalnym zapotrzebowaniu – na poziomie 25 845 MW (co oznacza odpowiednio: wzrost o 0,3% i o 4,2% w stosunku do 2011 r.). Relacja mocy dyspozycyjnej do osiągalnej w 2012 r. nieznacznie spadła w stosunku do roku 2011 z 73,45% do 71,68%. Wybrane dane dotyczące mocy i produkcji energii elektrycznej przedstawiono w tab. 1 i 2.

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

Wyszczególnienie	2011 [MW]	2012 [MW]	Dynamika 2012/2011 [2011=100]
Moc osiągalna	34 184	35 216	103,0
Obciążenie	21 148	21 129	99,9
Rezerwy	4 479	4 481	100,0
Remonty kapitalne i średnie	3 611	3 542	98,1
Remonty awaryjne	975	931	95,5
Pozostałe ubytki	3 972	5 134	129,3

Źródło: PSE SA.

Tabela 2. Struktura produkcji energii elektrycznej w latach 2011–2012

Wyszczególnienie	Wytwarzanie [GWh]			Struktura wytwarzania [%]	
	2011	2012	dynamika*	2011	2012
Produkcja energii elektrycznej brutto w kraju	163 153	159 853	97,98	100,00	100,00
1. elektrownie zawodowe, w tym:	151 319	146 835	97,04	92,75	91,86
a) elektrownie ciepłe, w tym:	148 790	144 571	97,16	91,20	90,44
– na węglu kamiennym	90 811	84 493	93,04	55,66	52,86
– na węglu brunatnym	53 623	55 593	103,67	32,87	34,78
– gazowe	4 355	4 485	102,99	2,67	2,81
b) elektrownie wodne	2 529	2 265	89,56	1,55	1,42
2. elektrownie przemysłowe	9 000	8 991	99,90	5,52	5,62
3. elektrownie wiatrowe i inne odnawialne	2 833	4 026	142,11	1,74	2,52
Krajowe zużycie energii elektrycznej brutto	157 910	157 013	99,43		

* 2012 r. /2011 r., gdzie 2011 r. =100

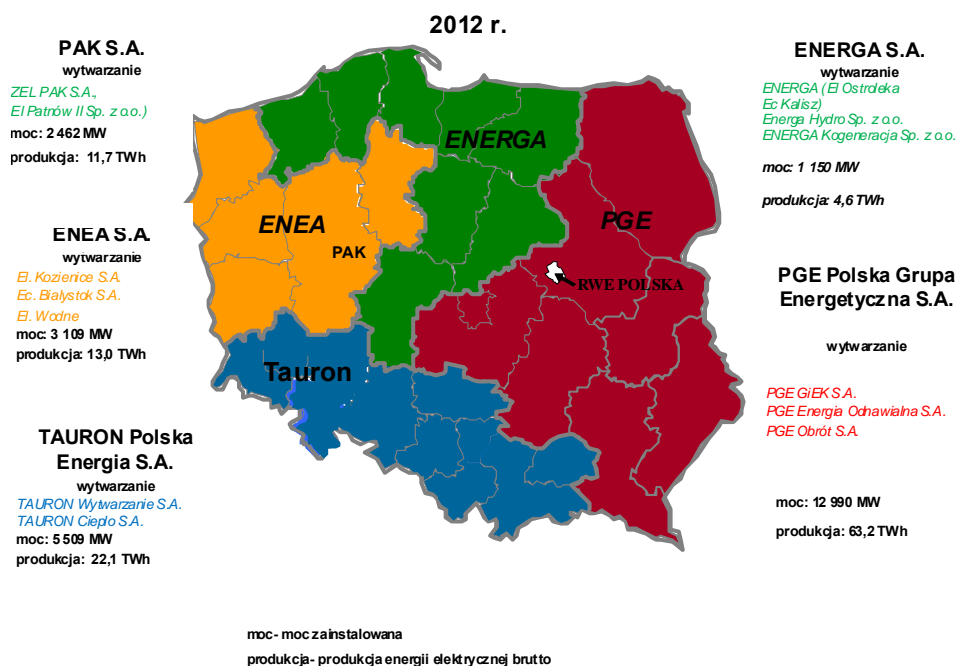
Źródło: PSE SA.

Należy odnotować, że w 2012 r. nieznacznie, bo o 0,25% wzrósł poziom rezerw mocy dyspozycyjnej dostępnej dla operatora systemu przesyłowego. W poprzednich latach poziom rezerw mocy dyspozycyjnej systematycznie spadał, przy czym największy spadek zanotowany został w 2010 r. w stosunku do 2009 r. – prawie 24% (w ujęciu średniorocznym). W 2012 r. spadła liczba remontów kapitalnych i średnich, również remonty awaryjne uległy zdecydowanemu zmniejszeniu. W ciągu ostatniej dekady najczęściej przeprowadzono ich w elektrowniach energetyki zawodowej w 2010 r. Odnotować należy znaczny wzrost, blisko 30%, w kategorii – pozostałe ubytki.

Struktura produkcji energii elektrycznej (tab. 2) nie uległa większym zmianom. Nadal zdecydowane znaczenie mają dwa główne paliwa – węgiel kamienny i brunatny, a udział produkcji z tych paliw w 2012 r. wyniósł 88,6%. Przy czym w 2012 r. zwiększył się udział węgla brunatnego w procesie wytwarzania energii elektrycznej. Spowodowane było to spadkiem opłacalności produkcji energii elektrycznej w oparciu o paliwo, jakim jest węgiel kamienny. Na uwagę zasługuje utrzymująca się od kilku lat systematyczny wzrost produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych.

Aktualna struktura podmiotowa sektora energetycznego i stopień koncentracji działalności energetycznej zostały ukształtowane przez proces konsolidacji poziomej a następnie pionowej przedsiębiorstw energetycznych należących do Skarbu Państwa, który jest wynikiem realizacji „Programu dla elektroenergetyki” (przyjętego przez Radę Ministrów w 2006 r.). Proces konsolidacji, który w praktyce jeszcze się nie zakończył, będzie miał istotny wpływ na możliwości rozwoju konkurencji na rynku hurtowym, niewątpliwie pogorszył warunki konkurencji na rynku krajowym. Sytuację przedstawia rys. 2.

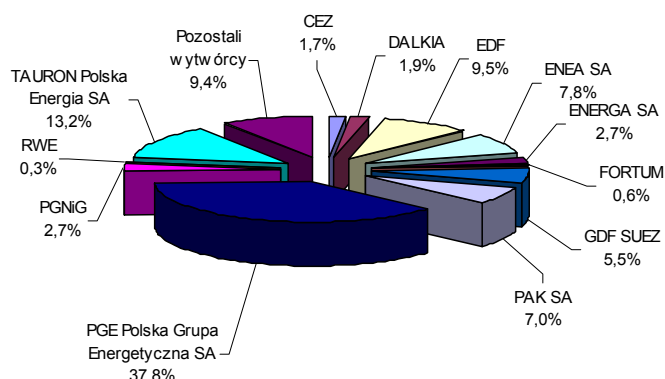
Rysunek 2. Skonsolidowane wybrane grupy kapitałowe: zasięg terytorialny (kryterium – obszar działania operatorów systemów dystrybucyjnych w grupach), struktura podmiotowa, przedmiot działalności



Źródło: Dane pozyskane przez URE od wytwórców i grup kapitałowych.

Udział w rynku poszczególnych grup energetycznych, jak również struktura tych podmiotów nie uległa większym zmianom w 2012 r. Największy udział w podsektorze wytwarzania ma nadal grupa kapitałowa PGE Polska Grupa Energetyczna SA, a na rynku sprzedaży do odbiorców końcowych – TAURON Polska Energia SA.

Rysunek 3. Udział grup kapitałowych w krajowej produkcji energii elektrycznej w 2012 r.



Źródło: Dane Ministerstwa Gospodarki i URE.

Rynki wytwarzania i obrotu energią elektryczną pozostają wysoce skoncentrowane z uwagi na istnienie pionowo skonsolidowanych grup kapitałowych. Stan konkurencji na rynku energii elektrycznej został opisany przede wszystkim za pomocą wskaźników mierzących stopień koncentracji.

Tabela 3. Stan koncentracji podsektora wytwarzania*

Rok	Liczba podmiotów, które dysponują przynajmniej 5% udziałem w zainstalowanych mocach	Liczba podmiotów, które dysponują przynajmniej 5% udziałem w energii wprowadzonej do sieci	Udział trzech największych podmiotów w mocach zainstalowanych [%]	Udział trzech największych podmiotów w energii wprowadzonej do sieci [%]	Wskaźnik HHI ¹⁸⁾	
					moc zainstalowana	energia wprowadzona do sieci
2011	5	6	58,4	65,5	1 677,7	2 098,8
2012	5	6	56,7	64,3	1 587,9	2 096,0

* Dla wszystkich podmiotów działających w sektorze wytwarzania, które są objęte obowiązkiem statystycznym, z uwzględnieniem mocy zainstalowanej i energii wprowadzonej do sieci ze źródeł wiatrowych i wodnych.

Źródło: Dane Ministerstwa Gospodarki i URE.

Stan konkurencji na krajowym rynku wytwarzania energii elektrycznej został opisany za pomocą wskaźnika udziału rynkowego trzech największych podmiotów na tym rynku. Miara ta mówi o skali siły rynkowej przedsiębiorstw kluczowych. Wskaźnik udziału rynkowego, mierzony według energii wprowadzonej do sieci (uwzględniającej ilość energii dostarczonej przez wytwórców bezpośrednio do odbiorców końcowych) w 2012 r., pomimo nieznacznego spadku, pozostawał na wysokim poziomie wynoszącym 64,3%. W stosunku do 2011 r. zmniejszył się on o ponad 1 punkt procentowy. Trzej najwięksi wytwórcy (tj. wytwórcy skupieni w grupach kapitałowych: PGE Polska Grupa Energetyczna SA, TAURON Polska Energia SA, EDF) dysponowali ponad połową mocy zainstalowanych i odpowiadali za prawie 2/3 produkcji energii elektrycznej w kraju.

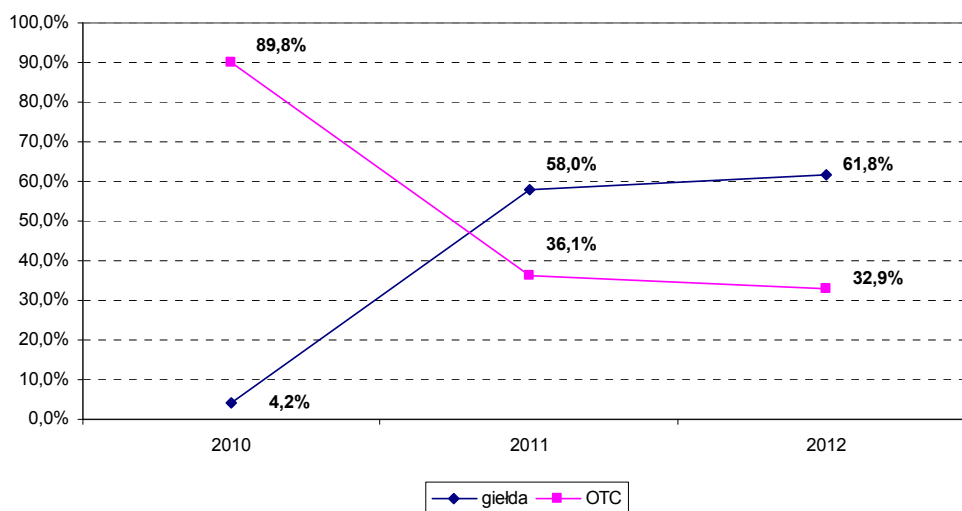
Inny wskaźnik opisujący stopień koncentracji podmiotów działających na rynku wytwarzania energii elektrycznej, to wskaźnik HHI. Wskaźnik ten, mierzony według mocy zainstalowanych oraz według wolumenu energii wprowadzonej do sieci (uwzględniającej ilość energii dostarczo-

¹⁸⁾ Wskaźnik Herfindahla-Hirschmana (HHI) określany jest jako suma kwadratów indywidualnych udziałów w rynku wszystkich przedsiębiorstw tworzących daną gałąź: HHI > 5 000 – koncentracja bardzo wysoka, HHI od 1 800 do 5 000 – koncentracja wysoka, HHI od 750 do 1 800 – koncentracja średnia, poniżej 750 – niska koncentracja (wg „Raportu z postępów w tworzeniu wewnętrznego rynku energii elektrycznej i gazu”, Bruksela 2005 oraz J. Kamiński: *Metody szacowania siły rynkowej w sektorze energetycznym*, Polityka Energetyczna, Tom 12, Zeszyt 2/2, 2009).

nej przez wytwórców bezpośrednio do odbiorców końcowych), zmniejszył się w 2012 r. w porównaniu do 2011 r. Jednakże zdecydowanie większy spadek obserwuje się dla wskaźnika HHI mierzonego według mocy zainstalowanych, tj. o ponad 5%.

Począwszy od 9 sierpnia 2010 r., to jest od momentu wprowadzenia na podstawie art. 49a ustawy – Prawo energetyczne obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, nastąpiło wyraźne przereorganizowanie handlu na hurtowym rynku energii elektrycznej w grupie wytwórców, w porównaniu z latami poprzednimi. Do momentu wprowadzenia obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców dominującą formę handlu na hurtowym rynku energii stanowiły kontrakty dwustronne. Począwszy od końca 2010 r. gwałtownie wzrosło znaczenie giełdy (sprzedaż na giełdzie towarowej, na giełdzie papierów wartościowych¹⁹⁾). Sytuację przedstawia rys. 4.

Rysunek 4. Dominujące kierunki w strukturze sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców w latach 2010–2012



Źródło: Dane Ministerstwa Gospodarki i URE.

Sprzedaż poprzez giełdę stanowiła w 2009 r. niespełna 0,2% udziału w sprzedanym wolumenie wytwórców w tym roku, następnie wzrosła do 4,2% w 2010 r. a dalej zwiększyła się do poziomu 58,0% w 2011 r. oraz 61,8% w 2012 r. Kontrakty dwustronne w ubiegłym roku stanowiły w sumie niespełna 33% wszystkich form handlu hurtowego, podczas gdy jeszcze w 2010 r. udział ten kształtował się na poziomie 89,8%. Pozostała sprzedaż była realizowana w przeważającej mierze na rynku bilansującym (w tym na potrzeby zapewnienia bezpieczeństwa pracy KSE) oraz w niewielkim stopniu za granicę.

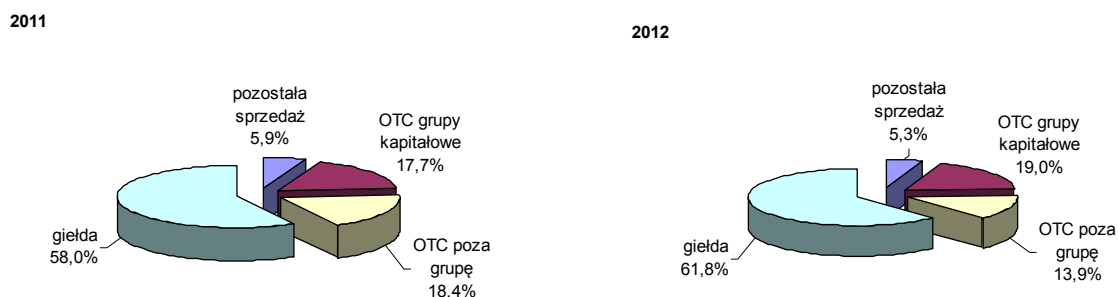
Dane potwierdzają, że cel wprowadzenia obowiązku publicznego obrotu energią elektryczną został osiągnięty poprzez:

- zapewnienie równoprawnego dostępu uczestników rynku do energii elektrycznej poprzez zagwarantowanie jednakowych warunków udziału uczestników w obrocie giełdowym,
- zapewnienie transparentności obrotu energią elektryczną poprzez zagwarantowanie jednakowego dostępu do informacji, takich jak ceny energii oraz warunki uczestnictwa w obrocie energią,
- urealnienie cen energii elektrycznej poprzez organizację dużej części hurtowego obrotu energią na rynku zorganizowanym od strony formalnej i prawnej, jakim jest giełda towarowa, przy jednoczesnym zachowaniu nadzoru przez Komisję Nadzoru Finansowego; nadzór ten ma eliminować możliwość manipulacji cenami energii elektrycznej – w szczególności na rynku, na którym funkcjonują podmioty o silnej pozycji rynkowej, skupiające dużą część podaży energii,

¹⁹⁾ Wypełnienie przez wytwórców obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej poprzez Giełdę Papierów Wartościowych jest możliwe od 30 października 2011 r.

- upłynnienie giełdowego obrotu energią elektryczną stanowi też alternatywę zakupu energii przez odbiorców, czego konsekwencją jest zwiększenie pozycji i siły odbiorców na konkurencyjnym rynku energii,
- zapewnienie bezpieczeństwa rozliczeń transakcji przez licencjonowaną Izbę Rozliczeniową Giełd Towarowych.

Rysunek 5. Struktura sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców w 2011 r. oraz w 2012 r.



Uwaga: W pozycji Giełda uwzględniono dane dotyczące giełdy towarowej oraz rynku regulowanego – giełdy papierów wartościowych.

Źródło: Dane Ministerstwa Gospodarki i URE.

W latach wcześniejszych, pomimo rozwiązywania kontraktów długoterminowych²⁰⁾ i przystąpienia przez wytwórców od 2008 r. do realizacji programu pomocy publicznej na pokrycie kosztów osieroconych, nie można było mówić o efektywnym funkcjonowaniu konkurencyjnego rynku energii elektrycznej. Sprzedaż energii elektrycznej odbywała się w zdecydowanej mierze w ramach własnej grupy kapitałowej, co było główną przyczyną ograniczeń w rozwoju konkurencji i problemów w rozliczaniu pomocy publicznej. Sytuacja uległa zmianie na skutek wprowadzenia obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej m.in. również dla tych wytwórców, którzy są beneficjentami tej pomocy publicznej. Należy zaznaczyć, że obowiązek publicznej sprzedaży energii elektrycznej przez przedsiębiorstwa wytwórcze dotyczy wszystkich przedsiębiorstw wytwórczych w ilości 15% wytworzonej energii elektrycznej w jednostkach o mocy powyżej 50 MW oraz dodatkowo 85% wytworzonej energii elektrycznej w jednostkach o mocy powyżej 50 MW w przypadku przedsiębiorstw korzystających z programu pomocy publicznej na pokrycie kosztów osieroconych.

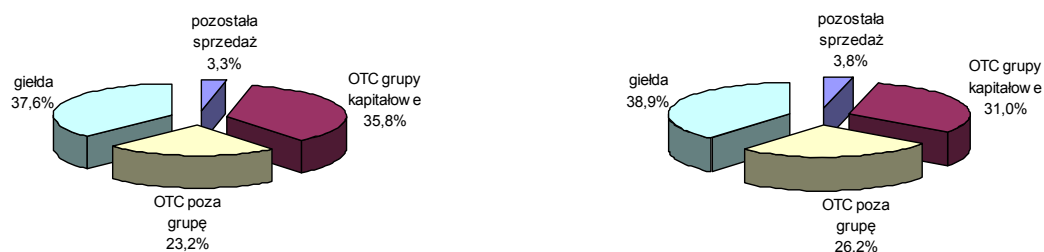
Analogicznie jak w grupie wytwórców energii elektrycznej, w 2012 r. w grupie przedsiębiorstw obrotu utrwały się istotne zmiany w zakresie form handlu hurtowego energią elektryczną w porównaniu z latami wcześniejszymi, w szczególności wewnątrz skonsolidowanych pionowo grup kapitałowych. Jest to niewątpliwie konsekwencja zmian w tej pierwszej grupie łańcucha dostaw energii elektrycznej do odbiorców. Rysunek poniżej pokazuje, iż przedsiębiorstwa obrotu zaopatrywały się w energię elektryczną, nie jak w latach poprzednich głównie poprzez kontrakty dwustronne w ramach grup kapitałowych, lecz kupowały energię na giełdzie energii. W przypadku spółek obrotu kontrakty dwustronne w 2012 r. pozostały nadal główną formą handlu hurtowego energią elektryczną, niemniej ich znaczenie wyraźnie zmniejszyło się (spadek udziału tej formy handlu o około 3% w 2012 r. w porównaniu z 2011 r.).

²⁰⁾ Do korzystania z pomocy publicznej uprawnionych jest dwunastu wytwórców energii elektrycznej, z których ośmiu wniesionych zostało w 2007 r. do pionowo skonsolidowanych grup kapitałowych.

Rysunek 6. Struktura kierunków zakupu energii elektrycznej przez przedsiębiorstwa obrotu w latach 2011–2012

2011

2012



Uwaga: Pozostała sprzedaż obejmuje: zakup energii w ramach bilansowania energii z elektrowni i przedsiębiorstw obrotu, zakup z importu, zakup z rynku bilansującego i innych kierunków.

Źródło: Dane Ministerstwa Gospodarki i URE.

Głównym odbiorcą energii elektrycznej na hurtowym rynku energii do 2010 r. pozostawały przedsiębiorstwa obrotu, z kolei począwszy od 2011 r. – giełda energii. W 2012 r. tendencja ta utrwaliła się (tab. 4, 5).

Analiza danych wskazuje, iż wytwórcy zobligowani sprzedawać energię elektryczną w części lub w całości w sposób zapewniający publiczny dostęp do tej energii, musieli podjąć działania polegające na zmianie kontraktów dwustronnych na sprzedaż energii, w szczególności realizowanych w ramach własnej grupy kapitałowej. Zmniejszyła się wyraźnie sprzedaż do przedsiębiorstw obrotu na rzecz sprzedaży poprzez giełdę (odpowiednio: spadek o 11,6% i wzrost o 2,7% w 2012 r. w stosunku do 2011 r.). Udział sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców do odbiorców końcowych w 2012 r. wyniósł 1,3%.

Tabela 4. Kierunki sprzedaży energii elektrycznej – wytwórcy w latach 2011–2012 [TWh]

	Odbiorcy końcowi	Przedsiębiorstwa obrotu	Giełda energii	Rynek bilansujący	Eksport	Pozostała sprzedaż*	Razem
2011	1,4	49,9	86,5	5,9	0,0	3,4	147,2
2012	1,9	44,1	88,9	5,5	0,1	3,2	143,9

* Pozostała sprzedaż obejmuje ilość energii elektrycznej sprzedawanej do OSP i OSD oraz sprzedaż do drobnych dystrybutorów lokalnych.

Źródło: Dane Ministerstwa Gospodarki i URE.

Zmiany preferencji odnośnie kierunków sprzedaży energii elektrycznej nastąpiły również w grupie przedsiębiorstw obrotu.

W 2011 r. przedsiębiorstwa obrotu w równym stopniu sprzedawały energię do odbiorców końcowych oraz do przedsiębiorstw obrotu. Natomiast w 2012 r. znacząco wzrosła sprzedaż do przedsiębiorstw obrotu (o 17,5%) oraz poprzez giełdę energii (o 78%). W 2012 r. sprzedaż do odbiorców końcowych utrzymana została na podobnym poziomie jak w 2011 r.

Tabela 5. Kierunki sprzedaży energii elektrycznej – przedsiębiorstwa obrotu w latach 2011–2012 [TWh]

	Odbiorcy końcowi	Przedsiębiorstwa obrotu	Giełda energii	Rynek bilansujący	Eksport	Pozostała sprzedaż*	Razem
2011	115,8	115,4	16,2	4,8	4,4	18,1	274,9
2012	115,2	135,6	28,8	4,5	4,2	18,6	306,9

* Pozostała sprzedaż obejmuje m.in. ilość energii elektrycznej sprzedawanej OSP, OSD, przedsiębiorstwom wytwórczym, sprzedaż do drobnych dystrybutorów lokalnych.

Źródło: Dane Ministerstwa Gospodarki i URE.

Ceny energii elektrycznej cechowały się i nadal cechują istotnym zróżnicowaniem w poszczególnych segmentach rynku. Wynika ono z następujących uwarunkowań: technologii produkcji (szczególnie wykorzystywanego paliwa), horyzontu czasowego dostaw, profilu dostaw, bieżącego zrównoważenia popytu i podaży.

W przypadku średnich cen energii elektrycznej wytwórców oraz przedsiębiorstw obrotu analizowane dane to dane zagregowane, zawierają ceny zarówno profili pasmo, jak i szczyt i odnoszą się do energii elektrycznej wytworzonej w 2012 r. Część z tej energii mogła być kontraktowana w latach poprzedzających a dostawa realizowana w 2012 r.

W 2012 r. średnie ceny sprzedaży w poszczególnych segmentach przez wytwórców oraz przedsiębiorstwa obrotu energii elektrycznej wytworzonej w 2012 r. pozostawały na zbliżonym poziomie bądź różniły się nieznacznie w porównaniu do 2011 r.

Średnia cena, po której wytwórcy sprzedawali energię elektryczną ukształtowała się w ostatnim roku na poziomie 203,44 zł/MWh i była wyższa od ceny z 2011 r. o 2,1%. Z kolei średnia cena sprzedawanej energii elektrycznej przez przedsiębiorstwa obrotu wyniosła 210,08 zł/MWh i była niższa od ceny z 2011 r. o 7,6%.

Zarówno w przypadku wytwórców, jak i przedsiębiorstw obrotu najbardziej spadły ceny w segmencie rynku bilansującego (w przypadku sprzedaży wytwórców o 7,2% oraz przedsiębiorstw obrotu o około 10%). Rynek bilansujący jest rynkiem typu *spot* i dlatego odzwierciedla ostatnie tendencje cenowe na rynku hurtowym. W pozostałych segmentach średnie ceny sprzedaży w 2012 r. oscylowały na podobnym poziomie jak w 2011 r. W tab. 6 i 7 przedstawiono bardziej uszczegółowioną sytuację cenową na rynku hurtowym.

Tabela 6. Średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej – wytwórcy w latach 2011–2012 [zł/MWh]

	Odbiorcy końcowi	Przedsiębiorstwa obrotu	Giełda energii	Rynek bilansujący	Eksport	Pozostała sprzedaż	Średnia ogółem
2011	234,54	197,17	199,36	206,27	194,84	201,07	199,11
2012	237,29	202,43	203,75	191,23	199,79	208,83	203,44

Źródło: Dane Ministerstwa Gospodarki i URE.

Tabela 7. Średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej – przedsiębiorstwa obrotu w latach 2011–2012 [zł/MWh]

	Odbiorcy końcowi	Przedsiębiorstwa obrotu	Giełda energii	Rynek bilansujący	Eksport	Pozostała sprzedaż	Średnia ogółem
2011	264,50	200,84	199,83	185,55	212,36	201,30	227,42
2012	253,89	203,79	194,81	166,86	198,23	198,78	210,08

Źródło: Dane Ministerstwa Gospodarki i URE.

W 2012 r. giełdowy obrót energią elektryczną realizowany był na TGE SA oraz platformie obrotu energią elektryczną POEE GPW SA.

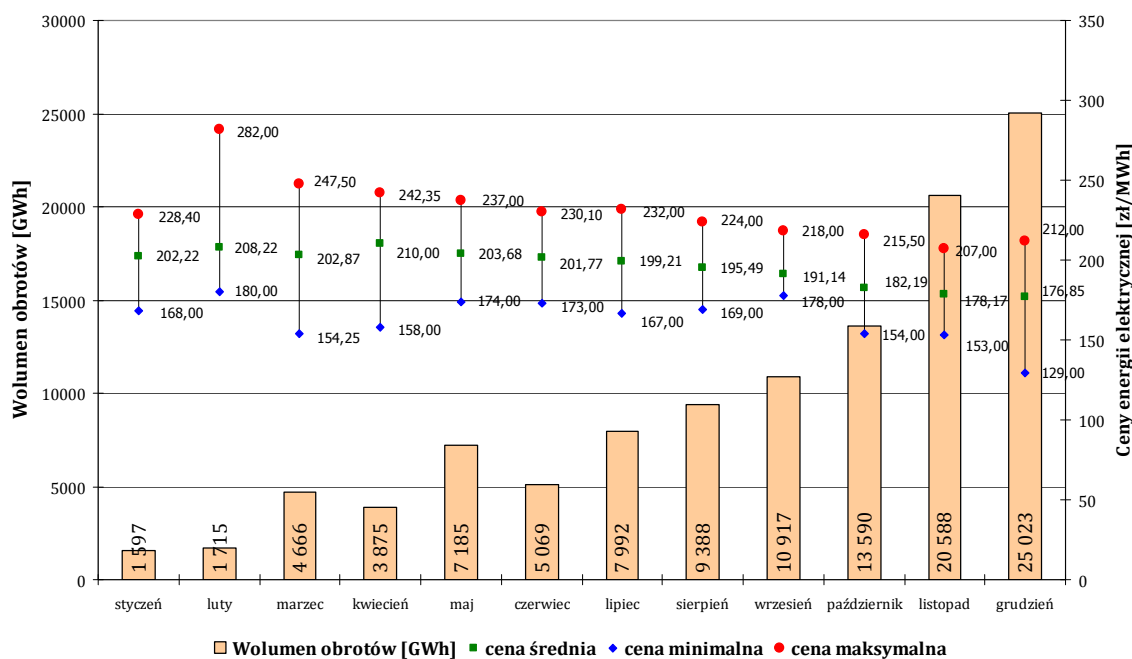
Dla TGE SA rok 2012 był kolejnym rokiem dynamicznego rozwoju. Niewątpliwie znaczenie mają takie cechy giełdy jak: przejrzystość zasad, łatwy dostęp dla wszystkich uczestników, optymalizacja procesu poszukiwania najlepszych ofert sprzedaży energii czy sygnały dla wytwórców energii elektrycznej o oczekiwaniach cenowych odbiorców.

W 2012 r. TGE SA prowadziła następujące rynki sprzedaży energii elektrycznej: Rynek Dnia Bieżącego, Rynek Dnia Następnego oraz Rynek Terminowy Towarowy. Sprzedaż energii elektrycznej była również realizowana w systemie aukcji. W 2012 r. wolumen obrotu na wszystkich rynkach dedykowanych energii elektrycznej, na parkiecie TGE SA, wyniósł łącznie 131,997 TWh licząc po dacie dostawy w 2012 r., co stanowiło 82,6% krajowej produkcji energii elektrycznej w 2012 r. oraz ponad 84,1% jej łącznego zużycia. W porównaniu z 2011 r. obrót na TGE SA wzrósł o 4,2%. Przy czym, najwyższą płynność na parkiecie TGE SA zanotowano w grudniu 2012 r., z wolumenem na poziomie 26,927 TWh, natomiast najniższą w styczniu, kiedy to wolumen ukształtował się na poziomie 3,173 TWh. Główną przyczyną rosnącego udziału sprzedaży przez giełdę było wejście w życie w 2010 r. przepisów ustawy – Prawo energetyczne, które zobowiązały wszystkich wytwórców do sprzedaży m.in. poprzez giełdę części (limit 15% wytwarzanej energii elektrycznej dotyczył wszystkich wy-

twórców) lub całości (limit 100% odnosił się do wytwórców objętych programem KDT) wytwarzanej energii elektrycznej.

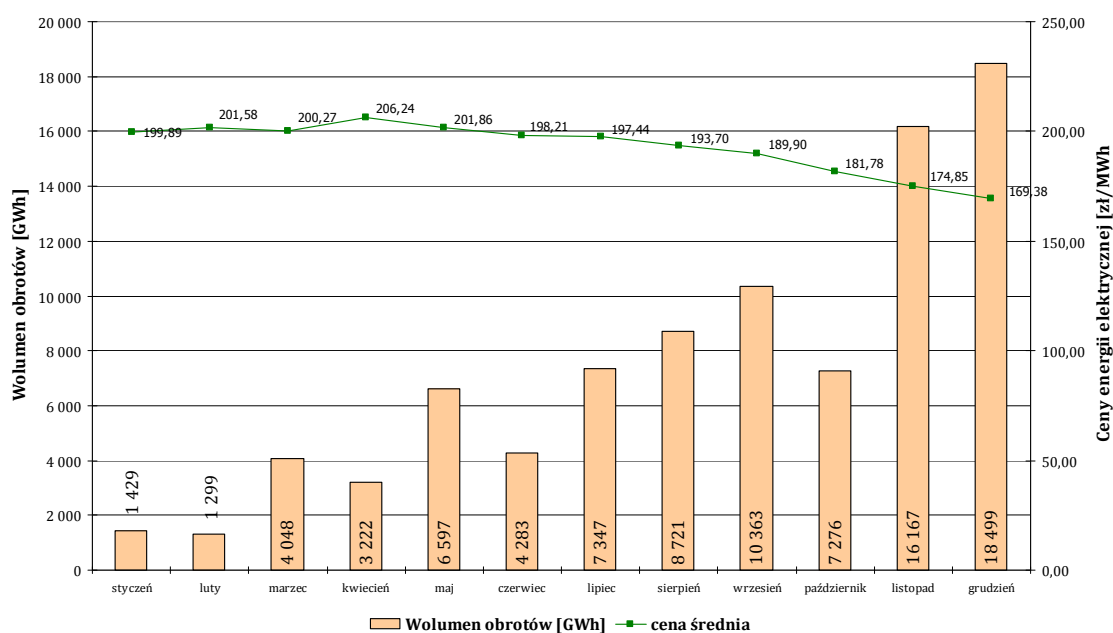
Największy wolumen obrotu realizowany jest na Rynku Terminowym Towarowym (RTT), działającym w ramach TGE SA, na którym sprzedawana jest energia z dostawą w określonym okresie w przyszłości. W 2012 r. na RTT zawarto 6 983 transakcje. W większości były to kontrakty z fizyczną dostawą na 2013 r. W 2012 r. członkowie giełdy zrealizowali transakcje zakupu/sprzedaży energii elektrycznej o łącznym wolumenie 112,874 TWh. Stanowi to wzrost o 5,6% w stosunku do łącznych obrotów na tym rynku w 2011 r. W skali miesiąca, najwyższy wolumen obrotów odnotowano w grudniu 2012 r., kiedy to ilość energii będąca przedmiotem transakcji na RTT osiągnęła poziom 25,022 TWh. Z kolei najniższą aktywność na tym rynku zarejestrowano w styczniu 2012 r. Średnia cena najbardziej płynnego kontraktu w 2012 r., jakim był BASE_Y-13, ukształtowała się na poziomie 197,76 zł/MWh, cena minimalna 166,90 zł/MWh a cena maksymalna 214,70 zł/MWh. RTT umożliwia członkom giełdy zawieranie kontraktów na dostawę energii elektrycznej w przyszłych okresach, zabezpieczenie ryzyka handlowego, jak również dostarcza informacji o oczekiwaniach uczestników rynku co do kształtowania się przyszłych cen energii elektrycznej. Średnioważone wolumenem ceny energii elektrycznej kontraktów zawartych na Rynku Terminowym w 2012 r. z fizyczną dostawą na 2012 r. i lata następne przedstawiono na rys. 7–9.

Rysunek 7. Wolumen obrotów i ceny energii elektrycznej kontraktów zawartych na Rynku Terminowym w 2012 r. z fizyczną dostawą na 2012 r. i lata następne



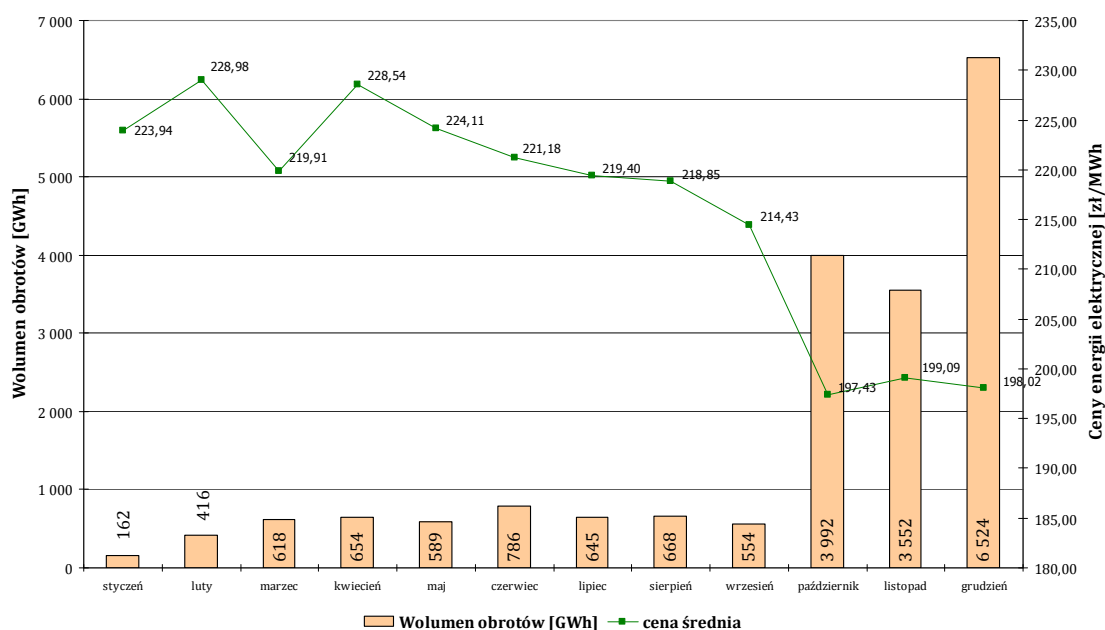
Źródło: URE na podstawie danych TGE SA liczonych wg obrotu w 2012 r.

Rysunek 8. Wolumen obrotów i średnie ceny energii elektrycznej kontraktów typu BASE (pasma) zawartych na Rynku Terminowym w 2012 r. z fizyczną dostawą na 2012 r. i lata następane



Źródło: URE na podstawie danych TGE SA liczonych wg obrotu w 2012 r.

Rysunek 9. Wolumen obrotów i średnie ceny energii elektrycznej kontraktów typu PEAK (szczyt) zawartych na Rynku Terminowym w 2012 r. z fizyczną dostawą na 2012 r. i lata następane



Źródło: URE na podstawie danych TGE SA liczonych wg obrotu w 2012 r.

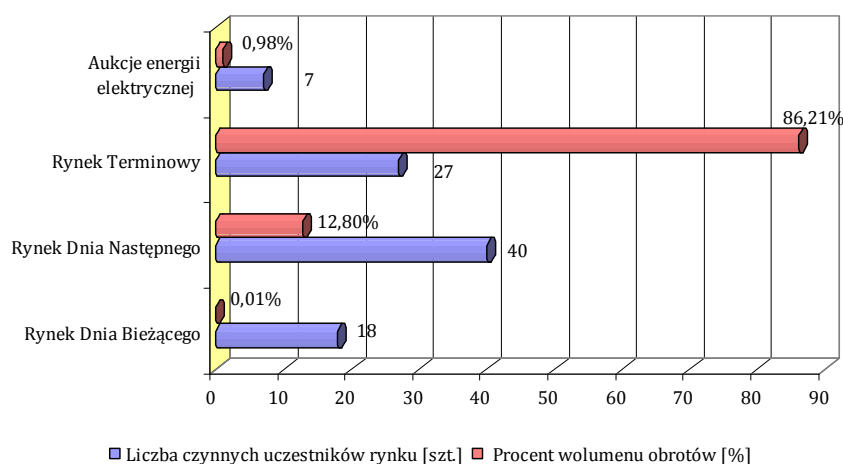
W 2012 r. łączny obrót na Rynku Dnia Następnego (RDN) wyniósł 19,104 TWh i był niższy od obrotu sprzed roku o 3,2%. Przy czym, najwyższą płynność na tym rynku zanotowano w grudniu 2012 r., z wolumenem na poziomie 1,903 TWh, natomiast najniższą w lutym, kiedy to wolumen ukształtował się na poziomie 1,305 TWh. W 2012 r. na RDN zawarto 1 111 883 transakcje. W 2012 r. średnioważona cena energii elektrycznej dla całej doby ze wszystkich transakcji kupna/sprzedaży wyniosła 179,45 zł/MW, co stanowi spadek o 12,5% w stosunku do 2011 r., kiedy to średnioważona cena energii wyniosła 205,19 zł/MWh. W 2012 r. najwyższą miesięczną cenę

za energię odnotowano w lutym – 221,06 zł/MW, natomiast najniższą w grudniu, kiedy to średnio-ważona cena dla całej doby ze wszystkich transakcji kupna/sprzedaży wyniosła 162,67 zł/MW.

Dwa pozostałe rynki funkcjonujące na TGE SA w 2012 r.: Rynek Dnia Bieżącego oraz Aukcje Energii Elektrycznej miały niewielkie znaczenie. Wolumen obrotów na Rynku Dnia Bieżącego w 2012 r. ukształtował się na poziomie 19,291 GWh, średnia cena energii elektrycznej wyniosła 216,99 zł/MWh, cena minimalna – 140 zł/MWh a cena maksymalna – 219,32 zł/MWh. Wolumen obrotów na rynku Aukcji Energii Elektrycznej wyniósł 1,267 TWh, średnia cena – 202,43 zł/MWh, cena minimalna – 193,49 zł/MWh a cena maksymalna – 214,00 zł/MWh.

Liczbę aktywnych uczestników oraz udział w łącznym obrocie energią elektryczną realizowaną w 2012 r. na TGE SA przedstawiono na poniższym rysunku.

Rysunek 10. Liczba aktywnych uczestników oraz podział obrotów na rynkach prowadzonych przez TGE SA w 2012 r.



Źródło: URE na podstawie danych TGE SA liczonych wg obrotu w 2012 r.

W 2012 r. POEE GPW SA prowadziła następujące rynki sprzedaży energii elektrycznej: Rynek Dobowo Godzinowy Energii Elektrycznej (REK GPW) oraz Rynek Terminowy Energii Elektrycznej (RTE GPW). W 2012 r. wolumen obrotu na wszystkich rynkach dedykowanych energii elektrycznej, na parkiecie POEE GPW SA wyniósł łącznie 7,4 TWh, co stanowiło 4,6% krajowej produkcji energii elektrycznej w 2012 r. oraz ponad 4,7% jej łącznego zużycia.

Największy wolumen obrotu realizowany był na RTE GPW, na którym sprzedawana jest energia z dostawą w określonym okresie w przyszłości. W 2012 r. na RTE zawarto 126 transakcji. W 2012 r. członkowie giełdy zawarli transakcje zakupu/sprzedaży energii elektrycznej na rok 2012 i lata następne o łącznym wolumenie 5,2 TWh. W 2012 r. na REK GPW zawarto 80 583 transakcje a zrealizowany wolumen obrotu wyniósł 2,2 TWh.

W 2012 r. w giełdowym obrocie energią elektryczną uczestniczyły przede wszystkim spółki wytwórcze oraz spółki obrotu. Zgodnie z informacjami uzyskanymi z Biur Maklerskich odnotowano jeden przypadek uczestnictwa odbiorcy końcowego, który za pośrednictwem Domu Maklerskiego zawierał transakcje na Rynku Dobowo Godzinowym Energii Elektrycznej. Odbiorca końcowy dokonał zakupu energii elektrycznej w 421 transakcjach na łączną ilość 10,9 GWh.

Informacje i dane prezentowane powyżej dotyczące TGE SA oraz POEE GPW SA potwierdzają fakt, iż branża energetyczna aktywnie uczestniczyła i uczestniczy w handlu energią elektryczną na polskiej giełdzie. Przejrzystość mechanizmu kształtowania cen w obrocie hurtowym ma ogromne znaczenie dla przedsiębiorstw energetycznych. Dla kształtowania się uczciwej ceny rynkowej energii niezbędnym jest istnienie płynnego rynku energii to znaczy takiego, na którym istnieje wiele kupujących i sprzedających a wolumen obrotu pozwala na swobodne zawieranie transakcji po cenach nie odbiegających od cen rzeczywistych. Dzięki wprowadzeniu obowiązku publicznej sprzedaży, płynność giełdowego rynku energii systematycznie rośnie. Jest to dowodem dojrzałości polskiego hurtowego rynku energii i jego dążenia do funkcjonowania według zasad przejrzystej konkurencji. Zapewnienie płynności na giełdzie to duży krok do włączenia się Polski w budowę wspólnego, transparentnego rynku energii w Europie.

1.1.2. Rynek detaliczny

Ogólna sytuacja

Rynek detaliczny jest rynkiem, na którym stroną transakcji jest odbiorca końcowy dokonujący zakupu paliw i energii na własny użytek. Rok 2012 był kolejnym rokiem, w którym Prezes URE kontynuował 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). Największy udział w sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych mają sprzedawcy „zasiedziali” (*incumbent supplier*), którzy pozostali po wyodrębnieniu operatorów sieci dystrybucyjnej, jako stroną umów kompleksowych, tj. umów łączących w sobie postanowienia umowy 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.

W 2012 r. na rynku energii elektrycznej funkcjonowało 82 aktywnych sprzedawców tzn. takich, którzy mieli zawarte GUD-y z operatorami systemów dystrybucyjnych. Ogólna liczba podmiotów posiadających koncesję na obrót energią elektryczną wyniosła ok. 360, przy czym w dużej mierze były to pionowo zintegrowane przedsiębiorstwa energetyki przemysłowej, realizujące oprócz sprzedaży także usługę dystrybucyjną.

W 2012 r. funkcjonowało sześciu tzw. „dużych OSD”, 1 października 2012 r. nastąpiła konsolidacja dwóch spółek wypełniających funkcje OSD tj. TAURON Dystrybucja SA z siedzibą w Krakowie ze spółką TAURON Dystrybucja GZE SA z siedzibą w Gliwicach. Aktualnie spółka działa pod nazwą TAURON Dystrybucja SA z siedzibą w Krakowie. Około 177²¹⁾ podmiotów prowadziło działalność polegającą na dystrybucji energii elektrycznej, z czego 148 podmiotów zostało wyznaczonych przez Prezesa URE na operatorów systemów dystrybucyjnych (przy czym w części przypadków termin rozpoczęcia pełnienia funkcji operatora ustalono w okresie od 1 stycznia 2013 r. do 1 marca 2013 r.).

Po stronie popytowej rynku detalicznego energii elektrycznej znajdują się konsumenci – odbiorcy końcowi. Jest ich ok. 16,7 mln, z czego ok. 90% to odbiorcy z grupy G. Jednocześnie wolumen energii dostarczonej dla tej grupy nie jest wysoki i stanowi w sumie ok. 24% całości dostaw energii elektrycznej.

Na rynku w dalszym ciągu utrzymuje się sytuacja „przywiązania” konsumentów do dotychczasowych sprzedawców i niewielka skala ich zmiany, mimo, że prawo wyboru sprzedawcy (ang. *TPA*) przysługuje wszystkim grupom odbiorców od 1 lipca 2007 r. Pomimo ciągle niedużej grupy odbiorców, którzy skorzystali z prawa wyboru sprzedawcy, liczba wszystkich odbiorców, którzy wykorzystali to uprawnienie była w 2012 r. prawie czterokrotnie większa w stosunku do stanu z 2011 r. Podkreślenia wymaga fakt, że dynamika zjawiska zmiany sprzedawcy przez odbiorców w gospodarstwach domowych ciągle utrzymuje wysoki poziom, jak również utrzymuje wyższy poziom niż w grupie odbiorców instytucjonalnych. Liczba gospodarstw domowych, które zmieniły sprzedawcę wzrosła na koniec 2012 r. ponad pięciokrotnie, w porównaniu do liczby odnotowanej na koniec 2011 r. Wzrost ten spowodowany był wzmożoną aktywnością akwizycyjną sprzedawców energii, którą mógł spowodować spadek zapotrzebowania na energię elektryczną w segmencie odbiorców biznesowych. Nadwyżka energii elektrycznej na rynku spowodowana spowolnieniem gospodarczym skłoniła sprzedawców do wzrostu ich zainteresowania odbiorcami w gospodarstwach domowych. Znaczny wzrost liczby odbiorców TPA w tej grupie skutkowało zwiększeniem ilości zapytań i skarg kierowanych do Prezesa URE. W sprawach dotyczących podejrzenia o stosowanie nieuczciwych praktyk rynkowych przez niektórych sprzedawców Prezes URE prowadził, podobnie jak we wcześniejszych latach, współpracę z Urzędem Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

²¹⁾ 3 maja 2005 r., tj. z dniem wejścia w życie ustawy z 4 marca 2005 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2005 r. Nr 62, poz. 552) koncesje wydane na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej z mocy prawa stały się koncesjami na przesyłanie lub dystrybucję energii elektrycznej, stosownie do zakresu prowadzonej działalności gospodarczej przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej. Zatem na 177 siedem przedsiębiorstw zajmujących się dystrybucją energii elektrycznej składają się podmioty z koncesją DEE oraz PEE (bez PSE SA).

Tabela 8. Dostawa energii elektrycznej do grup odbiorców końcowych

OSD przyłączeni do sieci NN

Grupy odbiorców wg skali zakupu [MWh]	Liczba odbiorców ogółem w 2012 r. [szt.]	Energia dostarczona ogółem w 2012 r. [MWh]*	Liczba odbiorców TPA wg grup taryfowych		Energia dostarczona w TPA wg grup taryfowych [MWh]	
			A, B, C	G	A, B, C	G
> 2 000	5 924	54 708 620	1 650	1	36 400 790	8 100
50 – 2 000	99 527	23 066 935	16 945	242	4 285 030	43 366
< 50	16 527 763	43 289 022	45 107	80 053	946 560	106 557
Razem:	16 633 214	121 064 578	63 702	80 296	41 632 379	158 023
OSD Energetyki Przemysłowej						
> 2 000	771	5 105 793	29	0	666 853	0
50 – 2 000	4 224	891 300	160	0	63 939	0
< 50	56 509	392 836	134	4	3 270	7
Razem:	61 504	6 389 930	323	4	734 062	7
OSD razem						
> 2 000	6 695	59 814 414	1 679	498	37 067 643	8 100
50 – 2 000	103 751	23 958 235	17 105	1 638	4 348 968	43 366
< 50	16 584 272	43 681 858	45 241	78 164	949 830	106 564
Suma OSD	16 694 718	127 454 507	64 025	80 300	42 366 441	158 030

* Szacunkowy wolumen energii elektrycznej (brak części pomiarów na koniec 2012 r.)

Źródło: URE na podstawie danych przedstawionych przez OSD.

Ceny

Zaprezentowane w tab. 9 i na rys. 11 dane dotyczą cen energii elektrycznej oraz opłat dystrybucyjnych, zastosowanych we wskazanych okresach u odbiorców posiadających umowy kompleksowe.

Pomiędzy IV kwartałem 2011 r. a IV kwartałem 2012 r. opłaty za energię elektryczną stosowane wobec odbiorców, którzy nie skorzystali z prawa wyboru sprzedawcy, wykazywały niewielkie tendencje wzrostowe. Dynamika wzrostów cen energii elektrycznej dla badanego okresu wahała się pomiędzy 1,6% w przypadku cen dla odbiorców w grupie taryfowej B, a 5,8% w przypadku cen dla odbiorców w gospodarstwach domowych. Wzrosty cen w badanym okresie utrzymywały się na poziomie porównywalnym do wzrostów odnotowanych w okresie pomiędzy IV kwartałem 2010 r. i IV kwartałem 2011 r.

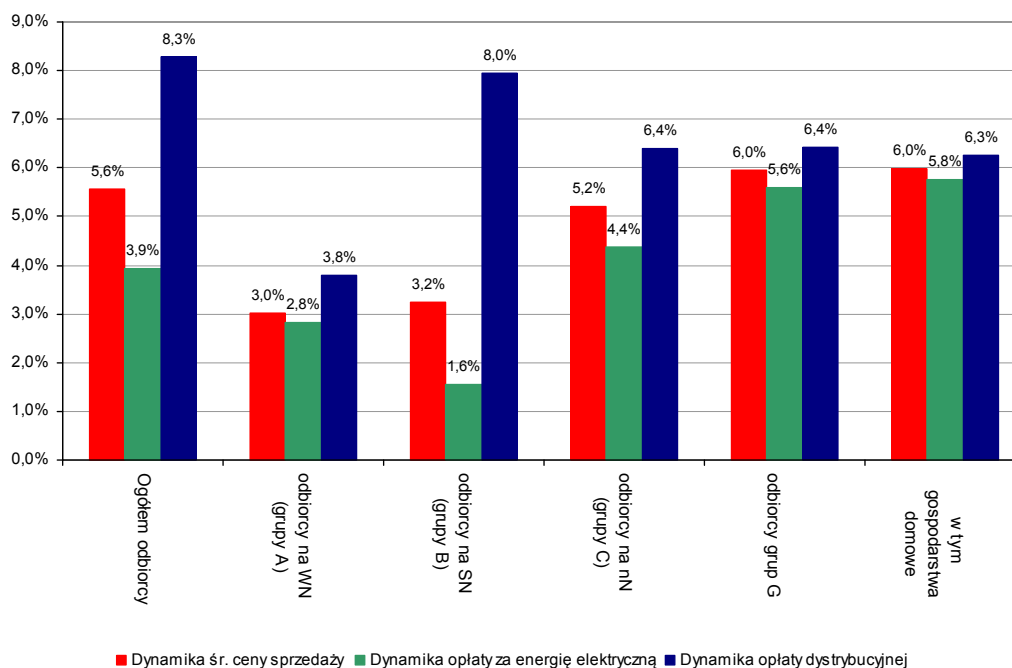
Dynamika wzrostu opłaty dystrybucyjnej była nieco większa niż dynamika wzrostu cen energii elektrycznej i zawierała się w przedziale od 6,3% dla odbiorców w gospodarstwach domowych do 8,3% dla odbiorców w grupie taryfowej A. Podkreślić warto fakt, że w dobie spowolnienia gospodarczego większą dynamikę wzrostu cen wykazuje działająca w warunkach monopolu naturalnego dystrybucja energii elektrycznej (której ceny są zatwierdzane przez Prezesa URE) niż energia elektryczna, której ceny w większości uwzględniają uwarunkowania wolnorynkowe.

Tabela 9. Opłaty za energię elektryczną i usługi dystrybucyjne, stosowane wobec odbiorców posiadających umowy kompleksowe

Wyszczególnienie	IV kwartał 2011 r.			IV kwartał 2012 r.		
	średnia cena sprzedaży	w tym:		średnia cena sprzedaży	w tym:	
		opłata za energię elektryczną	opłata dystrybucyjna		opłata za energię elektryczną	opłata dystrybucyjna
[zł/MWh]						
Ogółem odbiorcy	445,6	277,9	167,7	470,4	288,8	181,6
w tym: odbiorcy na WN (grupy A)	313,5	248,0	65,5	323,0	255,0	68,0
odbiorcy na SN (grupy B)	363,4	268,2	95,2	375,2	272,4	102,8
odbiorcy na nN (grupy C)	538,6	315,4	223,1	566,7	329,2	237,4
odbiorcy grup G	478,1	269,2	208,9	506,6	284,3	222,3
w tym: gospodarstwa domowe	479,2	269,1	210,1	507,9	284,6	223,3

Źródło: ARE SA.

Rysunek 11. Zmiana opłat za energię elektryczną i usługę dystrybucyjną – porównanie IV kwartału 2012 r. i 2011 r.



Źródło: Opracowano na podstawie danych gromadzonych przez ARE SA.

Uwarunkowania instytucjonalne funkcjonowania rynku detalicznego

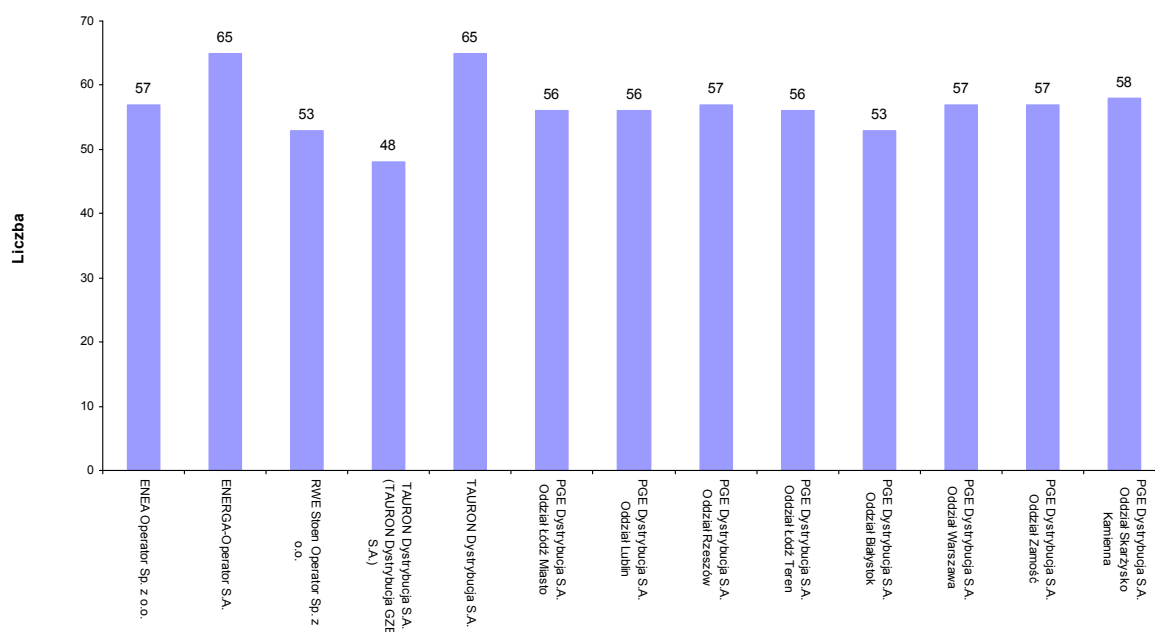
Umowy generalne (GUD)

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. W pierwszym okresie po jego uzgodnieniu nie był on powszechnie stosowany, co spowodowane było zapewne bardzo zróżnicowanymi potrzebami przedsiębiorstw obrotu, natomiast w kolejnych latach można było zauważyć wzrost zainteresowania podpisywaniem umów w rekomendowanym kształcie. W 2012 r. był on już powszechnie stosowany przez poszczególnych operatorów i przedsiębiorstwa obrotu.

Na koniec grudnia 2012 r. największą liczbę – po 65 zawartych generalnych umów dystrybucji posiadały: ENERGA-OPERATOR SA oraz TAURON Dystrybucja SA. Na rys. 12 podano także dane dla nieistniejącego już TAURON Dystrybucja GZE SA, ze względu na fakt, że konsolidacja spółek z GK TAURON Polska Energia nastąpiła w październiku 2011 r. i nie wszystkie umowy sprzedaży energii elektrycznej były przepisane do końca 2012 r. na nowy podmiot tj. TAURON Dystrybucja SA. Dane dla PGE Dystrybucja SA, podmiot ten pokazuje w rozbiciu na oddziały dystrybucyjne, które przed konsolidacją były samodzielnymi OSD. 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.

W 2012 r. Prezes URE kontynuował działania na rzecz upowszechnienia stosowania umów kompleksowych w ofertach alternatywnych sprzedawców (tzw. GUD-K), łączących w sobie postanowienia umowy sprzedaży energii elektrycznej z postanowieniami umowy świadczenia usług dystrybucji. Szczegółowe informacje na ten temat zawarte są w dalszej części sprawozdania.

Rysunek 12. Liczba zawartych generalnych umów dystrybucji w 2012 r. przez poszczególnych operatorów



Źródło: URE.

Warto wspomnieć, że po konsolidacji, jaka miała miejsce w latach 2011–2012, w ramach grupy kapitałowej TAURON zmniejszyła się ilość OSD. Aktualnie funkcjonuje pięciu dużych OSD (wyodrębnionych z przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo), przy czym PGE Dystrybucja SA utrzymuje podział na oddziały, zgodny z dawnymi OSD.

1.2. Regulowanie działalności przedsiębiorstw elektroenergetycznych

1.2.1. Koncesje

Zgodnie z art. 32 ustawy – Prawo energetyczne 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 z wyłączeniem wytwarzania energii elektrycznej z biogazu rolniczego,
- przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej,
- obrotu energią elektryczną, z wyłączeniem: obrotu energią elektryczną za pomocą instalacji o napięciu poniżej 1 kV będącej własnością odbiorcy,
- obrotu energią elektryczną z wyłączeniem 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 zakresie obrotu towarami giełdowymi oraz przez spółkę prowadzącą giełdę towarową, giełdową izbę rozrachunkową, Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych SA lub przez spółkę, której Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych SA przekazał wykonywanie czynności z zakresu zadań, o których mowa w art. 48 ust. 2 ustawy z 29 lipca 2005 r. o obrocie in-

strumentami finansowymi, nabywające paliwa gazowe lub energię elektryczną, z tytułu realizacji zadań określonych w ustawie z 26 października 2000 r. o giełdach towarowych.

Zgodnie z art. 33 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne koncesję może otrzymać wnioskodawca, który ma 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, dysponuje środkami finansowymi w wielkości gwarantującej prawidłowe wykonywanie działalności bądź jest w stanie udokumentować możliwości ich pozyskania, ma możliwości techniczne gwarantujące prawidłowe wykonywanie działalności, zapewni zatrudnienie osób o właściwych kwalifikacjach zawodowych, oraz uzyskał decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu albo decyzję o ustaleniu lokalizacji inwestycji w zakresie budowy obiektu energetyki jądrowej. Ustawa określa minimalny zakres wniosku koncesyjnego (art. 35 ust. 1) oraz przesłanki uniemożliwiające otrzymanie koncesji (art. 33 ust. 3).

Rok 2012 był kolejnym rokiem zmian w funkcjonowaniu sektora elektroenergetycznego w Polsce, będących następstwem m.in. nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne, która weszła w życie 11 marca 2010 r. Podobnie jak w roku poprzednim, konsekwencją ww. nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne była rezygnacja z prowadzenia działalności koncesjonowanej w zakresie dystrybucji energii elektrycznej przez kolejnych przedsiębiorców. Rezygnacje te wynikały w znacznej mierze ze zwiększenia obowiązków nałożonych ustawą na tę grupę przedsiębiorców.

W 2012 r. kontynuowany był proces konsolidacji w ramach największych grup kapitałowych. W październiku 2012 r. nastąpiło połączenie operatorów systemów dystrybucyjnych z GK TAURON tj. TAURON Dystrybucja SA (spółka przejmująca) i TAURON Dystrybucja GZE SA (spółka przejmowana)²²⁾. Na wniosek strony Prezes URE wszczął postępowanie administracyjne w sprawie zmiany koncesji na dystrybucję energii elektrycznej udzielonej TAURON Dystrybucja SA poprzez rozszerzenie zakresu terytorialnego ww. koncesji o obszar działania TAURON Dystrybucja GZE SA (do 31 grudnia 2012 r. postępowanie nie zostało zakończone).

W ślad za działaniami z lat poprzednich, w wyniku otrzymywanych od przedsiębiorców informacji na temat planowanego zakończenia działalności koncesjonowanej, a także w toku prowadzonych postępowań administracyjnych w sprawach cofnięcia koncesji, Prezes URE w 2012 r. monitorował przebieg procesów związanych z zakończeniem działalności koncesjonowanej w celu zbadania możliwości wystąpienia przesłanki zagrożenia interesów odbiorców. W tego rodzaju sytuacjach Prezes URE ma bowiem prawo i obowiązek podejmowania działań interwencyjnych przewidzianych przepisami prawa. W 2012 r. Prezes URE aktywnie monitorował sytuację odbiorców jednego z przedsiębiorców, który zgłosił zamiar zaprzestania działalności koncesjonowanej w zakresie dystrybucji energii elektrycznej oraz obrotu energią elektryczną. Ze względu na społeczną wagę sprawy, Prezes URE podjął także działania informacyjne skierowane do odbiorców zasilanych z sieci elektroenergetycznej wskazanego wyżej przedsiębiorcy, dotyczące możliwości zapewnienia ciągłości dostaw energii elektrycznej oraz konsekwencji cofnięcia lub wygaśnięcia koncesji na dystrybucję energii elektrycznej temu przedsiębiorcy. Ostatecznie przedsiębiorca poinformował Prezesa URE o przesunięciu planowanego terminu zakończenia działalności na 31 grudnia 2013 r.

Prezes URE realizował w 2012 r. obowiązki w zakresie dotyczącym koncesjonowania przedsiębiorstw elektroenergetycznych przy pomocy Departamentu Przedsiębiorstw Energetycznych (departamentu) oraz oddziałów terenowych²³⁾.

W 2012 r. Prezes URE udzielił 222 koncesje w zakresie energii elektrycznej (w tym 158 na wytwarzanie energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii). Na koniec grudnia 2012 r. ważne koncesje (w liczbie 1 862) posiadało 1 629 przedsiębiorców wykonujących koncesjonowaną działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej oraz obrotu energią elektryczną.

²²⁾ Konsolidacja operatorów systemów dystrybucyjnych w GK TAURON nastąpiła w trybie art. 492 § 1 pkt 1 Kodeksu spółek handlowych tj. przez przeniesienie całego majątku spółki przejmowanej na spółkę przejmującą w zamian za akcje spółki przejmującej, które zostaną wydane wspólnikom i akcjonariuszom spółki przejmowanej (łączenie przez przejęcie).

²³⁾ Dane dotyczące działalności oddziałów terenowych prezentowane są w Aneksie do sprawozdania.

Liczbę koncesji udzielonych w 2012 r. w podziale na poszczególne rodzaje działalności koncesjonowanej w zakresie energii elektrycznej przedstawia poniższa tabela.

Tabela 10. Liczba koncesji udzielonych w 2012 r. oraz liczba ważnych koncesji udzielonych przez Prezesa URE według stanu na koniec 2012 r.

Energia elektryczna	Koncesje udzielone w zakresie działania departamentu [szt.]	Koncesje ważne na koniec 2012 r. (dotyczy urzędu jako całości) [szt.]
Wytwarzanie	27	1 332*
Przesyłanie lub dystrybucja	4	176
Obrót	27**	354***
Razem	58	1 862

* W tym 1 226 OZE.

** W tym 4 koncesje wydane dla podmiotów mających siedzibę zagranicą.

*** W tym 33 koncesje wydane dla podmiotów mających siedzibę zagranicą.

Źródło: URE.

Tabela 11. Instalacje OZE na podstawie koncesji ważnych na 31 grudnia 2012 r.

Rodzaj źródła	Sumaryczna moc zainstalowana [MW]	Liczba instalacji
Elektrownie na biogaz*	99,465	170
Elektrownie na biomasę	820,700	27
Elektrownie wytwarzające energię elektryczną z promieniowania słonecznego	1,290	9
Elektrownie wiatrowe	2 496,748	696
Elektrownie wodne	966,103	770
Współspalanie**		43
Łącznie	4 384,306	1 715

* Nie uwzględnia danych dot. 29 instalacji wytwarzających energię elektryczną z biogazu rolniczego wpisanych do rejestru prowadzonego przez Prezesa ARR.

** Ze względu na różne przedziały procentowego udziału biomasy (w całkowitym strumieniu paliwa), w odniesieniu do tych instalacji, nie podano całkowitej mocy zainstalowanej.

Źródło: URE.

W 2012 r., w zakresie działania departamentu, wydano 102 decyzje zmieniające udzielone koncesje (promesy koncesji). Zmiany udzielonych koncesji (promesy koncesji) podyktowane były przede wszystkim:

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

W 2012 r., w zakresie działania departamentu, Prezes URE wydał 21 decyzji o uchyleniu, cofnięciu lub wygaszeniu koncesji, m.in. w związku z trwałym zaprzestaniem wykonywania działalności gospodarczej lub niepodjęciem działalności objętej koncesją, a także w związku z przekształceniami kapitałowymi przedsiębiorstw. W jednym przypadku stwierdzono wygaśnięcie decyzji koncesyjnej w związku z jej bezprzedmiotowością spowodowaną przejściem koncesji przysługującej koncesjonariuszowi działającemu w formie spółki kapitałowej w związku z połączeniem spółek w trybie art. 492 § 1 pkt 1 Ksh²⁴⁾. Również w jednym przypadku koncesję uchylono na wniosek przedsiębiorcy. W 2012 r. w czterech przypadkach wydano decyzję odmawiającą udzielenia koncesji na obrót energią elektryczną. Powodem odmowy udzielenia koncesji w dwóch przypadkach było niezłożenie przez przedsiębiorcę zabezpieczenia majątkowego, od którego Prezes URE uzależnił udzielenie koncesji, nato-

²⁴⁾ W myśl art. 494 § 2 Ksh, na spółkę przejmującą albo spółkę nowo zawiązaną przechodzą z dniem połączenia w szczególności zezwolenia, koncesje oraz ulgi, które zostały przyznane spółce przejmowanej albo którejkolwiek ze spółek łączących się przez zawiązanie nowej spółki. Przy czym stosownie do art. 618 ww. ustawy, przepisy art. 494 § 2 Ksh stosuje się do koncesji, zezwoleń i ulg przyznanych po dniu wejścia w życie ustawy, tj. po 1 stycznia 2001 r., chyba że przepisy dotychczasowe przewidywały przejście takich uprawnień na spółkę przejmującą lub na spółkę nowo zawiązaną.

miast w kolejnych dwóch przypadkach przedsiębiorca nie dysponował środkami finansowymi w wielkości gwarantującej prawidłowe wykonywanie działalności oraz nie był w stanie udokumentować możliwości ich pozyskania. W jednym przypadku Prezes URE odmówił zmiany koncesji poprzez ograniczenie jej zakresu terytorialnego. Za odmową zmiany przemawiał interes społeczny (jako jedna z przesłanek wskazanych w art. 155 Kodeksu postępowania administracyjnego), który wymaga, aby odbiorcy koncesjonariusza, znajdujący się na obszarze objętym wnioskiem o ograniczenie, mieli dostęp do wysokiej jakości usługi dystrybucji energii elektrycznej, a także mogli skorzystać w razie takiej potrzeby z możliwości zmiany sprzedawcy tej energii (tj. zasady TPA – *Third Party Access*).

Do końca 2012 r., w zakresie działania departamentu, Prezes URE udzielił 18 promes koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w OZE, a także pozytywnie rozpatrzył jeden wniosek w zakresie promesy koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w źródle konwencjonalnym oraz dwa wnioski o udzielenie promesy koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie obrotu energią elektryczną.

Tabela 12. Projektowane instalacje OZE na podstawie ważnych na 31 grudnia 2012 r. promes koncesji

Rodzaj źródła	Sumaryczna moc zainstalowana [MW]	Liczba instalacji
Elektrownie na biogaz	13,100	12
Elektrownie na biomasę	62,860	17
Elektrownie wiatrowe	4 945,022	229
Elektrownie wodne	6,066	15
Elektrownie wytwarzające energię elektryczną z promieniowania słonecznego	6,319	13
Współspalanie*	-	2
Łącznie	5 033,367	288

* Ze względu na różne przedziały procentowego udziału biomasy (w całkowitym strumieniu paliwa), w odniesieniu do tych instalacji, nie podano całkowitej mocy zainstalowanej.

Źródło: URE.

1.2.2. Taryfy i warunki ich kształtowania

W 2012 r. Prezes URE zatwierdzał taryfy dla energii elektrycznej dla:

- 1) operatora systemu przesyłowego (OSP) – dla podmiotów korzystających z usługi przesyłania na podstawie umowy przesyłowej,
- 2) operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD), którzy 1 lipca 2007 r. dokonali rozdziału działalności – dla odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnych na wszystkich poziomach napięć, czyli dla odbiorców przemysłowych, średniego i małego biznesu oraz gospodarstw domowych,
- 3) pozostałych przedsiębiorstw energetycznych, tzw. przedsiębiorstw energetyki przemysłowej, w zakresie dystrybucji energii elektrycznej i dla części tych przedsiębiorstw również w zakresie obrotu energią elektryczną (grupy G) – dla odbiorców przyłączonych do sieci tych przedsiębiorstw.

Ponadto, w 2012 r. przedłużony został do 30 czerwca 2013 r. okres obowiązywania taryf przedsiębiorstw obrotu energią elektryczną – w odniesieniu do odbiorców grup taryfowych G, przyłączonych do sieci danego operatora systemu dystrybucyjnego, dla których przedsiębiorstwo obrotu świadczy usługę kompleksową.

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

Mając na uwadze fakt, iż w procesie zatwierdzenia taryfy PSE Operator SA na 2012 r., uwzględniono jedynie częściowo metodę taryfy wieloletniej (z 4-letnim okresem regulacji), tj. w zakresie sposobu stanowiącego kosztów operacyjnych, na początku 2012 r. podjęto działania mające na celu wypracowanie zasad wyznaczania pozostałych elementów przychodu przedsiębiorstwa. Metoda taryfy wieloletniej, o akceptację której wniósł PSE Operator SA, została zawarta w dokumencie p.n. „Zasady stanowiącego kosztów będących podstawą kalkulacji stawek opłat w Taryfach PSE Operator S.A. w latach 2012–2015”, który został następnie zaakceptowany przez Prezesa URE. Równocześnie, Prezes URE wydał decyzję ustalającą współczynniki korekcyjne określające projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania PSE Operator SA w kolejnych latach okresu regulacji obejmującego lata 2012–2015²⁵⁾.

Na początku sierpnia 2012 r. Prezes URE wezwał PSE Operator SA do przedłożenia wniosku o zatwierdzenie taryfy na 2013 r., w zakresie prowadzonej przez przedsiębiorstwo działalności. Przedsiębiorstwo złożyło stosowny wniosek pod koniec sierpnia 2012 r. W trakcie kolejnych miesięcy taryfowania analizie podlegały nie tylko wybrane pozycje kosztowe, ale również wielkości energii i mocy stanowiące podstawę kalkulacji stawek opłat przesyłowych. W procesie zatwierdzenia taryfy przedsiębiorstwa na 2013 r. wykorzystano zasady wyznaczania kosztów opisane we wspomnianym powyżej dokumencie. Postępowanie w sprawie zatwierdzenia taryfy PSE Operator SA na 2013 r. zakończyło się wydaniem przez Prezesa URE decyzji 17 grudnia 2012 r.

W taryfie został uwzględniony nowy poziom stawek opłaty przejściowej na podstawie Informacji Prezesa URE Nr 27/2012 z 23 października 2012 r. w sprawie stawek opłaty przejściowej na rok 2013.

Zatwierdzanie taryf dla operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD), którzy 1 lipca 2007 r. dokonali rozdzielenia działalności

Wytyczne w zakresie kalkulacji taryf na 2013 r. dla operatorów systemów dystrybucyjnych zostały zawarte w dokumencie „TARYFY OSD NA ROK 2013 (dotyczy OSD, którzy dokonali z dniem 1 lipca 2007 r. rozdzielenia działalności)” opublikowanym na stronie internetowej URE.

Podstawowym założeniem Prezesa URE w trakcie prowadzonych w 2012 r. przygotowań do procesu taryfowania była kontynuacja podejścia zastosowanego w 2011 r., w trakcie procesu zatwierdzenia taryf na 2012 r. W rezultacie, taryfy obowiązujące w 2013 r. są drugimi taryfami zatwierdzonymi w ramach 4-letniego okresu regulacji obejmującego lata 2012–2015.

Zgodnie z wcześniejszą zapowiedzią przekazaną OSD w trakcie prowadzonego w 2011 r. procesu zatwierdzenia taryf, w 2012 r. Prezes URE wydał decyzje ustalające współczynniki korekcyjne określające projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania OSD w kolejnych latach okresu regulacji obejmującego lata 2012–2015²⁶⁾. Decyzje te uwzględniały wyniki dokonanej w latach 2010–2011 oceny efektywności OSD w zakresie kosztów operacyjnych. W trakcie procesu zatwierdzenia taryf na 2013 r., poziom kosztów operacyjnych dla każdego z OSD został wyznaczony w oparciu o powyższe współczynniki korekcyjne.

Przy ustalaniu uzasadnionego poziomu różnicy bilansowej również wykorzystano wyniki dokonanej oceny efektywności OSD w tym zakresie.

W prowadzonym w 2012 r. procesie taryfowania operatorów systemów dystrybucyjnych kontynuowano metodę wyznaczania średnioważonego kosztu kapitału, wprowadzoną w procesie

²⁵⁾ Stosownie do zapisów rozporządzenia Ministra Gospodarki z 18 sierpnia 2011 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz. U. z 2011 r. Nr 189, poz. 1126, z późn. zm.), w pierwszym roku okresu regulacji (2012 r.) współczynniki te były zawarte w stawkach opłat, natomiast na kolejne lata okresu regulacji zostały ustalone w stosownych decyzjach.

²⁶⁾ Stosownie do zapisów rozporządzenia Ministra Gospodarki z 18 sierpnia 2011 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz. U. z 2011 r. Nr 189, poz. 1126, z późn. zm.), w pierwszym roku okresu regulacji (2012 r.) współczynniki te były zawarte w stawkach opłat, natomiast na kolejne lata okresu regulacji zostały ustalone w stosownych decyzjach.

zatwierdzania taryf w 2010 r. na okres 2011–2015²⁷⁾. Stosownie do wcześniejszych zapowiedzi, zaktualizowane zostały niektóre parametry służące do wyznaczania średnioważonego kosztu kapitału, w tym poziom stopy wolnej od ryzyka²⁸⁾.

W 2012 r., we współpracy z przedstawicielami OSD, została zaktualizowana metoda wynagradzania wartości regulacyjnej aktywów. Zostały wprowadzone zapisy regulujące zasady wynagradzania inwestycji w inteligentne systemy pomiarowo-rozliczeniowe oraz sytuację, w której liczniki energii elektrycznej amortyzowane są jednorazowo.

Sposób wyznaczania pozostałych kosztów determinujących poziom przychodu regulowanego dla każdego z Operatorów Systemów Dystrybucyjnych został określony w dokumencie „TARYFY OSD NA ROK 2013 (dotyczy OSD, którzy dokonali z dniem 1 lipca 2007 r. rozdzielenia działalności)”.

Proces zatwierdzania taryf dla usług dystrybucji energii elektrycznej na 2012 r. został rozpoczęty w listopadzie 2012 r. i objął pięć przedsiębiorstw, tj. RWE Stoen Operator Sp. z o.o., PGE Dystrybucja SA, ENERGA-OPERATOR SA, ENEA Operator Sp. z o.o. oraz TAURON Dystrybucja SA, która powstała w wyniku konsolidacji TAURON Dystrybucja SA z TAURON Dystrybucja GZE SA (dawniej Vattenfall Distribution Poland SA). Prezes URE 17 grudnia 2012 r. zatwierdził taryfy dla czterech operatorów systemów dystrybucyjnych, natomiast 19 grudnia 2012 r. zatwierdził taryfę dla PGE Dystrybucja SA. Taryfy te zostały zatwierdzone na okres do 31 grudnia 2013 r.

Stawki opłat dystrybucyjnych dla odbiorców końcowych tych przedsiębiorstw (pięciu OSD) w wyniku zatwierdzonych taryf wzrosły średnio o 0,9%. Stawki za usługę dystrybucji dla odbiorców grup taryfowych G zmieniły się w zakresie: od spadku 1,0% w RWE Stoen Operator Sp. z o.o. do wzrostu 3,4% w ENERGA-OPERATOR SA.

Zatwierdzanie taryf dla przedsiębiorstw obrotu powstałych w wyniku rozdziału działalności

Na początku 2012 r. kontynuowano proces zatwierdzania taryf dla energii elektrycznej na 2012 r. dla odbiorców grup taryfowych G dla RWE Polska SA oraz Vattenfall Sales Poland Sp. z o.o., gdyż postępowania te nie zostały zakończone do 31 grudnia 2011 r. Prezes URE 7 marca 2012 r. odmówił zatwierdzenia taryf dla RWE Polska SA oraz Vattenfall Sales Poland SA na 2012 r., m.in. ze względu na zbyt wygórowane żądania odnośnie poziomu proponowanych cen.

20 grudnia 2012 r. dla czterech przedsiębiorstw obrotu, tj.: PGE Obrót SA, ENERGA-OBROT SA, ENEA SA oraz TAURON Sprzedaż Sp. z o.o., Prezes URE zatwierdził zmiany decyzji zatwierdzających taryfy dla energii elektrycznej dla grup taryfowych G, w zakresie wydłużenia okresu obowiązywania taryf do 30 czerwca 2013 r. Wydłużenie okresu obowiązywania taryf sprzyjało zapewnieniu stabilizacji na rynku energii elektrycznej, co leży zarówno w interesie społecznym, jak i słusznym interesie stron i zmierza do realizacji jednego z podstawowych celów regulacji, tj. równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych oraz odbiorców energii elektrycznej.

Wydłużając okres obowiązywania dotychczasowych taryf Prezes URE wziął pod uwagę:

- sytuację rynkową (obserwowane wahania cen hurtowych),
- wejście w życie w 2013 r. nowego publicznoprawnego obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectw efektywności energetycznej lub uiszczenia opłaty zastępczej (art. 12 ust. 1 w związku z ust. 2 pkt 1 ustawy o efektywności energetycznej),
- zwiększenie w 2013 r. publicznoprawnego obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia wydanych dla energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii z dotychczasowych 10,9% do 12%, co może mieć wpływ na sytuację na rynku energii elektrycznej,
- trwający proces legislacyjny związany z projektem ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw.

Natomiast 6 grudnia 2012 r. RWE Polska SA zostało wezwane do złożenia taryfy w terminie do 10 grudnia 2012 r. Przedsiębiorstwo w odpowiedzi na wezwanie wniosło o umorzenie postę-

²⁷⁾ Szczegóły dotyczące wyznaczania średnioważonego kosztu kapitału znajdują się w dokumencie „Koszt kapitału dla operatorów systemów elektroenergetycznych na lata 2011-2015”, dostępnym na stronie internetowej URE pod adresem: http://bip.ure.gov.pl/download/3/3026/WACC_2011_2015_zalacznik_do_zalozen.pdf.

²⁸⁾ Dokument „Koszt kapitału dla operatorów systemów elektroenergetycznych na rok 2013”, dostępny na stronie internetowej URE pod adresem http://bip.ure.gov.pl/download/3/3086/121009_WACC_20112015_aktualizacja_na_2013_.pdf przedstawia sposób wyznaczenia średnioważonego kosztu kapitału na rok 2013.

powania w sprawie zatwierdzenia taryfy, względnie o zawieszenie do czasu rozpatrzenia przez sąd odwołania od decyzji Prezesa URE cofającej zwolnienie z obowiązku przedkładania taryfy do zatwierdzenia, ewentualnie o zatwierdzenie taryfy (którą załączono wraz z kalkulacją). W efekcie prowadzonego postępowania, nie zostało ono zakończone w 2012 r. Przedsiębiorstwo otrzymało zgodę na przedłużenie terminu udzielenia odpowiedzi.

Zatwierdzanie taryf dla przedsiębiorstw tzw. energetyki przemysłowej

Taryfy dla tzw. przedsiębiorstw energetyki przemysłowej w 2012 r. były zatwierdzane, zgodnie z regulaminem organizacyjnym URE, zarówno w Departamencie Taryf (departamencie), jak i oddziałach terenowych²⁹⁾.

Postępowania administracyjne w sprawach zatwierdzania bądź zmian taryf dla tych przedsiębiorstw, prowadzone były w zakresie dystrybucji – w odniesieniu do odbiorców wszystkich grup taryfowych, natomiast w zakresie obrotu jedynie w odniesieniu do odbiorców w gospodarstwach domowych, tj. zakwalifikowanych do grup taryfowych G przyłączonych do sieci danego przedsiębiorstwa.

Rezultatem procesu zatwierdzania taryf dla tego typu przedsiębiorstw jest z reguły ustalenie stawek opłat, a także 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. Stosowanie powyższej ogólnej zasady nie jest jednak automatyczne, lecz uzależnione od specyfiki przedsiębiorstwa i ponoszonych przez nie kosztów.

Statystyka ilościowa prowadzonych postępowań w departamencie

- Departament w 2012 r. wydał 138 decyzji administracyjnych, w tym:
- 29 decyzji o zatwierdzeniu taryf dla energii elektrycznej:
 - 5 decyzji dla operatorów, którzy 1 lipca 2007 r. dokonali rozdzielenia działalności;
 - 1 decyzję dla PSE Operator SA;
 - 23 decyzje dla przedsiębiorstw energetyki przemysłowej,
 - 62 decyzje o zatwierdzeniu zmian w taryfach:
 - 4 decyzje dla przedsiębiorstw obrotu pełniących funkcję sprzedawcy z urzędu;
 - 2 decyzje dla operatorów, którzy 1 lipca 2007 r. dokonali rozdzielenia działalności;
 - 56 decyzji dla przedsiębiorstw energetyki przemysłowej,
 - 4 decyzje o odmowie zatwierdzenia taryf bądź zmian w taryfach:
 - 2 decyzje dla przedsiębiorstw obrotu pełniących funkcje sprzedawcy z urzędu;
 - 2 decyzje dla przedsiębiorstw energetyki przemysłowej,
 - 1 decyzję o umorzeniu postępowania dla przedsiębiorstwa obrotu pełniącego funkcję sprzedawcy z urzędu,
 - 1 decyzję uchylającą decyzję dla przedsiębiorstwa energetyki przemysłowej,
 - 41 decyzji w sprawie wymierzenia kary pieniężnej:
 - 3 decyzje wymierzające karę pieniężną;
 - 36 decyzji odstępujących od wymierzenia kary pieniężnej;
 - 2 decyzje o umorzeniu postępowania.

Do 31 grudnia 2012 r. nie zostało zakończonych 12 postępowań administracyjnych w sprawie zatwierdzenia taryf dla energii elektrycznej, bądź ich zmian.

²⁹⁾ Dane dotyczące działalności oddziałów terenowych prezentowane są w Aneksie do sprawozdania.

1.2.3. Wyznaczanie operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych

Działalność Prezesa URE w zakresie wyznaczania operatorów systemów w 2012 r., podobnie jak w 2011 r. i 2010 r., była w dalszym ciągu zdeterminowana przede wszystkim nowelizacją ustawy – Prawo energetyczne, dokonaną ustawą z 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz zmianie niektórych innych ustaw³⁰), która weszła w życie 11 marca 2010 r.

Nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne w zakresie „operatorskim” znacznie zwiększyła obowiązki Prezesa URE w tym zakresie, czego konsekwencją jest konieczność przeprowadzenia znacznej liczby postępowań i wydania decyzji administracyjnych w sprawie wyznaczenia operatorów systemów. W 2012 r. kontynuowano proces wyznaczania operatorów systemów, wynikający z ww. nowelizacji.

W świetle obowiązujących regulacji ustawy – Prawo energetyczne operatorów systemów elektroenergetycznych (zwanymi dalej „operatorami systemów”) wyznacza Prezes URE w drodze decyzji:

- 1) na wniosek właściciela sieci lub instalacji, o którym mowa w art. 9h ust. 1 ustawy,
- 2) z urzędu w przypadkach określonych w art. 9h ust. 9 ustawy.

Ustawa – Prawo energetyczne określa warunki funkcjonowania oraz zadania operatorów systemów. Operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych (OSD) funkcjonujący w przedsiębiorstwie pionowo zintegrowanym obsługujący więcej niż 100 000 przyłączonych do swojej sieci odbiorców mają obowiązek uzyskania niezależności pod względem formy prawnej, organizacyjnej oraz podejmowania decyzji (art. 9d ustawy – Prawo energetyczne).

Istotnym wydarzeniem w kontekście funkcjonowania operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego (OSP) było uchylene decyzji w sprawie wyznaczenia przedsiębiorcy PSE Operator SA (aktualnie: PSE SA) operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego w formule powierzenia pełnienia obowiązków operatora systemu przesyłowego na okres do 1 lipca 2014 r., na sieciach przesyłowych, stanowiących własność SwePol Link (Poland) Sp. z o.o. z uwagi na nabycie przez PSE Operatora SA własności ww. sieci.

Wyznaczanie operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych (OSD)

W 2012 r. Prezes URE wyznaczył 68 OSD, których nie dotyczył obowiązek rozdziału prawnego, w tym w jednym przypadku na podstawie umowy powierzającej. Zgodnie ze złożonymi wnioskami przedsiębiorcy ci są operatorami na sieciach, na których prowadzą działalność koncesjonowaną oraz w jednym przypadku funkcję operatora pełni przedsiębiorca nie wykonujący działalności koncesjonowanej z wykorzystaniem sieci, na których został wyznaczony operatorem. W dwunastu przypadkach wyznaczenie na OSD nastąpiło na okres od 1 stycznia 2013 r., w czterech przypadkach na okres od 1 lutego 2013 r., zaś w dwóch przypadkach na okres od 1 marca 2013 r.

Zmiany w decyzjach wyznaczających OSD, w tym przedłużenie okresu obowiązywania

W 2012 r. Prezes URE dokonał zmian w czterech decyzjach wyznaczających OSD.

W wyniku ww. decyzji, według stanu na koniec 2012 r., na rynku energii elektrycznej funkcjonowało 131 operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, w tym pięciu prawnie wydzielonych OSD.

Umorzenie postępowań w sprawie wyznaczenia OSD

W 2012 r. Prezes URE umorzył jedenaście postępowań w sprawie wyznaczenia OSD. Przyczyną umorzenia ww. postępowań było cofnięcie przedsiębiorcom (kandydatom na OSD) koncesji na dystrybucję energii elektrycznej w związku z trwałym zaprzestaniem działalności koncesjonowanej.

³⁰) Dz. U. z 2010 r. Nr 21, poz. 104, dalej zwana „ustawą zmieniającą”.

Uchylenie, stwierdzenie wygaśnięcia decyzji w sprawie wyznaczenia OSD i OSP

W 2012 r. Prezes URE w jednym przypadku stwierdził wygaśnięcie oraz w jednym przypadku uchylił decyzję wyznaczającą OSD. Ponadto w jednym przypadku uchylił decyzję wyznaczającą OSP.

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

W 2012 r., podobnie jak w latach ubiegłych, podstawowym narzędziem służącym poprawie efektywności operatorów systemów dystrybucyjnych były modele ekonometryczne, służące do oceny efektywności tych przedsiębiorstw w zakresie: kosztów operacyjnych, różnic bilansowych oraz nakładów inwestycyjnych.

Taryfy OSD obowiązujące w 2012 r. skalkulowane zostały z wykorzystaniem modeli analizy porównawczej w zakresie kosztów operacyjnych oraz różnicy bilansowej, opracowanych w 2011 r., których charakterystyka została przedstawiona w Sprawozdaniu z działalności Prezesa URE za 2011 r.

Ponadto, w 2012 r., w ramach prac jednej z grup CEER, rozpoczęto prace nad oceną efektywności operatorów systemów przesyłowych elektroenergetycznych. Prace nad międzynarodowym benchmarkingiem OSP mają się zakończyć w 2013 r. Uzyskane wyniki powinny umożliwić dokonanie oceny efektywności polskiego OSP na tle innych operatorów.

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

Prowadzone przez Prezesa URE monitorowanie wypełniania przez operatorów systemów elektroenergetycznych ich obowiązków dotyczy przede wszystkim zadań operatorów określonych w art. 9c ust. 2 i 3 ustawy – Prawo energetyczne. Wypełnianie przez operatora systemu przesyłowego i operatorów systemów dystrybucyjnych ich zadań monitorowane jest zarówno na hurtowym, jak i detalicznym rynku energii elektrycznej, bowiem działanie tych rynków uzależnione jest w dużej mierze od wdrożonych zasad dostępu do sieci i prawidłowego wykonywania zadań przez operatorów systemu elektroenergetycznego.

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), zatwierdzonej przez Prezesa URE. 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 2012 r. z wytwórcami dysponującymi Jednostkami Grafikowymi aktywnymi – JGwa 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. Aktualnie PSE Operator SA (obecnie PSE SA) udostępnia wszelkie informacje wymagane przepisami prawa krajowego i wspólnotowego.

Zgodnie z procedurą zawartą w części IRiESP dotyczącej korzystania z systemu elektroenergetycznego, PSE Operator SA podejmuje działania w stanach awaryjnych o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowę tego systemu. W celu przygotowania odpowiednich procedur w 2012 r. PSE Operator SA podjął następujące działania z tego zakresu:

- Opracowano we współpracy z OSD „Plan wyłączeń przez automatykę SCO” (październik 2012 r.);

- Opracowano we współpracy z OSD „Plan wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej” / Obowiązujący od 1 września 2012 r. do 31 sierpnia 2013 r. / Plan został uzgodniony przez OSP z Prezesem URE;
- Opracowano we współpracy z OSD Zakłady Azotowe Puławy SA aktualizację „Planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej”. Aktualizacja Planu w zakresie OSD Zakłady Azotowe Puławy SA i OSP została uzgodniona przez OSP z Prezesem URE i obowiązuje od 5 listopada 2012 r.;
- Opracowano we współpracy z OSD „Plan wyłączeń awaryjnych” na okres od 1 stycznia do 31 grudnia 2013 r. (grudzień, 2012 r.);
- Przeprowadzono testy w elektrowniach, sprawdzające zdolność jednostek wytwórczych do udziału w obronie i odbudowie KSE;
- Opracowano i aktualizowano instrukcje szczegółowe odbudowy KSE;
- Przeprowadzono szkolenia służb dyspozytorskich OSP/OSD i wytwórców z zakresu planów odbudowy;
- Kontynuowano, rozpoczęte w II połowie 2008 r. szkolenia służb dyspozytorskich OSP z zakresu planów odbudowy z wykorzystaniem symulatora systemowego. Odbyły się także cztery szkolenia na symulatorze pomiędzy OSP a OSD (2 × RWE Stoen Operator SA i 2 × TAURON Dystrybucja SA O/Gliwice (dawniej Vattenfall Distribution Poland SA)).

W 2012 r. PSE Operator SA nie występował do ministra właściwego do spraw gospodarki o złożenie wniosku w sprawie wprowadzenia przez Radę Ministrów ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej (art. 11 ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne).

W celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy KSE, PSE Operator SA w okresie sprawozdawczym zawierał umowy dotyczące pracy interwencyjnej z wytwórcami. Na podstawie umów OSP zyskuje dostęp do szybkiej rezerwy interwencyjnej. Ponadto, mając na względzie konieczność 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. Umowy zapewniają wielkości wytwarzania energii elektrycznej w określonych obszarach systemu elektroenergetycznego, wymagane ze względu na prawidłowe funkcjonowanie KSE.

Ponadto z uwagi na możliwość wystąpienia ewentualnych stanów awaryjnych lub zakłóceńowych PSE Operator SA zawiera z operatorami systemu przesyłowego krajów sąsiadujących (Niemiec, Czech, Słowacji i Szwecji) umowy na dostawy awaryjne energii elektrycznej.

W wyniku podejmowanych działań przez większość dni 2012 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.

Zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne, PSE SA dokonuje zakupu energii elektrycznej w celu pokrywania strat powstałych w sieci przesyłowej podczas przesyłania energii elektrycznej tą siecią oraz stosuje przejrzyste i niedyskryminacyjne procedury rynkowe przy zakupie tej energii, tj. organizuje przetargi na zakup energii elektrycznej na pokrywanie strat powstałych w sieci przesyłowej podczas przesyłania energii elektrycznej tą siecią. Z wyłonionymi w wyniku przetargu dostawcami energii PSE SA zawiera umowy dwustronne. Jest to podstawowa forma zakupu energii elektrycznej przeznaczonej na pokrywanie strat przesyłowych. W ten sposób PSE SA dokonuje zakupu przeważającej większości energii elektrycznej przeznaczonej na pokrywanie strat powstałych w sieci przesyłowej podczas przesyłania energii elektrycznej tą siecią.

Pozostała część energii elektrycznej na pokrycie strat powstałych w sieci przesyłowej podczas przesyłania energii elektrycznej tą siecią pozyskiwana jest na Rynku Bilansującym. Jest to forma wykorzystywana ze względu na dużą zmienność ilości energii elektrycznej na pokrycie strat powstałych w sieci przesyłowej (okresem rozliczeniowym jest godzina), a także do kompensowania odchyłań pomiędzy dostawami energii realizowanymi na podstawie zawartych umów z dostawcami, a rzeczywistym zużyciem energii na pokrywanie strat przesyłowych.

W 2012 r. energia na pokrywanie strat przesyłowych była pozyskiwana z wykorzystaniem obu wyżej wymienionych form zakupu, w wyniku czego dokonano zakupu następujących ilości energii elektrycznej o następującej wartości:

- w ramach umów dwustronnych zawieranych z dostawcami energii: 1 534 980 MWh (łącznie koszt zakupu tej energii wyniósł 322 146 253 zł),
- na Rynku Bilansującym³¹⁾: 232 392 MWh (łącznie koszt zakupu tej energii wyniósł 43 275 169 zł).

W 2012 r. zakończono szereg inwestycji w sieci przesyłowej związanych z wyprowadzeniem mocy ze źródeł wytwórczych oraz usuwaniem ograniczeń przesyłowych wewnątrz KSE.

Jednym z takich zadań jest zakończone w 2012 r. zadanie inwestycyjne związane z wyprowadzeniem mocy ze źródeł wytwórczych w postaci przyłączenia farmy wiatrowej Darłowo 250 MW do stacji 400/220/110 kV Dunowo (I etap).

Również w 2012 r. zakończone zostały niżej wymienione zadania inwestycyjne związane z usuwaniem ograniczeń przesyłowych wewnątrz KSE:

1. Budowa stacji 400/110 kV Wrocław – zadanie związane z poprawą pewności zasilania aglomeracji wrocławskiej na Finałowy Turniej EURO 2012.
2. Budowa linii 400 kV od stacji Wrocław do stacji Świebodzice (*nastąpiło włączenie linii do pracy w KSE*) – zadanie związane z poprawą pewności zasilania aglomeracji wrocławskiej na Finałowy Turniej EURO 2012 oraz ze zwiększeniem możliwości przesyłu i możliwości operacyjnych sieci, a także poprawą warunków napięciowych w południowo-zachodniej części KSE.
3. Budowa linii kablowej 110 kV na terenie stacji 400/110 kV Kromolice – zadanie związane z poprawą pewności zasilania aglomeracji poznańskiej na Finałowy Turniej EURO 2012 oraz zasilania sieci dystrybucji 110 kV we wschodnim rejonie Wielkopolski.
4. Wyposażenie pola 110 kV w stacji 400/220/110 kV Plewiska dla wprowadzenia linii relacji Kromolice-Plewiska – zadanie związane z poprawą pewności zasilania aglomeracji poznańskiej na Finałowy Turniej EURO 2012.
5. Modernizacja stacji 220/110 kV Leśniów, w tym uruchomienie dodatkowego ATR – zadanie związane ze zwiększeniem niezawodności, pewności i ciągłości zasilania KSE.
6. Modernizacja rozdzielni 220 kV oraz pola 110 kV AT3 w SE Wrzosowa wraz z wymianą przewodu odgromowego na OPGW w ciągu Joachimów-Wrzosowa-Łagisza – zadanie związane ze zwiększeniem elastyczności ruchowej obiektu oraz poprawą pewności pracy węzła.
7. Modernizacja linii 220 kV Kielce-Joachimów – zadanie związane ze zwiększeniem niezawodności pracy linii.
8. Modernizacja linii 400 kV Kozienice-Ostrowiec – zadanie związane ze zwiększeniem niezawodności pracy linii.
9. Modernizacja stacji 220/110 kV Jamki – zadanie związane ze zwiększeniem niezawodności pracy stacji.
10. Modernizacja stacji 220/110 kV Czerwonak – zadanie związane ze zwiększeniem niezawodności pracy stacji oraz z poprawą pewności zasilania aglomeracji poznańskiej.
11. Modernizacja stacji 220/110 kV Cieplice – zadanie związane ze zwiększeniem niezawodności pracy stacji.
12. Modernizacja linii 220/110 kV Ząbkowice – zadanie związane ze zwiększeniem niezawodności pracy stacji.
13. Zakup części połączenia stałoprądowego Polska-Szwecja – w celu przekształcenia połączenia SwePolLink do tzw. połączenia operatorskiego, tj. stanowiącego własność i zarządzanego przez OSP.

W roku sprawozdawczym 2012 nie było awarii sieciowych w sieci przesyłowej najwyższych napięć NN, natomiast wystąpiły ograniczenia dostaw energii z powodu awarii w sieci WN będącej własnością PSE SA:

³¹⁾ Ilość energii elektrycznej zakupionej na pokrywanie strat przesyłowych na Rynku Bilansującym wyznaczono jako saldo energii zakupionej oraz odsprzedanej na Rynku Bilansującym. W analogiczny sposób został wyznaczony koszt zakupu energii na pokrywanie strat przesyłowych na Rynku Bilansującym.

Poniedziałek, 14.05.2012 r.

Miały miejsce nieplanowe wyłączenia elementów sieci przesyłowej i dystrybucyjnej:

- 14:27 – w rozdzielni 110 kV Gdańsk podczas planowego przełączania pracy z II systemu szyn na I system szyn zbiorczych zadziałało zabezpieczenie różnicowe szyn zbiorczych, powodując samoczynne wyłączenie wszystkich pól rozdzielni, tj.: linii Miłobądz (zał. 14:48), linii Kiełpino (zał. 14:43), linii Straszyn Dolny (zał. 14:48), linii Rutki (zał. 14:43), linii Czerwony Most (zał. 14:49), linii Piecki (zał. 15:45), linii Gdynia Chwarzno (zał. 15:34), linii Gdańsk 2 (zał. 15:35), linii Sopot (zał. 15:36), linii Wielki Kack (zał. 15:36), linii Redłowo (zał. 15:37), linii Kokoszki (zał. 15:46), pola sprzęgła poprzecznego (zał. 15:25), autotransformatora AT1 160 MVA 220/110 kV/kV (zał. 14:43), autotransformatora AT2 160 MVA 220/110 kV/kV. Przyczyną awarii było uszkodzenie urządzeń w polu 110 kV autotransformatora AT2 160 MVA 220/110 kV/kV.

W wyniku powyższego nastąpiły ograniczenia odbiorców ENERGA-OPERATOR SA O/Gdańsk:

w godz. 14:27–14:43 10 MW

z uwagi na wyłączenie linii zasilającej promieniowo GPZ Rutki

oraz w godz. 14:36–15:09 40 MW,

w godz. 15:10–15:12 35 MW,

w godz. 15:13–15:21 18 MW,

w godz. 15:22–15:30 7 MW,

z uwagi na ręczne wyłączenie linii 110 kV Starogard-Skarszewy dla odciążenia przeciążonego ciągu liniowego Chojnice-Starogard przy planowo wyłączonej linii 110 kV Starogard-Swarożyn.

- 19:20 – w rozdzielni 110 kV Gdańsk podczas planowego przełączania pracy z I systemu szyn na II system szyn zbiorczych zadziałało zabezpieczenie różnicowe szyn zbiorczych, powodując samoczynne wyłączenie wszystkich pól rozdzielni, tj.: linii Miłobądz (zał. 19:57), linii Kiełpino (zał. 20:22), linii Straszyn Dolny (zał. 20:40), linii Rutki (zał. 19:50), linii Czerwony Most (zał. 20:40), linii Piecki (zał. 20:41), linii Gdynia Chwarzno (zał. 20:39), linii Gdańsk 2, linii Sopot (zał. 20:38), linii Wielki Kack (zał. 20:41), linii Redłowo (zał. 20:41), linii Kokoszki (zał. 20:43), pola sprzęgła poprzecznego (zał. 19:48), autotransformatora AT1 160 MVA 220/110 kV/kV (zał. 19:49). W tym samym czasie w Elektrociepłowni Gdańsk samoczynnie wyłączył generator G5 pracujący z mocą 40 MW. Przyczyną awarii było uszkodzenie urządzeń w polu 110 kV Gdańsk 2.

W wyniku powyższego nastąpiły ograniczenia odbiorców ENERGA-OPERATOR SA O/Gdańsk:

w godz. 19:20–19:50 10 MW

z uwagi na wyłączenie linii zasilającej promieniowo GPZ Rutki

oraz w godz. 19:57–20:25 7 MW

z uwagi na ręczne wyłączenia w sieciach średniego napięcia dla odciążenia ciągu liniowego 110 kV Kiełpino-Starogard.

Poniedziałek, 28.05.2012 r.

- 18:07 – w rozdzielni 110 kV Gdańsk podczas przełączania linii 110 kV Gdynia Chwarzno z systemu II B na system I B szyn zbiorczych działało zabezpieczenie różnicowe szyn powodując wyłączenie wszystkich pól na tych systemach, o godz. 22:47 po rozmotkowaniu pola linii Gdynia Chwarzno podano napięcie na system I B i przywrócono pracę całego systemu I szyn zbiorczych (IA i IB) z załączonym sprzęgłem podłużnym; wystąpiły ograniczenia odbiorców ENERGA SA O/Gdańsk wysokości 10 MW w godz. (18:07–18:15).

Najwięksi operatorzy systemów dystrybucyjnych (obecnie po konsolidacji – pięciu OSD) dokonywali zakupu energii elektrycznej w celu pokrywania strat powstałych w sieciach dystrybucyjnych na zasadach umownych. Podmioty, z którymi podpisano umowy były wyłaniane w drodze zapytań ofertowych. W przypadku największych operatorów byli to sprzedawcy, z którymi OSD przed wejściem w życie obowiązku rozdziału dystrybucji od wytwarzania i obrotu (*unbundling*) tworzyli jedno przedsiębiorstwo. OSD, nie podlegający obowiązkowi *unbundlingu*, nabywali energię elektryczną na pokrycie strat w sieci dystrybucyjnej 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 zobowiązani są do opracowania planów, o których mowa w art. 11 ust. 6 i 7 ustawy – Prawo energetyczne. Niemniej w 2012 r. żaden z OSD nie był zmuszony do wprowadzania ograniczeń w dostawach energii do odbiorców końcowych na zasadach określonych w ww. planach.

Szczegółowe informacje w zakresie wypełniania obowiązków przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych ich zadań znajdują się w innych częściach niniejszego sprawozdania, m.in. w pkt 1.6.1. Monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, w pkt 1.6.6. Ocena bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej oraz w części III pkt 2.1. Zatwierdzanie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci.

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 bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi. Ponadto, w IRiESD-Bilansowanie unormowane są także zagadnienia związane z umożliwianiem realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez odbiorców przyłączonych do sieci.

Informacje dotyczące zarządzania przez PSE Operator SA zdolnościami przesyłowymi połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi zostały przedstawione w pkt 1.3. sprawozdania.

Wnioski z monitorowania realizacji planów rozwoju

Rok 2012 był kolejnym rokiem obowiązywania art. 16 ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne, nakładającym na przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej obowiązek corocznego przedkładania Prezesowi URE sprawozdania z realizacji planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną. Obowiązkiem sporządzenia i przedłożenia Prezesowi URE ww. sprawozdań objęte zostały wszystkie przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej, a więc również te, które z Prezesem URE nie muszą uzgadniać projektów wskazanych wyżej planów. Celem przypomnienia przedsiębiorstwom o ciążyącym na nich obowiązku wynikającym z art. 16 ust. 7 Prawa energetycznego, 13 stycznia 2012 r. na stronie internetowej URE zostały zamieszczone zaktualizowane tabele wymagane do sporządzenia sprawozdania z realizacji planu rozwoju za 2011 rok. Obowiązkiem przedłożenia do 1 marca 2012 r. sprawozdania z realizacji planu rozwoju za rok 2011 zostało objętych 188 przedsiębiorstw energetycznych. W terminie ustawowym sprawozdania przedstawiło sześciu największych OSD, OSP oraz 149 przedsiębiorstw posiadających koncesję na dystrybucję energii. Pięć przedsiębiorstw przesłało sprawozdania w marcu 2012 r., pozostałe cztery przesłały sprawozdania w kwietniu 2012 r. W związku z tym, że część przedsiębiorstw nie przedłożyło wymaganego sprawozdania w ustalonym terminie, Prezes URE podjął postępowanie wyjaśniające przyczyny nie wywiązania się z ciążyącego na nich obowiązku. Po dokonaniu analizy przesłanych odpowiedzi w odniesieniu do 32 przedsiębiorstw wszczęte zostało postępowanie administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej w związku z nieprzedstawieniem sprawozdania w ustawowym terminie do 1 marca 2012 r. Ponadto w 2012 r. prowadzono 30 postępowań wszczętych i nie zakończonych w 2011 r.

Do końca 2012 r. Prezes URE w przypadku 34 przedsiębiorstw wydał decyzje o odstąpieniu od wymierzenia kary oraz w jednym przypadku wymierzył karę pieniężną.

W wyniku corocznego przeglądu przedłożonych sprawozdań stwierdzono, że Operator Systemu Przesyłowego zrealizował nakłady inwestycyjne w wysokości 79% poziomu wynikającego z uzgodnionego z Prezesem URE planu rozwoju na 2012 r. Niewykonanie nakładów inwestycyjnych na uzgodnionym poziomie wynikało przede wszystkim z problemów w regulowaniu stanu prawnego nieruchomości. Natomiast pięciu największych Operatorów Systemów Dystrybucyjnych zrealizowało nakłady inwestycyjne w wysokości 105% poziomu wynikającego z uzgodnionego z Prezesem URE planu rozwoju na 2012 r.

W przypadku pięciu największych OSD, po raz pierwszy dokonano analizy odchyień wielkości wykonanych od wielkości zaplanowanych, zgodnie z założeniami nowej metody oceny i weryfikacji planów rozwoju (wdrożonej w 2010 r. w trakcie uzgadniania planów rozwoju pięciu największych OSD na lata 2011–2015). W wyniku przeprowadzonej analizy zostały oszacowane

wartościowe odchylenia nakładów inwestycyjnych od zakresu rzeczowego i cen jednostkowych. W efekcie stwierdzono, iż w przypadku niektórych OSD zostały przekroczone ceny jednostkowe założone na etapie procesu uzgadniania planów rozwoju. Jednocześnie zidentyfikowano czynniki mogące mieć wpływ na zakłócenia wyników końcowych przeprowadzonej oceny. Wnioski z dokonanych analiz Prezes URE przekazał OSD informując zarazem, że zostaną one uwzględnione w trakcie oceny sprawozdań z wykonania planów rozwoju w kolejnych latach.

W przypadku monitorowania obowiązku uzgadniania projektów planów rozwoju z Prezesem URE, ustalono, że obowiązek ten dotyczył sześciu prawnie wyodrębnionych operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) oraz jednego operatora systemu przesyłowego (OSP). Ponadto, wg danych posiadanych przez URE do uzgodnienia projektu planu rozwoju z Prezesem URE było zobowiązanych 50 przedsiębiorstw przemysłowych, z czego 40 z nich jest wyznaczonych na operatorów systemów dystrybucyjnych. Według stanu na 31 grudnia 2012 r. jedno przedsiębiorstwo nie posiadało aktualnie uzgodnionego oraz nie przedłożyło do uzgodnienia planu rozwoju ze względu na trwającą konsolidację wewnątrz koncernu.

Monitorowanie wypełniania przez przedsiębiorstwo energetyczne obowiązków dotyczących ewidencji księgowej

Zgodnie z art. 44 ustawy – Prawo energetyczne, 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 skrośnego. Do obowiązków Prezesa URE należy natomiast monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w zakresie wypełniania przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązków dotyczących ewidencji księgowej.

Podejmowane przez Prezesa URE w 2012 r. działania w powyższym zakresie nie odbiegały od dotychczasowej praktyki opisywanej w sprawozdaniach z poprzednich lat, za wyjątkiem będącego w toku postępowania wyjaśniającego w stosunku do jednego z przedsiębiorstw energetycznych.

W związku z pozyskanymi w trakcie prowadzonego przez Prezesa URE postępowania administracyjnego w sprawie wymierzenia kary pieniężnej za nie udzielenie informacji, o których mowa w art. 28 ustawy – Prawo energetyczne, informacjami mogącymi wskazywać, że przedsiębiorstwo to nie wywiązuje się należycie z ustawowego obowiązku, zawartego w art. 44 ww. ustawy, wezwano je do przedłożenia m.in. kopii pełnych sprawozdań finansowych za 2011 r., dokumentacji opisującej przyjęte przez nie sposoby prowadzenia ksiąg rachunkowych, przykładowych faktur wraz z dekreacją księgową dla kosztów charakteryzujących poszczególne rodzaje działalności przedsiębiorstwa oraz do przedłożenia szczegółowych wyjaśnień sposobu księgowania kosztów i przychodów dotyczących działalności koncesjonowanej i działalności pozostałych w przedsiębiorstwie. Zebrane dokumenty i informacje mają na celu sprawdzenie, czy przedsiębiorstwo, w ramach Zakładowego Planu Kont prowadzi swoją księgowość w sposób umożliwiający odrębne obliczanie kosztów i przychodów dla wykonywanej działalności związanej z dostarczaniem energii elektrycznej, w tym kosztów stałych, kosztów zmiennych i przychodów, a więc sprawdzenie wywiązywania się z obowiązku zawartego w art. 44 ustawy – Prawo energetyczne. Postępowanie w tej sprawie nie zostało zakończone do końca 2012 r.

Niezależnie od powyższego, w 2012 r. zakończone zostały prace zespołu składającego się z przedstawicieli Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (PTPiREE) oraz pracowników Urzędu Regulacji Energetyki, związane z aktualizacją arkuszy sprawozdawczych, wykorzystywanych w dotychczasowym monitoringu działalności przedsiębiorstw dystrybucyjnych. Zmiana arkuszy sprawozdawczych miała na celu poprawę ich przejrzystości oraz wynikała z konieczności dostosowania rodzaju zawartych w nich informacji finansowych do zmieniających się warunków zewnętrznych funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych (wynikających w znacznym stopniu ze zmiany prawa).

Przeprowadzona i zakończona w 2012 r. analiza wyników monitorowania przedsiębiorstw pozwala stwierdzić, że wypełniają one obowiązek ustawowy dotyczący ewidencji księgowej.

1.3. Zagadnienia związane z transgraniczną wymianą energii elektrycznej

1.3.1. Rynki i inicjatywy regionalne energii elektrycznej

Inicjatywa Regionalna Energii Elektrycznej (ERI), w skład której wchodzi przedstawiciele państw członkowskich Unii Europejskiej, reprezentanci regulatorów, operatorów systemów przesyłowych oraz przedstawiciele użytkowników systemu została powołana przez ERGEG 2006 r. W ramach ERI utworzono siedem rynków regionalnych energii elektrycznej. Polska należy do Rynku Północnego (NE) oraz do Rynku Europy Środkowo-Wschodniej (CEE).

ERGEG został rozwiązany 1 lipca 2011 r. decyzją Komisji Europejskiej, zgodnie z którą zadania podjęte i realizowane przez ERGEG kontynuowane będą przez Agencję do Spraw Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER)³²⁾. Szczegółowe informacje na temat nowych zadań ERI dostępne są na stronie: http://www.acer.europa.eu/Electricity/Regional_initiatives/Pages/default.aspx.

Rynek Europy Północnej (NE)

Z początkiem 2012 r. w ramach inicjatywy regionalnej Rynku Północnego regulatorzy podjęli prace nad planowanym wprowadzeniem długoterminowych praw przesyłowych oraz instrumentów zarządzania ryzykiem (zabezpieczających) na połączeniach pomiędzy Europą kontynentalną oraz Skandynawią. W prace te zaangażowani zostali uczestnicy rynku, czego wyrazem były zorganizowane 30 marca 2012 r. warsztaty z ich udziałem. Przed rozpoczęciem warsztatów regulatorzy opracowali i udostępnili uczestnikom rynku kwestionariusze zawierające pytania dot. przedmiotowego zagadnienia. W trakcie warsztatów zgromadzono informacje na temat oczekiwań uczestników rynku w kwestii wprowadzenia na połączeniach pomiędzy Europą kontynentalną a Skandynawią określonych długoterminowych praw przesyłowych (*Physical Transmission Rights* – PTR, albo *Financial Transmission Rights* – FTR) lub instrumentów finansowych zarządzania ryzykiem (np. *Contracts for Differences* – CfD). W czerwcu 2012 r. regulatorzy Europy Północnej przygotowali dokument pt. „Long term hedging for cross-border electricity transmission capacity between the Nordic Region and Continental Europe. Conclusions from the regulator group on LT Hedging between the Nordic and Continental Europe”, w którym stwierdzono, że nie jest możliwe wprowadzenie wspólnego rozwiązania na wszystkich przedmiotowych połączeniach. Zatem rozwiązania, jakie mają być wdrożone, dyskutowane będą bilateralnie pomiędzy zainteresowanymi regulatorami i uczestnikami rynku. W dokumencie regulatorzy podsumowali odpowiedzi uczestników rynku zebrane w trakcie warsztatów oraz wskazali wspólne założenia oraz kryteria, jakimi należy kierować się przy wyborze konkretnego rozwiązania na danym połączeniu. W odniesieniu do stałoprądowego połączenia SwePol Link (łąiącego Polskę z rynkiem Europy Północnej) regulatorzy szwedzki i polski zgodzili się, że połączenie to charakteryzuje się niskim popytem, co zostało potwierdzone brakiem zainteresowania ze strony uczestników rynku podczas publicznych konsultacji oraz warsztatów zorganizowanych w marcu. Jak wynika z dokumentu, regulatorzy polski i szwedzki uznali, że implementacja FTR na połączeniu SwePol Link nie byłaby zgodna z zasadą proporcjonalności oraz wiązałaby się z ryzykiem finansowym po stronie operatorów. Regulatorzy są otwarci natomiast na wprowadzenie finansowych instrumentów zabezpieczających, takich jak na przykład CfD. Nie mają jednak prawnych podstaw do żądania od uczestników rynku wprowadzenia takich instrumentów. Ponadto w praktyce wiązałoby się to z koniecznością rozwiązania kwestii ceny odniesienia.

Na połączeniu SwePol Link nie wdrożono zasad śróddziennego zarządzania ograniczeniami (*intraday* – ID). Prowadzone w 2011 r. rozmowy pomiędzy polskimi i szwedzkimi uczestnikami rynku zakończyły się przygotowaniem i wysłaniem do Komisji Europejskiej pisma (nieformalne pismo, 5.10.2011 r.), w którym wskazano, że wdrożenie mechanizmu *intraday* na przedmiotowym połączeniu pociągnie za sobą wysokie koszty w stosunku do korzyści, jakie mogą zostać

³²⁾ Agencja do Spraw Współpracy Organów Regulacji Energetyki została powołana rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) Nr 713/2009 z 13 lipca 2009 r. (Dz. Urz. UE L 211/1 z 14.08.2009).

osiągnięte. Koszty te ponieśliby przede wszystkim polscy uczestnicy rynku (dostosowanie po stronie polskiej systemów IT). Dodatkowe trudności wiązały się z faktem, że w tym czasie Swe-Pol Link nie był własnością OSP (połączenie to miało charakter *merchant line*). W trakcie 2012 r. realizowany był proces przejmowania przez operatorów systemów przesyłowych polskiego i szwedzkiego (PSE SA i Svenska Kraftnat) własności kabla. Po zakończeniu tego procesu (koniec sierpnia 2012 r.) przedstawiciele Prezesa URE skierowali do szwedzkiego regulatora pismo z propozycją podjęcia przerwanych rozmów. W trakcie zorganizowanej telekonferencji (URE – EI, 26.10.2012 r.) ustalono, że najlepszym rozwiązaniem będzie podjęcie przez implementariuszy zarówno strony polskiej, jak i szwedzkiej działań mających na celu lokalne przygotowanie do wdrożenia modelu docelowego. Ustalono, że właściwe będzie przygotowanie wspólnie przez stronę polską i stronę szwedzką mapy drogowej dot. realizacji prac przygotowawczych o zasięgu lokalnym (*local implementation*) dot. wdrożenia ID na SwePol Link. Przedstawiciele szwedzkiego regulatora podejmą rozmowy z Svenska Kraftnat oraz NordPool Spot w celu ustalenia dalszych kroków i podjęcia współpracy pomiędzy polskimi i szwedzkimi interesariuszami. Polska strona zostanie poinformowana drogą elektroniczną o wyniku rozmów, a następnie zostanie ustalony termin kolejnej telekonferencji. Projekt przejściowy, o ile nie zostanie wdrożony na wszystkich polskich granicach, nie będzie opłacalny. Dlatego obie strony zaproponowały skupienie się na modelu docelowym.

Rynek Europy Środkowo-Wschodniej (CEE)

Prace realizowane w Ryнку Europy Środkowo-Wschodniej (CEE) w 2012 r. stanowiły kontynuację zadań podjętych w poprzednich latach, w szczególności nacisk położony był na opracowanie przez operatorów systemów przesyłowych oraz giełdy energii wspólnej mapy drogowej, według której podejmowane byłyby działania mające na celu terminową implementację docelowego modelu rynku. Prace nad wdrożeniem wspólnej skoordynowanej metody zarządzania ograniczeniami prowadzone były w ramach Grupy Wdrożeniowej (IG), w spotkaniach której brali udział przedstawiciele regulatorów, operatorów systemów przesyłowych, giełd energii oraz reprezentanci ACER. W 2012 r. odbyły się cztery spotkania tej grupy. Nadzór nad tymi pracami sprawowany był przez regulatorów regionu, skupionych w Regionalnym Komitecie Koordynacyjnym (RCC). W 2012 r. odbyło się pięć spotkań RCC, w większości spotkań IG i RCC brał udział przedstawiciel Prezesa URE.

Pod koniec marca 2012 r. organy regulacyjne Regionu Europy Środkowo-Wschodniej wypracowały wspólne uzgodnienia zapisane w *Joint Declaration*, zgodnie z którymi docelowym modelem rynku dnia następnego w Regionie CEE będzie *Flow-Based Market Coupling*. Model ten zakłada, iż wyznaczanie i przydzielanie zdolności przesyłowych użytkownikom systemu będzie odbywać się w oparciu o model rzeczywistych przepływów energii elektrycznej w sieciach zarządzanych przez operatorów systemów przesyłowych (*Flow Based Allocation – FBA*). Zgodnie z tym modelem zdolności przesyłowe będą wyznaczane i 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 będzie stosowany tzw. dobrobyt społeczny (*social welfare*). Natomiast mechanizm *market coupling*, tj. połączenie rynków energii elektrycznej z udziałem giełd energii, oznacza łączenie ofert sprzedaży i zakupu energii z dwóch lub kilku rynków z uwzględnieniem zdolności przesyłowej dostępnej na połączeniach tych rynków oraz wyznaczaniu cen energii elektrycznej w obszarach cenowych w oparciu o wspólny algorytm.

Jako najistotniejsze zadanie dla regionu CEE została wyznaczona praca nad wdrożeniem docelowego modelu rynku w zakresie alokacji zdolności przesyłowych oraz zarządzania ograniczeniami, tym samym stanowiąc kluczową kwestię w procesie integracji, której osiągnięcie przyczyni się do wzrostu konkurencji, poprawy bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz zapewnienia zrównoważonych cen wynikających z właściwego funkcjonowania mechanizmów rynkowych.

Jednocześnie zgodnie z zapisami *Joint Declaration* docelowy model rynku w pełnym kształcie powinien zostać w jednym kroku wprowadzony do końca 2013 r. równocześnie z przyłączeniem Regionu CEE do NWE. Ponadto operatorzy systemów przesyłowych oraz giełdy energii zostali zobowiązani do opracowania mapy drogowej (najpóźniej do lipca 2012 r.) określającej kolejne etapy procesu implementacji nowego modelu rynku. Jednocześnie regulatorzy wraz z ACER

pełnili funkcję koordynacyjną oraz nadzorującą, czuwając nad rzetelnym i terminowym opracowaniem mapy drogowej. Organy regulacyjne uzgodniły, iż dokonując oceny odpowiednio zaprojektowanej metody *Flow-Based* będą brane pod uwagę wymagania zawarte w cross-regionalnych mapach drogowych, zapisy Wytycznych Ramowych i Kodeksu Sieci dot. Alokacji Zdolności oraz Zarządzania Ograniczeniami (CACM NC) oraz konieczność zapewnienia osiągnięcia korzyści dla każdego kraju należącego do Rynku Europy Środkowo-Wschodniej.

W 2012 r. regulatorzy rozpoczęli pracę na ustaleniem kryteriów oceny metody wyznaczania zdolności przesyłowych oraz zarządzania ograniczeniami. Ponadto prowadzone były dyskusje w zakresie uzgodnienia wspólnego stanowiska wobec listu operatorów systemów przesyłowych, którzy poszukiwali odpowiedzi, czy metoda *Flow-Based* powinna zostać wdrożona w oparciu o obecny kształt stref cenowych, czy może jej wdrożenie powinno być poprzedzone analizą ewentualnego podziału tychże obszarów. Przedstawiciele organów regulacji po wielu dyskusjach pod koniec 2012 r. poczynili postęp zbliżając się do osiągnięcia porozumienia w powyższej kwestii.

Podczas minionego 2012 r. uczestnicy spotkań Rynku Europy Środkowo-Wschodniej, w szczególności przedstawiciele regulatorów monitorowali prace nad projektem dotyczącym opracowania jednolitych zasad zarządzania ograniczeniami realizowanym wspólnie m.in. przez operatorów systemów przesyłowych oraz CAO (*Central Allocation Office GmbH*) – spółkę prowadzącą biuro aukcyjne, odpowiedzialną za organizowanie i przeprowadzanie przetargów na zdolności przesyłowe.

W ramach współpracy trzech państw (Republiki Czeskiej, Słowacji i Węgier), 11 września 2012 r. został zrealizowany projekt wprowadzenia wspólnych skoordynowanych zasad udostępniania zdolności przesyłowych na granicach tych państw w oparciu o mechanizm *market coupling* (dołączenie Węgier do mechanizmu *market coupling*³³⁾ prowadzonego pomiędzy Republiką Czeską i Słowacją). Regulatorzy tych trzech państw zaproponowali zmianę dotychczasowego podejścia dotyczącego działań, jakie należy podjąć w celu wdrożenia wspólnych skoordynowanych metod zarządzania ograniczeniami przesyłowymi w całym regionie CEE. Trójstronny *market coupling* oparty został o funkcjonujące od 2009 r. połączenie rynków między Słowacją i Republiką Czeską. W wyniku powyższego połączenia w procesie alokacji zdolności w Regionie Europy Środkowo-Wschodniej granice między tymi trzema państwami będą wyłączone z procedury skoordynowanej procedury alokacji zdolności na rynku dnia następnego. Istnieje możliwość rozszerzenia ww. projektu o inne państwa Rynku CEE, traktując to jako etap przejściowy w procesie wdrażania docelowego modelu rynku.

W 2012 r. Prezes URE, PSE SA (dawniej PSE Operator SA) i TGE SA podjęli decyzję o przyłączeniu się Polski do uruchomionego we wrześniu 2012 r. funkcjonującego na połączeniach pomiędzy Republiką Czeską, Słowacją i Węgrami tzw. *market coupling* (CZ-SK-HU MC). W grudniu 2012 r. Prezes URE skierował do regulatorów tych państw pismo, w którym wyraził intencję przyłączenia się Polski do ww. projektu. W ocenie Prezesa URE stanowi to istotny krok w kierunku utworzenia Wspólnego Rynku Energii. Propozycja Polski spotkała się z aprobatą i poparciem ze strony uczestników CZ-SK-HU MC. Ponadto w grudniu 2012 r. Prezes URE, PSE SA i TGE SA skierowali do uczestników projektu list intencyjny, w którym potwierdzili wolę przystąpienia do istniejącego CZ-SK-HU MC. Obecnie trwają rozmowy na temat realizacji tego projektu.

W 2012 r. kontynuowano współpracę regionu CEE i CWE w zakresie harmonizacji opracowywanych metod wyznaczania zdolności przesyłowych opartych na rzeczywistych przepływach energii (*Flow-Based*). Harmonizacja tych zasad ma na celu umożliwienie połączenia tych regionów w przyszłości.

1.3.2. Wytyczne ramowe i kodeksy sieciowe

III pakiet energetyczny powołał do życia nową Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER) oraz europejskie sieci operatorów systemów przesyłowych – energii elektrycznej i gazu (ENTSO-E, ENTSO-G), a także nałożył na te instytucje obowiązek ścisłej współpracy, zwłaszcza w odniesieniu do opracowania europejskich kodeksów sieci. Kodeksy sieciowe

³³⁾ Mechanizm *market coupling* opiera się na łączeniu ofert sprzedaży i zakupu energii z dwóch lub kilku rynków z uwzględnieniem zdolności przesyłowej dostępnej na połączeniach tych rynków oraz wyznaczaniu cen energii elektrycznej w obszarach cenowych w oparciu o wspólny algorytm wyznaczania cen transakcyjnych oraz wyznaczania ilości energii.

są konkretnymi narzędziami służącymi wdrożeniu jednolitego rynku energii w Unii Europejskiej. Określają one wspólne zasady funkcjonowania i zarządzania systemami energetycznymi oraz mają na celu eliminację barier technicznych dla dalszej integracji rynku. Kodeksy są opracowywane przez ENTSO-E/ENTSO-G i muszą być zgodne z niewiązącymi wytycznymi ramowymi, opracowywanymi przez ACER.

Proces ustanawiania kodeksów sieciowych został określony w art. 6 Rozporządzenia 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 uchylającego rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 (dalej: „rozporządzenie 714/2009”) oraz Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) Nr 715/2009 z 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylającego rozporządzenie (WE) nr 1775/2005 (dalej: „rozporządzenie 715/2009”).

Pierwszym elementem procesu tworzenia kodeksów sieciowych jest opracowanie przez Komisję Europejską rocznego wykazu priorytetów określającego obszary, które należy uwzględnić przy pracach nad kodeksami sieci. Wyznaczając priorytety, Komisja Europejska jest zobowiązana do konsultowania się z Agencją ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER), odpowiednią europejską siecią operatorów systemów przesyłowych (ENTSO-E lub ENTSO-G) oraz pozostałymi zainteresowanymi stronami.

Proces opracowania konkretnego kodeksu rozpoczyna się od wystosowania przez Komisję Europejską do ACER wezwania do opracowania wytycznych ramowych (*Framework Guidelines*). ACER powinna przygotować niewiązące wytyczne ramowe w terminie nieprzekraczającym 6 miesięcy od wezwania przez Komisję Europejską. Wytyczne określają jasne i obiektywne zasady opracowywania kodeksów sieciowych i przyczyniają się do niedyskryminacji, skutecznej konkurencji i sprawnego funkcjonowania rynku. Kolejnym etapem jest przygotowanie przez ENTSO-E/G kodeksu sieciowego, zgodnego z odpowiednimi wytycznymi ramowymi. Na przygotowanie kodeksu ENTSO-E/G ma 12 miesięcy od momentu wezwania przez Komisję Europejską. Kodeksy sieciowe zawierają wspólne szczegółowe zasady harmonizacji systemów i funkcjonowania rynku. Opracowany przez ENTSO-E/G kodeks jest następnie przekazywany do ACER, która dokonuje przeglądu kodeksu oraz, w terminie nie przekraczającym 3 miesięcy od dnia jego otrzymania, przedstawia ENTSO-E/G uzasadnioną opinię dotyczącą danego kodeksu. W świetle uzasadnionej opinii ACER, ENTSO-E/G może zmienić opracowany kodeks i ponownie przedłożyć go Agencji. W przypadku, gdy ACER uzna kodeks za zgodny z wytycznymi, przedkłada go Komisji Europejskiej i może zlecić jego przyjęcie we wskazanym terminie. Kodeksy są przyjmowane w drodze procedury komitetowej (akceptacja przez ekspertów z krajów członkowskich Unii Europejskiej). Po przejściu przez procedurę komitologii, kodeks sieciowy staje się prawnie wiążący i nie wymaga implementacji do prawa krajowego (moc prawna równa rozporządzeniu).

Wszystkie strony biorące udział w procesie opracowywania kodeksów sieci są zobowiązane do zachowania wymogów transparentności tego procesu oraz konsultowania projektów wytycznych i kodeksów z innymi uczestnikami rynku.

Wymagania określone w kodeksach sieci opracowanych przez ENTSO-E/ENTSO-G powinny być uwzględnione w krajowych kodeksach sieci (IRiES).

Kodeks Sieci ws. alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (CACM NC)

Już w kwietniu 2011 r. ACER rozpoczął publiczne konsultacje Wytycznych Ramowych ws. alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi, które zostały przyjęte z końcem lipca 2011 r. W oparciu o ich treść ENTSO-E opracowało Kodeks Sieciowy ws. alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (CACM NC), którego celem jest uregulowanie kwestii dotyczących metod alokowania zdolności w zakresie rynku dnia następnego i rynku dnia bieżącego oraz wskazanie sposobu szacowania zdolności transgranicznych pomiędzy poszczególnymi strefami. Wprowadzenie harmonizacji zasad w zakresie wymiany handlowej transgranicznej powinno przyczynić się do poprawy efektywności funkcjonowania europejskiego rynku energii elektrycznej oraz wzmocnienia pozycji odbiorców energii. Zasady zawarte w CACM NC będą stanowić podstawę dla wdrożenia jednego, wspólnego rynku w Europie.

19 grudnia 2012 r. ACER przekazał uzasadnioną opinię dla przedłożonego przez ENTSO-E 27 września 2012 r. kodeksu, oceniając jego treść jako zgodną z założeniami zdefiniowanymi w Wytycznych, jednakże mimo iż generalna ocena kodeksu CACM jest pozytywna, ACER wskazał potrzebę zmiany, uzupełniania lub doprecyzowania pojedynczych zapisów.

Kodeks Sieci dotyczący wymagań wobec wytwórców w związku z przyłączeniem do sieci (ang. *Network Code for Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators*)

NC RfG dokonuje podziału jednostek wytwórczych, uznanych za istotne dla przepływów transgranicznych, na cztery kategorie: A, B, C i D, dla których zostały określone odmienne wymagania techniczne. Zakres wymagań obowiązujących jednostki wytwórcze uzależniono od poziomu napięcia w punkcie przyłączenia oraz mocy. Dla jednostek wytwórczych nie spełniających wymagań przewidziano specjalną procedurę derogacyjną wprowadzając odmienne wymagania dla jednostek wytwórczych istniejących i nowych.

Kodeks Sieci w zakresie przyłączeń odbiorców do sieci (ang. *Demand Connection Code – DCC*)

DCC w głównej mierze zawiera wymagania wobec odbiorców przemysłowych związane z przyłączeniem do sieci przesyłowych oraz wobec operatorów systemów dystrybucyjnych, które to przyczynią się do zapewnienia bezpiecznej pracy połączonych systemów elektroenergetycznych oraz efektywnego zarządzania obciążeniem sieci. DCC w zamierzeniu stanowić ma uzupełnienie Kodeksu Sieci dot. wymagań wobec wytwórców w związku z przyłączeniem do sieci. W 2012 r. przeprowadzono publiczne konsultacje projektu DCC. Przygotowanie ostatecznej wersji projektu DCC z uwzględnieniem rezultatów publicznych konsultacji przewidywane jest na początku 2013 r.

Kodeksy Sieci w zakresie pracy systemu

W 2012 r., zgodnie z 3-letnim planem pracy w zakresie energii elektrycznej uzgodnionym przez Komisję Europejską, ACER i ENTSO-E, ENTSO-E pracowało i uzgadniało z interesariuszami następujące Kodeksy Sieci w obszarze pracy systemu:

- Kodeks Sieci w zakresie Planowania Operacyjnego (ang. *Network Code on Operational Planning and Scheduling*),
- Kodeks Sieci w zakresie regulacji częstotliwości i mocy oraz rezerw regulacyjnych (ang. *Network Code on Load Frequency Control and Reserves*),
- Kodeks Sieci w zakresie Bezpieczeństwa Ruchowego (ang. *Network Code on Operational Security*).

Wskazane Kodeksy Sieci bazują na Wytycznych Ramowych ACER z grudnia 2011 r. w zakresie pracy systemu (ang. *ACER Framework Guidelines on Electricity System Operation*).

Kodeks Sieci w zakresie Planowania Operacyjnego (OP&S NC)

OP&S NC reguluje procedury planowania operacyjnego i uzgadniania wymiany międzysystemowej, w tym wymiany danych oraz określa role i obowiązki OSP i użytkowników systemu, w celu zapewnienia bezpiecznej pracy systemu w fazie planowania w odpowiednich przedziałach czasowych. OP&S NC zawiera wymagania zapewniające:

- skoordynowaną pracę sieci przesyłowych i systemów poprzez osiągnięcie i utrzymanie zadowalającego poziomu bezpieczeństwa pracy systemu,
- efektywne wykorzystanie infrastruktury sieciowej i źródeł wytwórczych w ramach przygotowań do pracy w czasie rzeczywistym.

W 2012 r. (październik, grudzień) przeprowadzono publiczne konsultacje projektu OP&S NC. Przygotowanie ostatecznej wersji projektu OP&S NC z uwzględnieniem rezultatów publicznych konsultacji przewidywane jest na początku 2013 r.

Kodeks Sieci ws. regulacji częstotliwości i mocy oraz rezerw regulacyjnych (LFC&R NC)

Celem opracowania Kodeksu Sieci ws. regulacji częstotliwości i mocy oraz rezerw regulacyjnych jest zapewnienie spójnych i skoordynowanych zasad pracy sieci przesyłowych na poziomie Unii Europejskiej, osiągając tym samym zadowalającą jakość utrzymywanej częstotliwości sieciowej. Powyższe założenie może zostać wykonane poprzez skoncentrowanie się na:

- kryteriach oceny jakości częstotliwości,
- zasadach kontroli częstotliwości,
- zapewnieniu rezerw mających na celu podtrzymanie częstotliwości,
- zapewnieniu rezerw niezbędnych w sytuacjach potrzeby odbudowy wymaganego poziomu częstotliwości,
- wymianie rezerw oraz kontroli utrzymania synchronizmu w systemach elektroenergetycznych.

24 lutego 2012 r. Komisja Europejska wezwała ENSTO-E do opracowanie zapisów przedmiotowego kodeksu. Po kilkumiesięcznej pracy grupy ekspertów powołanej przez ENTSO-E, 1 lutego 2012 r. rozpoczął się proces internetowych publicznych konsultacji, który będzie trwał do 1 kwietnia 2013 r.

Kodeks Sieci ws. bezpieczeństwa pracy systemu (OS NC)

Celem opracowanego w oparciu o Wytyczne Ramowe ws. pracy systemu Kodeksu Sieci ws. bezpieczeństwa pracy systemu jest zdefiniowanie podstawowych zasad funkcjonowania systemu elektroenergetycznego przy jednoczesnym zapewnieniu właściwego poziomu bezpieczeństwa pracy sieci, jakości dostaw energii elektrycznej oraz skutecznego wykorzystania zasobów i infrastruktury sieciowej. Osiągnięcie powyższego będzie możliwe, gdy zostaną określone przepisy w zakresie:

- utrzymania wspólnego bezpieczeństwa operacyjnego,
- zapewnienia odpowiedniego współdziałania systemów elektroenergetycznych,
- istotnych kwestii dotyczących przyłączania do sieci przesyłowych użytkowników systemu.

Ponadto zgodnie z Wytycznymi Ramowymi ws. pracy systemu opublikowanymi 2 grudnia 2012 r. zapisy ww. kodeksu powinny definiować zasady współpracy sieci przesyłowych, zapewniające spójnie i skoordynowane funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego na poziomie Unii Europejskiej.

24 lutego 2012 r. Komisja Europejska oficjalnie wystąpiła do ENTSO-E z prośbą o rozpoczęcie 12-miesięcznego okresu pracy nad treścią Kodeksu Sieci ws. bezpieczeństwa pracy systemu. ENTSO-E w ramach realizacji zadania organizowało publiczne konsultacje, prowadziło warsztaty z uczestnikami rynku, w prace zaangażowani byli również operatorzy systemów dystrybucyjnych reprezentowani np. w ramach grupy ekspertów. Końcowe warsztaty dotyczące zapisów Kodeksu Sieci ws. bezpieczeństwa pracy systemu odbyły się 20 grudnia 2012 r., oferując zainteresowanym stronom możliwość pozyskania wiedzy w zakresie zmian, które zostały wprowadzone do projektu kodeksu w oparciu o konkluzje wynikające z publicznych konsultacji rozpoczętych 3 listopada 2012 r. Ponadto warsztaty te stanowiły sposobność do rozwiania wątpliwości dotyczących zapisów zawartych w ostatecznej wersji projektu kodeksu.

W kolejnym kroku przewidywane jest spotkanie grupy zajmującej się opracowaniem treści kodeksu oraz przygotowanie wersji kodeksu, która powinna zostać przedłożona do ACER pod koniec lutego 2013 r.

Wytyczne Ramowe ws. bilansowania energii elektrycznej

18 stycznia 2012 r. Komisja Europejska zaprosiła ACER do opracowania Wytycznych Ramowych ws. bilansowania energii elektrycznej. W odpowiedzi na zaproszenie Komisji w kwietniu 2012 r. ACER rozpoczął proces publicznych konsultacji, który został zakończony 25 lipca 2012 r., natomiast Wytyczne zostały opublikowane 20 września 2012 r. Mają one na celu integrację krajowych rynków bilansujących poprzez:

- wsparcie rozwoju konkurencji,
- zwiększenie skuteczności bilansowania systemów oraz

- zapewnienie bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej. W szczególności nacisk został położony na udział strony popytowej, jak również odnawialnych źródeł energii w procesie bilansowania systemu. Jednocześnie w Wytycznych zdefiniowano wymagania stawiane kodeksom sieciowym w następujących kwestiach:
 - potrzeba określenia zadań i zakresu odpowiedzialności dotyczących strony popytowej oraz źródeł wytwórczych charakteryzujących się niestabilną i przerywaną pracą;
 - wymiany energii wykorzystywanej do bilansowania systemu;
 - rezerw wykorzystywanych w zakresie rynku bilansującego;
 - dostępności zdolności transgranicznych wykorzystanych do bilansowania systemu;
 - rozliczeń energii niezbilansowania z uwzględnieniem potencjalnego wykorzystania mechanizmów bodźcowych.

W kolejnym kroku, tj. 21 grudnia 2012 r. ENTSO-E zostało oficjalnie poproszone o rozpoczęcie prac nad przygotowaniem Kodeksu Sieci ws. bilansowania energii elektrycznej. Data ta oznacza początek 12-miesięcznego procesu opracowywania zapisów kodeksu. Jednocześnie stowarzyszenie operatorów systemów przesyłowych ENTSO-E powołało grupę ekspertów dedykowaną realizacji powyższego zadania oraz opublikowało ankietę dotyczącą usług systemowych nabywanych na rynku bilansujących oraz kształtu samego rynku.

W listopadzie 2012 r. oddziały terenowe URE w ramach prac prowadzonych nad kodeksem sieci skierowały do operatorów systemów dystrybucyjnych zlokalizowanych w obszarze ich właściwości rzeczowej i terytorialnej pisma wzywające do przedstawienia informacji zawierających określenie stopnia dostosowania eksploatowanych przez nich sieci w odniesieniu do poszczególnych wymagań kodeksu.

Tabela 13. Charakterystyka ilościowa „ankietowanego” zbioru

Oddział terenowy URE	Liczba skierowanych do przedsiębiorstw aplikacji	Liczba odpowiedzi
Wrocław	15	8
Szczecin	4	4
Poznań	6	3
Lublin	4	2
Gdańsk	6	5
Katowice	10	8
Łódź	5	4
Warszawa	7	6
Kraków	30	26
Łącznie	87	66

Źródło: URE.

Łączna liczba dystrybutorów na 13 grudnia 2012 r. to 148, co oznacza, że zapytanie skierowano do 58,8% zbioru.

Tabela 14. Podział odpowiedzi wg miejsca przyłączenia respondentów do sieci najwyższych lub wysokich napięć

Oddział terenowy URE	OSD przyłączeni do OSP	OSD nieprzyłączeni do OSP
Wrocław	0	8
Szczecin	1	3
Poznań	2	1
Lublin	1	1
Gdańsk	1	4
Katowice	1	7
Łódź	0	4
Warszawa	1	5
Kraków	1	25

Źródło: URE.

W przesłanych do oddziałów ankietach przedsiębiorstwa dystrybucyjne podnosiły w szczególności brak precyzyjnych zapisów kodeksu, ich ogólność, co nie pozwala na pełną ocenę skutków wprowadzenia tych regulacji i będzie prowadzić do konieczności ich doprecyzowania na

etapie wdrażania kodeksu przez podmioty działające na terenie Rzeczypospolitej Polskiej. W przypadku przedsiębiorstw prowadzących działalność gospodarczą w systemach zamkniętych (zwanymi także energetyką przemysłową) zwracały one uwagę, że spełnienie dodatkowych wymogów nałożonych przez postanowienia kodeksu w stosunku do postanowień instrukcji ruchu i eksploatacji sieci będzie wymagało znacznych nakładów finansowych, a zakres działań określa wymagania szczegółowe właściwych operatorów systemów dystrybucyjnych powstałych w wyniku wydzielenia działalności dystrybucyjnej. Podnosiły także możliwe zagrożenia dla bezpieczeństwa procesów technologicznych.

Zwracano ponadto uwagę na konieczność kompleksowej oceny skutków proponowanych rozwiązań na sytuacje odbiorców, w tym na wzrost kosztów dostaw energii elektrycznej do tych podmiotów.

1.3.3. Projekty pilotażowe i zagadnienie nieplanowanych przepływów energii elektrycznej

Zgodnie z Konkluzjami Rady Europejskiej z 4 lutego 2011 r. pełna integracja europejskiego rynku energii elektrycznej powinna nastąpić do 2014 r. Mając to na uwadze Komisja Europejska zażądała od europejskich organów regulacyjnych opracowania Europejskiego Planu Pracy na lata 2011–2014 (*European Energy Work Plan 2011–2014*). Ustalono w nim plany działania niezbędne dla zharmonizowania alokacji zdolności przesyłowych na rynku dnia bieżącego, rynku dnia następnego i dla kontraktów długoterminowych, a także metodologii wyznaczania zdolności przesyłowych (tzw. pan-europejskie mapy drogowe – *cross-regional roadmaps*). Mapy drogowe uwzględniają projekty realizowane w rynkach regionalnych³⁴⁾. Wdrożenie map drogowych jest koordynowane przez powołaną pod auspicjami ACER Coordination Group ERI, której członkami są przedstawiciele europejskich organów regulacyjnych, w tym Prezes URE.

Rynek dnia bieżącego

Zgodnie z mapą drogową dot. utworzenia wspólnego rynku modelem docelowym połączenia rynków dnia bieżącego jest prowadzenie handlu transgranicznego energią elektryczną w drodze notowań ciągłych. Alokacja zdolności przesyłowych na granicach stref cenowych będzie odbywała się poprzez wspólną pan-europejską platformę, na której kojarzone będą oferty kupna i sprzedaży składane przez uczestników rynku. Zgodnie z założeniami wdrożenie wspólnego rynku dnia bieżącego w ramach połączonych rynków krajów Europy Środkowo-Zachodniej (Benelux, Niemcy i Francja) oraz Europy Północnej (Dania, Szwecja, Niemcy, Finlandia i Polska) ma się odbywać w dwóch etapach: 1) rozwiązanie przejściowe, mniej skomplikowane – implementacja *intraday* w NWE do końca 2012 r., 2) rozwiązanie docelowe – implementacja *intraday* w całej Europie do końca 2014 r. W 2012 r. realizacja projektu została znacznie opóźniona. Przyczyną tego jest zmiana decyzji w NWE w sprawie przyjęcia określonej platformy, na której będą łączone oferty. Początkowo uzgodniono, że platformą tą będzie stosowany w krajach skandynawskich ELBAS. Jednak w czerwcu niektóre giełdy energii sprzeciwiły się zastosowaniu tej platformy z uwagi na brak pewnych funkcjonalności. W związku z tym w czerwcu podjęto decyzję o konieczności dokonania wyboru takiej platformy w drodze przetargu. Procedura przetargowa została rozpoczęta, wybór wykonawcy ma być zakończony w pierwszym kwartale 2013 r.

Na SwePol Link nie wdrożono zasad śróddziennego zarządzania ograniczeniami systemowymi – *intraday*. Działania Prezesa URE w tym zakresie zostały opisane w pkt 1.3.1.

³⁴⁾ Rynki regionalne są określone w rozporządzeniu 714/2009.

Rynek dnia następnego

Modelem docelowym połączenia rynków dnia następnego jest tzw. *market coupling*, tj. sposób łączenia rynków energii elektrycznej z udziałem giełd energii. Mechanizm *market coupling* opiera się na łączeniu ofert sprzedaży i zakupu energii z dwóch lub kilku rynków z uwzględnieniem zdolności przesyłowej dostępnej na połączeniach tych rynków. Mechanizm ten polega na wyznaczaniu cen energii elektrycznej w obszarach cenowych w oparciu o wspólny algorytm wyznaczania cen transakcyjnych oraz wyznaczania ilości energii. Wdrożenie modelu docelowego w całej Unii Europejskiej przewidziane jest w terminie do 2014 r. W ramach tego projektu w 2012 r. podjęto decyzję, że algorytm wyznaczania cen transakcji oraz ilości przepływów energii elektrycznej, który będzie stosowany w modelu docelowym zostanie opracowany na bazie stosowanego obecnie w CWE algorytmu COSMOS. Na początku 2012 r. ENTSO-E potwierdziło, że wybrany algorytm spełnia stawiane przez operatorów systemów przesyłowych wymagania i może stanowić punkt startowy. Zapewniono również, że wymagania operatorów niebędących obecnie w projekcie (w tym PSE SA) zostały także wzięte pod uwagę. Operatorzy ci wchodzi w skład ENTSO-E Monitoring Group. W 2012 r. wszyscy operatorzy systemów przesyłowych i giełdy działający w projekcie NWE podpisali umowę o współpracy regulującą prawa i obowiązki stron w fazie projektowania i implementacji *day-ahead market coupling* (w tym podział kosztów, zasady zarządzania projektem), a także główne założenia współpracy w fazie operacyjnej. W ramach tego projektu regulatorzy NWE, którzy będą zatwierdzać opracowany na bazie COSMOS algorytm utworzyli grupę zadaniową, która zajmuje się opracowaniem wspólnego procesu zatwierdzania algorytmu. Regulatorzy NWE utworzyli także grupę zadaniową, która oceni algorytm. Ponadto uczestniczący w projekcie NWE operatorzy i giełdy otrzymali od regulatorów *letter of comfort*, w którym regulatorzy poparli wybór algorytmu COSMOS jako tzw. punktu startowego oraz poparli zaproponowany przez operatorów systemów przesyłowych podział kosztów.

Rynek kontraktów długoterminowych

Zgodnie z przyjętymi w Wytycznych ramowych dot. zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (*Framework Guidelines on Capacity Allocation and Congestion Management*) założeniami w terminie do końca 2013 r. wprowadzone mają być tzw. fizyczne prawa przesyłowe (PTR) z uwzględnieniem zasady wykorzystaj lub sprzedaj (ang. Use-It-Or-Sell-It – UIOSI), finansowe prawa przesyłowe (FTR) lub tam, gdzie rynki energii elektrycznej charakteryzują się dużą płynnością – inne instrumenty finansowe umożliwiające zabezpieczenie finansowe uczestnika rynku. Planowane jest wdrożenie zharmonizowanych zasad we wszystkich krajach Unii Europejskiej. Zharmonizowane zostaną zasady alokacji zdolności przesyłowych, platformy, na których dokonywana będzie alokacja oraz zasady nominacji zdolności.

W 2012 r. regulatorzy pracowali nad porównaniem obecnie obowiązujących zasad alokacji zdolności przesyłowych w poszczególnych regionach (Europa Środkowo-Zachodnia, Europa Południowo-Zachodnia, Europa Środkowo-Wschodnia) z wydanymi przez ACER Wytycznymi ramowymi dot. zarządzania ograniczeniami przesyłowymi. Przygotowano tzw. „listę życzeń”, określającą pewne założenia, które powinny być wzięte pod uwagę przy opracowywaniu wspólnych zasad alokacji oraz wymagania, które zasady te powinny spełniać. W październiku 2012 r. przeprowadzono publiczne konsultacje, w trakcie których użytkownicy systemu odpowiadali na uprzednio przygotowane przez regulatorów pytania dot. zasad alokacji długoterminowych praw przesyłowych, jakie powinny obowiązywać oraz wprowadzenia zasad zarządzania ryzykiem przez uczestników rynku. Konsultowano również wspomnianą „listę życzeń”. Po zakończeniu konsultacji opracowano dokument podsumowujący i oceniający odpowiedzi użytkowników systemu: ACER Public Consultation on Forward Risk Hedging Products and Harmonisation of Long Term Capacity Allocation Rules, Evaluation of Responses and final ACER „wish-list” for further harmonisation of auction rules for Long-Term Transmission Rights. Ostateczna wersja dokumentu zostanie przygotowana w 2013 r.

Działania Prezesa URE w tym zakresie zostały opisane w pkt 1.3.1.

Metodologia wyznaczania zdolności przesyłowych Cross-regional Road map for Capacity Calculation

Metoda ta może mieć zastosowanie przede wszystkim w sieciach wielooczkowych, a celem jej jest bezpieczeństwo funkcjonowania systemów elektroenergetycznych oraz zwiększenie poziomu zdolności przesyłowych dostępnych dla rynku. Powyższe może zostać uzyskane poprzez uwzględnienie przepływów energii wynikających z handlu transgranicznego oraz ograniczeń sieciowych występujących wewnątrz systemu elektroenergetycznego. Stosownie do przyjętych założeń, wyznaczanie zdolności przesyłowych, które są udostępniane w aukcjach krótkoterminowych, odbywać się będzie w oparciu o metodę dostępnych zdolności przesyłowych (*available transmission capacity* – ATC) lub przepływów energii elektrycznej (*Flow-Based* – FB), z wykorzystaniem wspólnego modelu sieci na połączeniach wszystkich rynków w całej Unii Europejskiej (ang. *common grid model*) lub przynajmniej na połączeniach synchronicznych. Metoda FB polega na przydzieleniu zdolności przesyłowych użytkownikom systemu w oparciu o model rzeczywistych przepływów energii elektrycznej w sieciach zarządzanych przez operatorów systemów przesyłowych. Tam, gdzie linie przesyłowe są gęsto rozmieszczone i współzależne, jak w przypadku Europy Środkowo-Wschodniej, preferuje się metodę FB. Metodę tę wskazano również w Regionie Europy Środkowo-Zachodniej, w którym dotychczas wdrożono *market coupling*. Ze względu, iż projekty dotyczące *Flow-Based* prowadzone są równolegle w obu sąsiadujących regionach, niezbędna jest koordynacja zasad ich funkcjonowania, mająca na celu harmonizację zasad, procedur oraz sposobu implementacji powyższych metod. Operatorzy systemów przesyłowych obu regionów utworzyli grupę ekspercką, której celem jest dążenie do osiągnięcia minimalnej harmonizacji metod koniecznej do osiągnięcia poziomu zapewniającego bezpieczne i płynne ich funkcjonowanie w przyszłości.

Przepływy nieplanowe

Nasilające się zjawisko nieplanowych przepływów energii w sieciach elektroenergetycznych, określanych często jako przepływy kołowe (karuzelowe), przestało być traktowane jako problem wyłącznie pojedynczych krajów, stając się zagadnieniem poruszonym coraz częściej na poziomie europejskim. Bezpośrednią przyczyną znaczącego wzrostu tych przepływów stał się dynamiczny rozwój źródeł wiatrowych w Europie i nie nadążający za nim rozwój sieci elektroenergetycznych. Bezpośrednim skutkiem wzrostu nieplanowych przepływów energii, oddziałujących przede wszystkim na systemy elektroenergetyczne w Polsce i Republice Czeskiej, są przeciążenia sieci, a w skrajnych przypadkach przekraczanie kryteriów bezpieczeństwa jej pracy, a także ograniczanie zdolności transgranicznej wymiany energii elektrycznej i związane z tym bariery w procesie integracji rynków.

W 2012 r. powyższy problem stał się przedmiotem dyskusji wielu forów europejskich, w tym na poziomie Komisji Europejskiej, podjęto również praktyczne działania mające na celu zapobieganie negatywnym skutkom nieplanowych przepływów energii, a także rozwiązanie tego problemu w dłuższym horyzoncie czasowym. W ramach powyższego należy zaznaczyć, iż już w pierwszym kwartale 2012 r. Komisja Europejska wyszła z inicjatywą wykonania studium na temat nieplanowych przepływów, którego celem jest identyfikacja i jednoczesne zdefiniowanie działań zaradczych dotyczących następujących kwestii:

- inwestycji w modernizację i rozbudowę infrastruktury sieciowej,
- redispatchingu mogącego mieć zastosowanie pomiędzy poszczególnymi obszarami kontrolnymi oraz
- określenia właściwie zdefiniowanych stref cenowych.

Ponadto należy dodać, iż studium to zgodnie z zamierzeniami Komisji zostanie wykonane na podstawie wytycznych opracowanych przez ACER.

Kolejnym projektem ukierunkowanym – tak jak i poprzedni – na poszukiwanie rozwiązań występowania przepływów nieplanowych, zaproponowanym w 2012 r. podczas Forum Florenckiego miałyby być analiza przeprowadzona przez ACER i dążąca do rozpoznania potencjalnych działań zaradczych, które mogłyby zostać podjęte w ramach redispatchingu pomiędzy poszczególnymi obszarami kontrolnymi.

Jako pozostałe inicjatywy mające na celu rozwiązanie istnienia przepływów karuzelowych można wymienić projekt zainicjowany przez niemiecki organ regulacji energetyki (BNetzA) skoncentrowany przede wszystkim na kwestiach redispachingu oraz zasadności budowy przesuwników fazowych na połączeniach transgranicznych oraz projekt pilotażowy ENTSO-E dotyczący wyznaczenia właściwie zdefiniowanych stref cenowych, obejmujący swoim zasięgiem regiony Europy Środkowo-Wschodniej, Europy Środkowo-Zachodniej oraz Szwajcarię i Włochy.

Częścią wspólną wszystkich działań powinna być diagnoza obecnej sytuacji polegająca na wskazaniu źródła przepływów nieplanowych, systemów elektroenergetycznych dotkniętych tym problemem, jak również określająca stopień, w jakim dany kraj jest dotknięty występowaniem przepływów nieplanowych. Znając przyczyny i wielkość problemu możliwe jest poszukiwanie właściwych działań zaradczych.

1.3.4. Kontrolowanie realizacji obowiązków wynikających z rozporządzenia 714/2009 Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej oraz zasad stosowanych na połączeniach z krajami trzecimi

Zgodnie z art. 23 ust. 2 pkt 11 ustawy – Prawo energetyczne do zadań Prezesa URE należy m.in. kontrolowanie realizacji przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego oraz innych uczestników rynku energii elektrycznej obowiązków wynikających z przepisów rozporządzenia 714/2009, a także wykonywanie innych obowiązków organu regulacyjnego wynikających z tego rozporządzenia. Jednocześnie stosownie do art. 56 ust. 1 pkt 1d ustawy ten, kto nie przestrzega obowiązków wynikających z przepisów rozporządzenia 714/2009 podlega karze pieniężnej. W 2012 r. Prezes URE nie prowadził postępowania w sprawie wymierzenia kary pieniężnej za nieprzestrzeganie przez operatora systemu przesyłowego obowiązków wynikających z rozporządzenia.

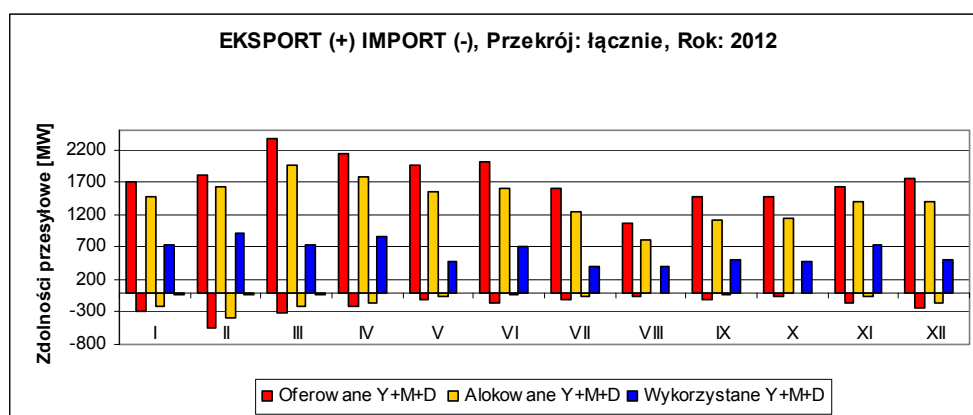
Monitorowanie zasad zarządzania i rozdziału przepustowości połączeń międzysystemowych, z którymi istnieją wzajemne połączenia – połączenia synchroniczne

Zasady zarządzania i rozdziału przepustowości połączeń międzysystemowych uregulowane są w Wytycznych stanowiących załącznik do rozporządzenia 714/2009 (do 3 marca 2011 r. 1228/2003/WE). W celu zapewnienia przestrzegania zgodności pomiędzy praktyką a regulacjami zawartymi w tym rozporządzeniu, Prezes URE monitoruje funkcjonowanie krajowego systemu elektroenergetycznego.

Dotychczasowe zasady rozdziału przepustowości połączeń międzysystemowych pomiędzy Polską, Niemcami, Republiką Czeską i Słowacją nie uległy w 2012 r. zmianie. Rozdział zdolności przesyłowych odbywał się w drodze skoordynowanych przetargów jawnych (*explicit*) pomiędzy ośmioma operatorami systemów przesyłowych z siedmiu państw regionu CEE. Przetargi na zdolności przesyłowe były organizowane i przeprowadzane przez Biuro Aukcyjne (CAO – *Central Allocation Office*) z siedzibą w Freising (Niemcy), utworzone przez wszystkich operatorów systemów przesyłowych Europy Środkowo-Wschodniej. Wielkości zdolności przesyłowych udostępniane w drodze przetargów wyznaczane są przez operatorów systemów przesyłowych poszczególnych państw, zgodnie z określonymi zasadami. Polski operator systemu przesyłowego PSE SA stosuje mechanizm wyznaczania zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej, który został zatwierdzony przez Prezesa URE decyzją z 23 lipca 2010 r.

Wysoki popyt na zdolności przesyłowe na połączeniach synchronicznych KSE, przewyższający istniejące możliwości techniczne, nadaje tym ograniczeniom charakter strukturalny. PSE SA udostępniało eksportowe zdolności przesyłowe w aukcjach rocznych, miesięcznych, dobowych i w dniu realizacji dostaw, natomiast importowe w aukcjach dobowych i w dniu realizacji dostaw (w aukcjach rocznych i miesięcznych oferowane zdolności przesyłowe były równe 0 MW). W trybie aukcji rocznych operator udostępniał dla eksportu moce w wysokości od 100 do 400 MW, w trybie aukcji miesięcznych maksymalnie do 304 MW (średnio w roku 116 MW), a w trybie aukcji dobowych maksymalnie do 1 368 MW (średnio w roku 1 226 MW). Z kolei dla importu w aukcjach dobowych udostępniano moce maksymalnie do 425 MW (średnio w roku 118 MW).

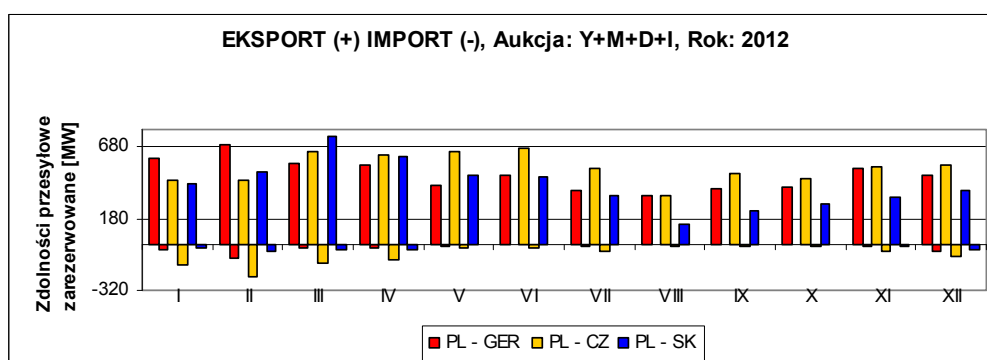
Rysunek 13. Oferowane, zarezerwowane i wykorzystane zdolności przesyłowe



Źródło: URE na podstawie danych PSE SA.

Najwięcej mocy przesyłowych uczestnicy rynku zarezerwowali na granicach z Niemcami i Czechami. Sytuacja ta została przedstawiona na rys. 14.

Rysunek 14. Rezerwowanie zdolności przesyłowych



Źródło: URE na podstawie danych PSE SA.

Oznaczenia i definicje zdolności przesyłowych zostały uzgodnione w ramach ETSO i UCTE (obecnie ENTSO-E) i są one stosowane przez wszystkich operatorów europejskich. Wielkości techniczne zdolności przesyłowych wyznaczane są oddzielnie dla eksportu i importu energii elektrycznej.

Odnosząc się do ilości alokowanej mocy przesyłowych wśród uczestników rynku należy stwierdzić, że w 2012 r. nie występowała ich nadmierna koncentracja. Udziały mocy alokowanej dla poszczególnych uczestników rynku w przetargu rocznym zawierały się w granicach 10–53,75%. Maksymalny udział w rynku dla jednego podmiotu w przypadku przetargu miesięcznego wynosił 52,86%, natomiast dla przetargów dobowych wskaźnik ten wyniósł 21,62%.

W 2012 r. nie uległa zmianie ilość połączeń KSE z sąsiednimi systemami elektroenergetycznymi oraz charakter pracy tych połączeń, a zrealizowane w 2012 r. inwestycje w KSE nie miały bezpośredniego wpływu na zwiększenie zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej.

W 2012 r. nie wystąpiły przypadki ograniczania udostępnianych zdolności przesyłowych w realizacji usług przesyłania w wymianie międzysystemowej spowodowane brakiem mocy lub awariami sieciowymi.

Saldo wymiany transgranicznej wyniosło w minionym roku 2 837 GWh. Podobnie więc jak w latach poprzednich, w 2012 r. Polska była eksporterem netto. Największy wolumen rzeczywistych przepływów był kierowany z KSE do Czech oraz Słowacji, natomiast większość fizycznych przepływów energii elektrycznej pochodziła z Niemiec.

Tabela 15. Wymiana międzysystemowa energii elektrycznej

Wyszczególnienie	2008 [GWh]	2009 [GWh]	2010 [GWh]	2011 [GWh]	2012 [GWh]	Dynamika 2012/2011 [2011=100]
Bilans handlowy – saldo	688	2 199	1 354	5 250	2 837	54,0
Eksport	4 110	5 038	3 097	7 234	6 675	92,3
Import	3 422	2 839	1 743	1 984	3 838	193,5
Przepływy rzeczywiste						
Wypłynęło z Polski	9 704	9 595	7 665	12 023	12 644	105,2
w tym do:						
Czech	6 912	6 870	5 504	8 262	8 844	107,1
Niemiec	95	134	167	432,1	172	39,8
Słowacji	2 551	2 337	1 499	3 052	3 499	114,6
Szwecji	146	254	494	277,5	129	46,6
Wpłynęło do Polski	9 020	7 400	6 310	6 779	9 803	144,6
w tym z:						
Białorusi	554	0	0	0	0	0,0
Czech	28	128	136	44	75	170,7
Niemiec	5 576	5 616	5 331	5 136	6 048	117,8
Słowacji	31	62	82	26,6	2	5,8
Szwecji	2 065	1 394	760	1 513,6	2 673	176,6
Ukrainy	765	199	0	59,6	1 005	0,0

Źródło: URE na podstawie danych PSE SA.

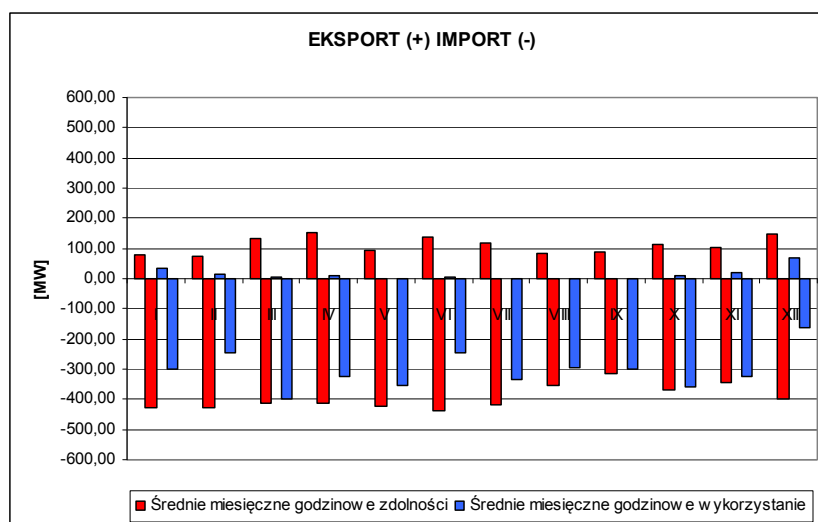
Połączenia niesynchroniczne (na podstawie danych z TGE SA)

Zarządzanie ograniczeniami przesyłowymi na stałoprądowym połączeniu Polska-Szwecja – SwePol Link odbywa się poprzez mechanizm *market coupling* w trybie aukcji niejawnych (*implicit*). Zdolności przesyłowe połączenia są udostępniane na zasadach rynkowych od 16 grudnia 2010 r. Moc połączenia jest alokowana przez giełdy energii (TGE SA i Nord Pool Spot) na poszczególne godziny doby dnia następnego (*Day-Ahead*). Mechanizm *market coupling* pozwala na bardziej efektywne wykorzystanie interkonektorów, ponieważ energia płynie zawsze z obszaru o niższej cenie do obszaru o wyższej cenie.

W 2011 r. średnia godzinowa moc udostępniana w kierunku eksportu z Polski wyniosła 110,5 MW, natomiast w kierunku importu 394,9 MW. Przeciętne godzinowe przepływy z Polski do Szwecji ukształtowały się na poziomie 14,3 MW, natomiast ze Szwecji do Polski – 304,3 MW.

Miesięczne dane o udostępnianych mocach i przepływach zostały przedstawione na rys. 15.

Rysunek 15. Udostępnione zdolności przesyłowe oraz przepływy energii elektrycznej na połączeniu SwePol Link w 2012 r.



Źródło: URE na podstawie danych TGE SA.

Z przedstawionych danych wynika, że większe zdolności przesyłowe były udostępniane w kierunku importu do Polski niż eksportu. Sytuacja taka była podyktowana koniecznością zapewnienia przez PSE SA bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, głównie w północnej Polsce, a więc ograniczoną możliwością udostępniania uczestnikom rynku zdolności eksportowych. Dostępność połączenia w kierunku eksportu wyniosła 18% mocy połączenia, z kolei w kierunku importu 66% mocy połączenia.

W odniesieniu do przepływów należy zauważyć, że energia elektryczna płynęła prawie wyłącznie ze Szwecji do Polski. Łączny eksport z Polski do Szwecji wyniósł w 2012 r. 187,8 GWh, a całkowity import 1 686,1 GWh.

Połączenie międzysystemowe Polska Ukraina (Zamość – Dobrotwór)

We wrześniu 2011 r. na połączeniu systemów polskiego i ukraińskiego wprowadzony został mechanizm udostępniania zdolności przesyłowych. Połączenie to stanowi jednotorową linię 220 kV relacji Zamość – Dobrotwór, łączącą do pracy synchronicznej z KSE wydzielone w Elektrowni Dobrotwór bloki wytórcze.

Dostępne zdolności przesyłowe są alokowane na uczestników rynku w formie przetargów miesięcznych jawnych (*explicit*). Są to przetargi nie nieskoordynowane (jednostronne). Zdolności są udostępniane w kierunku z Ukrainy do Polski.

Zasady udostępniania zdolności przesyłowych określone zostały w dokumencie „Zasady udostępniania i przetargów zdolności przesyłowych na połączeniu międzysystemowym PSE SA i NEK Ukrenergo” organizowanych jednostronnie przez PSE SA. Zasady te były oceniane przez Prezesa URE. Regulator uznał, że nie są one sprzeczne z przepisami rozporządzenia Ministra Gospodarki z 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego³⁵⁾, zgodnie z którym operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego zapewnia dostęp do połączeń międzysystemowych, w zakresie posiadanych zdolności przesyłowych, na warunkach uzgodnionych z operatorami systemów przesyłowych krajów sąsiadujących z terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, z wykorzystaniem mechanizmu udostępniania zdolności przesyłowych spełniającego wymagania niedyskryminacji i przejrzystości. W związku z tym Prezes URE nie sprzeciwił się stosowaniu tych zasad w okresie przejściowym, do czasu opracowania i wdrożenia reguł alokacji zdolności przesyłowych spełniających wymagania określone w rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady z 26 czerwca 2003 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej. Każda zmiana zasad alokacji jest konsultowana z Prezesem URE.

Na podstawie pkt 6.5. Wytycznych w sprawie zarządzania i alokacji dostępnej zdolności przesyłowej połączeń wzajemnych między systemami krajowymi (zwanymi dalej „wytycznymi”), które stanowią załącznik do rozporządzenia 714/2009, każdego roku do 31 lipca organy regulacyjne opublikują sprawozdanie zawierające informacje o kwocie przychodów uzyskanych w okresie 12-tu miesięcy kończącym się 30 czerwca tego roku i przedstawiające sposób wykorzystania tego dochodu, wraz z weryfikacją, czy dochód ten został wykorzystany zgodnie z ww. rozporządzeniem i wytycznymi oraz czy łączna kwota dochodu z ograniczeń została przeznaczona na jeden lub więcej spośród trzech zalecanych celów, o których mowa w art. 16 ust. 6 rozporządzenia.

Prezes URE opublikował Informację Nr 21/2012 w sprawie sposobu wykorzystania przez operatora elektroenergetycznego systemu przesyłowego środków uzyskanych z udostępniania transgranicznych zdolności przesyłowych w okresie od 1 lipca 2011 r. do 30 czerwca 2012 r. na stronie internetowej URE. Poniżej dane z opublikowanej informacji (styczeń – czerwiec 2012 r.) uzupełniono o dane za okres lipiec – grudzień 2012 r.

W 2012 r. PSE SA alokował i udostępniał zdolności przesyłowe:

- 1) na połączeniach z krajami regionu Europy Środkowo-Wschodniej
 - w ramach mechanizmu skoordynowanych przetargów jawnych (*explicit*) organizowanych dla trzech przedziałów czasowych: rocznego, miesięcznych i dobowych (rynek dnia następnego – *day-ahead*); przetargi były organizowane i przeprowadzane przez Biuro Alokacyjne (CAO – *Central Allocation Office*) z siedzibą w Freising (Niemcy);

³⁵⁾ Dz. U. z 2007 r. Nr 93, poz. 623, z późn. zm.

- w ramach mechanizmu śróddziennego – rynek dnia bieżącego (*intraday*), na zasadach uzgodnionych z pozostałymi operatorami regionu; mechanizm opiera się na czasowej regule pierwszeństwa (*first comes first serves*),
- 2) na stałoprądowym połączeniu ze Szwecją SwePol Link
 - w ramach mechanizmu *market coupling*, przy zastosowaniu aukcji niejawnych (*implicit*) na rynku dnia następnego, *market coupling* jest organizowany przez giełdy energii, tj. TGE SA i Nordpool Spot AS.

W 2012 r. z tytułu udostępniania zdolności przesyłowych PSE SA uzyskał przychody w wysokości 62 430,07 tys. zł (31 436,56 tys. zł styczeń – czerwiec 2012 r., 31 512,15 tys. zł lipiec – grudzień 2011 r.), przy czym kwoty te nie obejmują przychodów z alokacji mocy na połączeniu SwePol Link.

Do 31 sierpnia 2012 r. właścicielami połączenia stałoprądowego ze Szwecją były spółki SwePol Link Poland Sp. z o.o. i SwePol Link AB. Przychody uzyskiwane z tytułu udostępniania zdolności przesyłowych na tym połączeniu, alokowane w ramach mechanizmu *market coupling*, trafiały w całości do ww. przedsiębiorstw. 31 sierpnia 2012 r. (godz. 13:00) majątek połączenia stałoprądowego został nabyty przez PSE SA oraz Svenska Kraftnatt (OSP Szwecji). Po ww. dacie (tj. po dokonaniu przekształcenia połączenia w połączenie operatorskie), kontynuowane jest udostępnianie zdolności przesyłowych uczestnikom rynku w oparciu o mechanizm *market coupling*, w ramach aukcji *implicit* prowadzonych przez TGE SA i Nord Pool Spot AS, z tym że PSE SA i Svenska Kraftnat uzyskują po 50% przychodów z tytułu udostępniania zdolności przesyłowych dla celów wymiany międzysystemowej. Przychody PSE SA z tego tytułu w 2012 r. wyniosły 16 027,52 zł.

Stosownie do rozporządzenia 714/2009 przychody z tytułu udostępniania zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej powinny być przeznaczane na:

- zagwarantowanie rzeczywistej dostępności zdolności przesyłowych lub
- inwestycje sieciowe utrzymujące lub zwiększające zdolności połączeń wzajemnych.

Jeżeli przychody nie mogą zostać efektywnie wykorzystane do celu określonego w pkt 1 lub 2 powyżej, wówczas mogą zostać wykorzystane, po zatwierdzeniu przez organ regulacyjny, w maksymalnej kwocie określonej przez ten organ, jako dochód brany pod uwagę przy zatwierdzeniu metod kalkulacji lub ustalania taryf sieciowych. Pozostała część przychodów powinna zostać umieszczona na odrębnym koncie wewnętrznym do czasu, kiedy będzie mogła być wykorzystana na ww. cele.

Zgodnie z założeniami przyjętymi do kalkulacji stawek opłat przesyłowych w Taryfie PSE SA na rok 2012, zatwierdzonej decyzją Prezesa URE z 16 grudnia 2011 r., część kosztów uzasadnionych działalności przesyłowej przedsiębiorstwa związanych z realizacją wymiany międzysystemowej nie została uwzględniona w kalkulacji stawek opłat w ww. taryfie PSE SA na rok 2012, tj. zgodnie z Wezwaniem Prezesa URE część tych kosztów jest pokrywana uzyskiwanymi przez spółkę przychodami z aukcji zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej. Są to następujące koszty:

- koszty organizacji skoordynowanych aukcji zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej,
- koszty bilansowania wymiany międzysystemowej,
- koszty związane z uczestnictwem PSE SA w międzyoperatorskim systemie rozliczeń kosztów tranzytów ITC, które nie zostaną pokryte przychodami uzyskanymi w ramach uczestnictwa w tym mechanizmie oraz przychodami z opłaty rynkowej.

Powyższe wielkości kosztów i przychodów dotyczą stanu księgowego na 31 stycznia 2013 r. (rozliczenia ITC za rok 2012 nie zostały zakończone).

W związku z powyższym, uzyskana za okres 1.01.2012 r. – 31.12.2012 r. wielkość dochodu z tytułu alokacji zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej (wyznaczona na podstawie sumy przychodów uzyskanych z alokacji zdolności przesyłowych na połączeniach synchronicznych oraz na połączeniu stałoprądowym Polska – Szwecja, wyliczona zgodnie z uwzględnieniem obowiązujących przepisów księgowych), zostanie w całości przeznaczona na cele, o których mowa w art. 16 ust. 6 lit. b) rozporządzenia 714/2009, tj. na utrzymywanie lub zwiększanie zdolności połączeń wzajemnych poprzez inwestycje w sieci.

Ze względu na wybór sposobu najbardziej efektywnego wykorzystania środków zostaną one przeznaczone, jako jedno z podstawowych źródeł finansowania nakładów inwestycyjnych niezbędnych dla realizacji budowy asynchronicznego połączenia międzysystemowego Polska-Litwa.

Ze względu na skalę i rozłożenie w czasie całości ww. inwestycji, środki te będą sukcesywnie uruchamiane, a do czasu uruchomienia (tj. do czasu ich efektywnego wydatkowania), będą one utrzymywane na odrębnym koncie wewnętrznym (tzn. na Funduszu Celowym), tj. zgodnie z postanowieniami art. 16 ust. 6 rozporządzenia 714/2009.

1.4. Realizacja obowiązków wynikających z ustawy o rozwiązaniu KDT

Ustawa o rozwiązaniu KDT jest ustawą określającą zasady udzielania pomocy publicznej. System rekompensat określony tą ustawą został zatwierdzony decyzją Komisji Europejskiej z 25 września 2007 r. w sprawie pomocy państwa udzielonej przez Polskę w ramach umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej oraz pomocy państwa, którą Polska planuje udzielić w ramach rekompensaty z tytułu dobrowolnego rozwiązania umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej³⁶⁾, która w art. 4 ust. 2 uznała system rekompensat za pomoc publiczną zgodną ze wspólnym rynkiem zgodnie z Komunikatem Komisji Europejskiej dotyczącym metodologii analizy pomocy państwa związanej z kosztami osieroconymi (List Komisji SG (2001) D/290869 z 6 sierpnia 2001 r.).

Program pomocy publicznej ma na celu rekompensowanie wytwórcom kosztów osieroconych, powstałych w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych wynikających z braku możliwości odzyskania poniesionych nakładów inwestycyjnych w ramach działalności wytwórców na konkurencyjnym rynku energii elektrycznej oraz kosztów zużycia odebranego gazu ziemnego i kosztów nieodebranego gazu ziemnego, powstałych w związku z obowiązkiem odbioru zakontraktowanej ilości gazu ziemnego przez wytwórców wytwarzających energię elektryczną i ciepło z wykorzystaniem tego paliwa. Koszty osieroczone to koszty powstałe w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (KDT) wynikające z braku możliwości odzyskania poniesionych nakładów inwestycyjnych w ramach działalności wytwórców na konkurencyjnym rynku energii elektrycznej.

Koszty gazu ziemnego to koszty, które powstały w związku z obowiązkiem odbioru zakontraktowanej ilości gazu ziemnego przez wytwórców wytwarzających energię elektryczną i ciepło z wykorzystaniem tego paliwa.

Łącznie wytwórcy, których lista została zawarta w zał. nr 2 ustawy o rozwiązaniu KDT mają prawo do uzyskania pomocy w wysokości maksymalnie 12,6 mld zł (kwota zdyskontowana do wartości na 1 stycznia 2007 r.).

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 oraz kosztów zużycia odebranego gazu ziemnego i kosztów nieodebranego gazu ziemnego dla 2011 r.

W 2012 r. Prezes URE ustalił dla siedmiu wytwórców uczestniczących w 2011 r. w systemie rekompensat określonym ustawą o rozwiązaniu KDT wysokość korekty rocznej kosztów osieroconych za 2011 r. oraz wysokość korekty rocznej kosztów zużycia odebranego i kosztów nieodebranego gazu ziemnego, powstałego w jednostkach opalanych gazem ziemnym za 2011 r. W sumie w powyższych sprawach zostało wydanych dwanaście decyzji administracyjnych w ustawowym terminie do 31 lipca 2012 r., z czego dwie zostały następnie zmienione w trybie art. 479⁴⁸ § 2 ustawy z 17 listopada 1964 r. – Kodeks postępowania cywilnego³⁷⁾ – tzw. samokontrola.

³⁶⁾ Dz. U. UE L 83/1 z 28 marca 2009 r.

³⁷⁾ Dz. U. z 1964 r. Nr 43, poz. 296, z późn. zm.

Wytwórcy za 2011 r. otrzymali zaliczki na poczet kosztów osieroconych oraz kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym (koszty gazu) łącznie w wysokości 1 889,91 mln zł. Przy czym zaliczki na pokrycie kosztów osieroconych wyniosły 1 819,20 mln zł, a na poczet kosztów gazu ziemnego – 70,71 mln zł. W wyniku decyzji administracyjnych Prezesa URE ustalających korekty roczne, wytwórcy powinni dodatkowo uzyskać łączną kwotę pomocy publicznej w wysokości 121,69 mln zł, z tego: z tytułu kosztów osieroconych – kwotę 114,40 mln zł oraz z tytułu kosztów gazu ziemnego – kwotę 7,29 mln zł.

Tabela 16. Indywidualne rozliczenie każdego z wytwórców objętych programem pomocy publicznej z tytułu przedterminowego rozwiązania umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej za 2011 r.

Wytwórcy	Kwota zaliczek na poczet kosztów osieroconych na rok 2011 w wysokości określonej we wnioskach (art. 24)	Kwota zaliczek na poczet kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym na rok 2011 określonych we wnioskach (art. 45)	RAZEM kwota zaliczek	Korekta roczna kosztów osieroconych	Korekta roczna kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym, o których mowa w art. 44 ustawy KDT	Suma korekt rocznych	Saldo środków publicznych przekazanych wytwórcom z uwzględnieniem rocznych korekt
PGE GiEK SA*	1 133 901,067	30 706,203	1 164 607,270	-84 949,258	-6 941,502	-91 890,760	1 072 716,510
PGE GiEK SA – d. PGE Elektrownia Opole SA**	234 499,910		234 499,910	1 190,520		1 190,520	235 690,430
TAURON Wytwarzanie SA	165 960,492		165 960,492	211 676,638		211 676,638	377 637,130
ENEA Wytwarzanie SA	3 500,000		3 500,000	-37 397,322		-37 397,322	-33 897,322
Elektrownia Pątnów II Sp. z o.o.	95 000,000		95 000,000	-2 410,188		-2 410,188	92 589,812
Elektrociepłownia Nowa Sarzyna Sp. z o.o.	100 000,000	40 000,000	140 000,000	13 293,285	14 232,114	27 525,399	167 525,399
Elektrociepłownia Chorzów ELCHO Sp. z o.o.	73 400,000		73 400,000	-1 484,339		-1 484,339	71 915,661
Elektrociepłownia Zielona Góra SA	12 941,000	0,000	12 941,000	14 480,153	0,000	14 480,153	27 421,153
RAZEM	1 819 202,469	70 706,203	1 889 908,672	114 399,489	7 290,612	121 690,101	2 011 598,773

* Korekty roczne zostały ustalone dla jednostek wytwórczych, znajdujących się w dwóch oddziałach wytwórcy, które w 2011 r. korzystały z programu pomocy publicznej: korekta kosztów osieroconych w Oddziale Elektrownia Turów i w Oddziale Elektrociepłownia Rzeszów oraz korekta kosztów gazu ziemnego w Oddziale Elektrociepłownia Rzeszów.

** 12 marca 2012 r. doszło do połączenia PGE Elektrownia Opole SA ze spółką PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA z siedzibą w Bełchatowie w trybie art. 492 § 1 oraz art. 516 § 1 ustawy z 15 września 2000 r. – Kodeks spółek handlowych (Dz. U. Nr 94, poz. 1037, z późn. zm.). W ten sposób PGE GiEK SA weszła w prawa i obowiązki PGE Elektrownia Opole SA, stając się jej następcą prawnym, dlatego też w 2012 r. w rozliczeniach za 2011 r. prezentowane dane PGE Elektrownia Opole SA są już dla następcy prawnego PGE GiEK SA.

Źródło: URE.

W tej sytuacji ogólne saldo środków publicznych przekazanych wytwórcom, z uwzględnieniem otrzymanych przez wytwórców zaliczek i ustalonych ww. korekt, stanowi kwotę 2 011,60 mln zł.

Dwóch wytwórców nie zgodziło się z decyzjami Prezesa URE i złożyło odwołania od tych decyzji. W przypadku jednego wytwórcy, Prezes URE dokonał zmiany dwóch swoich decyzji dotyczących korekty rocznej kosztów osieroconych za 2011 r. w trybie samokontroli. Ostatecznie do

Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów (SOKiK) wpłynęły, za pośrednictwem Prezesa URE, dwa odwołania. Jedno odwołanie dotyczyło korekty rocznej kosztów osieroconych, a drugie – korekty rocznej kosztów gazu ziemnego.

Biorąc pod uwagę złożone odwołania od decyzji Prezesa URE za 2011 r. (przekazane do SOKiK), wytwórcy oczekują, iż pomoc publiczna z tytułu kosztów osieroconych i kosztów gazu ziemnego wyniesie w sumie ok. 2 122, 53 mln zł, tj. o ok. 110,93 mln zł więcej niż wynikałoby z tych decyzji.

Przyczyną rozbieżności, pomiędzy oczekiwaniem wytwórcy energii elektrycznej, a decyzją Prezesa URE były różnice metodologiczne dotyczące sposobu ustalania korekty rocznej kosztów osieroconych, podobnie jak to miało miejsce w poprzednich latach. W szczególności zostało zakwestionowane ustalenie przez Prezesa URE klucza podziału wielkości określonych w załącznikach nr 3 i nr 5 do ustawy o rozwiązaniu KDT w przypadku, gdy istnieje istotna rozbieżność między danymi będącymi podstawą kalkulacji maksymalnej kwoty kosztów osieroconych dla danego wytwórcy w danym roku, a danymi stanowiącymi podstawę do rozliczenia tych kosztów w tym samym roku.

W zakresie korekty rocznej kosztów gazu ziemnego wytwórca nie zgodził się z tym, że Prezes URE przy jej ustalaniu uznał jedynie ilość gazu objętą klauzulą tzw. „minimum take”, a nie całkowitą ilość gazu zakupionego w danym roku wykorzystanego do produkcji energii elektrycznej (art. 46 ust. 1 w związku z art. 44 ustawy o rozwiązaniu KDT). Wytwórca zakwestionował także przyjęty sposób ustalenia kosztów wytworzenia 1 MWh energii elektrycznej z gazu ziemnego (art. 46 ust. 5 ustawy o rozwiązaniu KDT), co w tym przypadku nie miało wpływu na wysokość ustalonej korekty kosztów gazu.

Ponadto w 2012 r. zostały prawomocnie zakończone cztery spory sądowe toczące się w przedmiocie korekt rocznych kosztów osieroconych za 2008 r. w związku z pięcioma odwołaniami wytwórców od decyzji Prezesa URE, ustalających wysokości korekty rocznej kosztów osieroconych za 2008 r. Sąd Apelacyjny w Warszawie wydał orzeczenia uwzględniające żądania wytwórców w przypadku trzech odwołań. Sąd wydając powyższe orzeczenia ustalił, iż uzyskane przez wytwórców w 2008 r. przychody ze sprzedaży energii elektrycznej, rezerw mocy i usług systemowych zostały osiągnięte na rynku konkurencyjnym oraz transakcje sprzedaży energii elektrycznej zawierane pomiędzy spółkami w ramach tej samej grupy kapitałowej nie wykazują cech nierynkowych. Natomiast w przypadku wysokości kosztów działalności operacyjnej związanej ze sprzedażą energii elektrycznej, rezerw mocy i usług systemowych Sąd ten dokonał oceny ich prawidłowości pod kątem zgodności z wielkościami księgowymi.

Prezes URE, biorąc powyższą okoliczność pod uwagę, jak również wyrażone w swoich decyzjach administracyjnych odmienne stanowisko w zakresie materialno-prawnej zasadności oceny przychodów osiągniętych na rynku konkurencyjnym, skorzystał z przysługującego mu prawa do złożenia skargi kasacyjnej. Tak więc w 2012 r. Prezes URE złożył do Sądu Najwyższego trzy skargi kasacyjne od wyroków Sądu Apelacyjnego w Warszawie.

Niezależnie od powyższego należy wskazać, iż jedno odwołanie wytwórcy nie znalazło merytorycznego uzasadnienia. Na skutek rozpoznania sprawy Sąd Apelacyjny w Warszawie w 2012 r. wydał orzeczenie, zgodnie z którym utrzymał w mocy decyzję administracyjną Prezesa URE ustalającą korektę roczną kosztów osieroconych za 2008 r. dla tego wytwórcy.

Ustalenie stawek opłaty przejściowej na 2013 r.

Prezes URE, stosownie do art. 12 ust. 1 ustawy o rozwiązaniu KDT, skalkulował stawki opłaty przejściowej na 2013 r. Stawki te, w porównaniu do roku 2012, dla wymienionych w tab. 17 grup odbiorców końcowych spadły o ok. 71%.

Poniższa tabela przedstawia skalkulowane na 2013 r. stawki opłaty przejściowej dla poszczególnych grup odbiorców oraz dla porównania stawki obowiązujące w 2012 r.

Tabela 17. 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 specjaliści, o których mowa w art. 10 ust. 1 pkt 3 ustawy
	do 500 kWh	od 500 kWh 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 2012 r.	0,29	1,23	3,87	1,06	2,63	4,91	1,35
Stawki netto skalkulowane na 2013 r.	0,08	0,36	1,13	0,31	0,76	1,42	0,39
Zmiana wysokości stawek netto w 2013 r. w stosunku do 2012 r.*	-70,94%	-70,94%	-70,94%	-71,02%	-71,02%	-71,02%	-71,02%

* Procenty obliczone dla stawek bez zaokrągleń.

Źródło: URE.

Pozostałe czynności wymagane przepisami ustawy o rozwiązaniu KDT

1. W terminie ustawowym – do 31 marca 2012 r. – Prezes URE, na podstawie art. 28 ust. 4 ustawy o rozwiązaniu KDT, poinformował wytwórców i inne podmioty wchodzące w skład grupy kapitałowej o szczegółowym zakresie i sposobie przekazania informacji i danych, niezbędnych do obliczania korekty rocznej kosztów osieroconych oraz kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym za 2011 r.
2. W kwietniu 2012 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 2011 r.
3. Prezes URE, działając na podstawie art. 46 ust. 7 ustawy o rozwiązaniu KDT, opublikował 11 lipca 2012 r. informację w sprawie średnioważonego kosztu węgla, zużywanego przez jednostki wytwórcze centralnie dysponowane opalane węglem oraz średniej ceny energii elektrycznej wytworzonej przez wytwórców eksploatujących jednostki wytwórcze centralnie dysponowane, w której poinformował, że w 2011 r.:
 - 1) średnioważony koszt węgla zużywanego przez jednostki wytwórcze centralnie dysponowane opalane węglem, z uwzględnieniem kosztów transportu węgla wyniósł 94,45 zł/MWh;
 - 2) średnia cena energii elektrycznej wytworzonej przez wytwórców eksploatujących jednostki wytwórcze centralnie dysponowane opalane węglem wyniosła 199,17 zł/MWh.
4. W terminie ustawowym – do 31 lipca 2012 r. – Prezes URE, na podstawie art. 24 ust. 4 i 5 ustawy o rozwiązaniu KDT, wydał dla sześciu wytwórców decyzje ustalające zaktualizowane kwoty kosztów osieroconych na 2013 r., określone w załączniku nr 3 do ustawy o rozwiązaniu KDT oraz opublikował informację w Biuletynie URE o ww. zaktualizowanych kwotach. W oparciu o te decyzje, wytwórcy złożyli wnioski o wypłatę zaliczek na 2013 r. na pokrycie kosztów osieroconych w wysokości ok. 614,6 mln zł. Ponadto, wytwórcy złożyli wnioski o wypłatę zaliczek na pokrycie kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym w wysokości ok. 46,8 mln zł.
5. W terminie ustawowym – do 30 września 2012 r. – Prezes URE, na podstawie art. 26 ust. 1 ustawy o rozwiązaniu KDT przekazał Zarządcy Rozliczeń SA informacje o wysokości zaliczek wnioskowanych przez wytwórców.
6. Prezes URE w 2012 r. okresowo pozyskiwał informacje od płatników opłaty przejściowej o liczbie odbiorców końcowych, wielkości mocy umownych oraz wysokości środków zgromadzonych z tytułu opłaty przejściowej. W 2012 r. wpłaty z tytułu opłaty przejściowej dokonane przez operatorów systemów dystrybucyjnych kształtowały się na poziomie ok. 132 mln zł miesięcznie.

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 wysoko-sprawnej kogeneracji przyczynia się do ochrony środowiska, ale przede wszystkim poprawia efektywność produkcji. Celem podejmowanych działań w tym zakresie jest zatem zwiększenie wytwarzania energii ze źródeł 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 × 20, Polska musi w coraz większym stopniu wykorzystywać odnawialne źródła energii (zwane dalej: „OZE”), dzięki którym można zmniejszyć zależność od importowanych paliw kopalnych oraz zwiększyć wykorzystanie nowych technologii energetycznych. Warto przypomnieć, że dla Polski oznacza to w uproszczeniu obowiązek uzyskania 15% udziału OZE w zużyciu energii w 2020 r. Dążenie do zwiększenia udziału tych źródeł w bilansie produkcji energii elektrycznej w kraju, ze względu na wysokie koszty inwestycji wymaga stosowania odpowiednich systemów wsparcia, będących gwarancją ich systematycznego rozwoju.

Mechanizm wsparcia przedsiębiorców wytwarzających energię elektryczną w OZE jest dwukierunkowy i polega na obowiązkowym zakupie wytworzonej energii elektrycznej przez sprzedawcę z urzędu oraz wydawaniu przez Prezesa URE świadectw pochodzenia (OZE), które mogą być przedmiotem obrotu na TGE SA. Natomiast mechanizm wsparcia przedsiębiorców wytwarzających energię elektryczną w wysokosprawnej kogeneracji (zwanej dalej: „CHP”) polega na obowiązkowym odbiorze, przesyłce lub dystrybucji wytworzonej energii elektrycznej przez odpowiedniego operatora systemu elektroenergetycznego, z zachowaniem niezawodności i bezpieczeństwa krajowego systemu elektroenergetycznego oraz wydawaniu przez Prezesa URE świadectw pochodzenia z kogeneracji (CHP), które mogą być przedmiotem obrotu na TGE SA. Co istotne, w świetle obowiązujących przepisów prawa, rok 2012 jest ostatnim rokiem funkcjonowania mechanizmu wsparcia wysokosprawnej kogeneracji dla jednostek kogeneracji, o których mowa w art. 9l ust. 1 pkt 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne (tj. jednostek kogeneracji opalanych paliwami gazowymi lub o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej źródła poniżej 1 MW oraz jednostek kogeneracji innych niż wymienione w art. 9l ust. 1 pkt 1 i 1a ustawy – Prawo energetyczne). W przypadku jednostek kogeneracji, o których mowa w art. 9l ust. 1 pkt 1a (tj. opalanych metanem uwalnianym i ujmowanym przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego lub gazem uzyskiwanym z przetwarzania biomasy w rozumieniu art. 2 ust. 1 pkt 2 ustawy o biopaliwach) system ten obowiązuje do roku 2018³⁸⁾.

Ważną zmianą w systemie wsparcia źródeł odnawialnych, było wejście w życie 31 grudnia 2012 r. przepisów rozporządzenia Ministra Gospodarki z 18 października 2012 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 energii³⁹⁾, zwane dalej: „nowym rozporządzeniem Ministra Gospodarki z 18 października 2012 r.”. Rozporządzenie to zastępuje obowiązujące od 2008 r. rozporządzenie Ministra Gospodarki z 14 sierpnia 2008 r. i ma przyczynić się do zwiększenia udziału energii ze źródeł odnawialnych, co jest związane z koniecznością realizacji zobowiązań wynikających z pakietu klimatyczno-energetycznego, będącego realizacją konkluzji Rady Europejskiej z marca 2007 r.

W zakresie nowych definicji w § 2 pkt 6 nowego rozporządzenia Ministra Gospodarki z 18 października 2012 r. wprowadzono definicję paliwa pomocniczego, pod którym to pojęciem należy rozumieć paliwo inne niż biomasa stosowane do uruchomienia odnawialnego źródła energii, którego udział wagowy w łącznej ilości spalanej biomasy nie przekracza 0,3% w okresie rozli-

³⁸⁾ Zgodnie z art. 11 ust. 2 ustawy z 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2010 r. Nr 21, poz. 104) obowiązek wynikający z art. 9a ust. 8-8d ustawy – Prawo energetyczne, za 2018 r. będzie rozliczany do 31 marca 2019 r.

³⁹⁾ Dz. U. z 2012 r. poz. 1229.

zeniowym określonym we wniosku o wydanie świadectw pochodzenia, co sankcjonuje w systemie prawa występujące w praktyce sytuacje, w których do uruchamiania, np. kotłów wykorzystujących w procesie spalania wyłącznie biomasę, niezbędne jest zastosowanie paliw konwencjonalnych, w praktyce głównie oleju opałowego⁴⁰.

Omawiane rozporządzenie wprowadza także definicję drewna pełnowartościowego określającą asortymenty drewna i materiał drzewny, które pomimo, iż mogą być spalane w jednostkach wytwórczych, to na podstawie przepisów § 6 ust. 7 nowego rozporządzenia Ministra Gospodarki z 18 października 2012 r. energia (elektryczna lub ciepło) wytworzona z tych asortymentów nie może zostać zaliczona do energii wytworzonej ze źródeł odnawialnych. Ograniczenie to związane jest z koniecznością wykorzystania pełnowartościowego surowca w szeroko rozumianym przemyśle drzewnym. Drewno pełnowartościowe zostało określone w treści definicji jako „drewno spełniające wymagania jakościowe określone w normach określających wymagania i badania dla drewna wielkowymiarowego liściastego, drewna wielkowymiarowego iglastego oraz drewna średnio-wymiarowego dla grup oznaczonych jako S1, S2 i S3 oraz materiał drzewny powstały w wyniku procesu celowego rozdrobnienia tego drewna” (§ 2 pkt 7 rozporządzenia).

W § 7 ust. 2 przedmiotowego rozporządzenia wydłużono z 60 do 90 dni okres rozruchu technologicznego jednostki wytwórczej, w trakcie którego wytworzoną energię elektryczną zalicza się do energii wytworzonej w odnawialnych źródłach energii. Ponadto, rozszerzono katalog jednostek wytwórczych, dla których energię wytworzoną w okresie jej rozruchu technologicznego zalicza się do energii wytworzonej w odnawialnych źródłach energii (rozszerzenie to dotyczy części energii elektrycznej wytworzonej w układzie hybrydowym, w którym w procesie wytwarzania energii elektrycznej wykorzystywane są nośniki energii wytwarzane w źródłach odnawialnych). Dodatkowo, doprecyzowano termin, od którego należy liczyć czas rozruchu technologicznego, określając go jako dzień pierwszego wprowadzenia energii do sieci operatora systemu elektroenergetycznego.

Jednocześnie nowe rozporządzenie Ministra Gospodarki z 18 października 2012 r. określa wielkość i sposób obliczania udziału energii elektrycznej wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii, wynikającej z obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, w sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym, w okresie kolejnych 10 lat, tj. do roku 2021, w którym udział OZE został określony na poziomie 20%.

Zgodnie z brzmieniem art. 9a ust. 1 i 8 ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwa energetyczne, odbiorcy końcowi⁴¹ oraz towarowe domy maklerskie lub domy maklerskie, o których mowa w art. 9a ust. 1a tej ustawy, są obowiązane uzyskać i przedstawić do umorzenia Prezesowi URE świadectwa pochodzenia oraz świadectwa pochodzenia z kogeneracji, wydane dla energii elektrycznej wytworzonej w źródłach odnawialnych oraz energii elektrycznej wytworzonej w jednostkach kogeneracji znajdujących się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, lub do uiszczenia opłaty zastępczej. Obowiązki te zostały „domknięte” systemem sankcyjnym w postaci kar pieniężnych za ich niewypełnienie.

Podkreślić należy, iż obowiązek umorzenia świadectw pochodzenia z kogeneracji lub uiszczenia opłaty zastępczej za 2012 r., w odniesieniu do jednostek kogeneracji wymienionych w art. 9l ust. 1 pkt 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne, zgodnie z obowiązującymi przepisami będzie funkcjonował do 31 marca 2013 r.

Warto zwrócić także uwagę, że powyższe mechanizmy wsparcia zostały uzupełnione o zwolnienia z opłat za wpis do rejestru świadectw pochodzenia prowadzonego przez TGE SA, z opłaty skarbowej za wydanie świadectwa pochodzenia, z opłaty skarbowej za wydanie koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii⁴², a także z wnoszenia rocznej opłaty koncesyjnej.

Należy także nadmienić, że w 2012 r. Urząd Regulacji Energetyki w celu rozpowszechniania dostępu podmiotów zainteresowanych do „statystycznej” wiedzy na temat źródeł energii odna-

⁴⁰ Por. znajdującą się na stronie internetowej URE Informacją (nr 4/2013) w sprawie stosowania paliwa pomocniczego w odnawialnych źródłach energii w świetle wymogów nowego rozporządzenia Ministra Gospodarki z 18 października 2012 r., http://www.ure.gov.pl/porta1/pl/497/5147/Informacja_nr_42013.html.

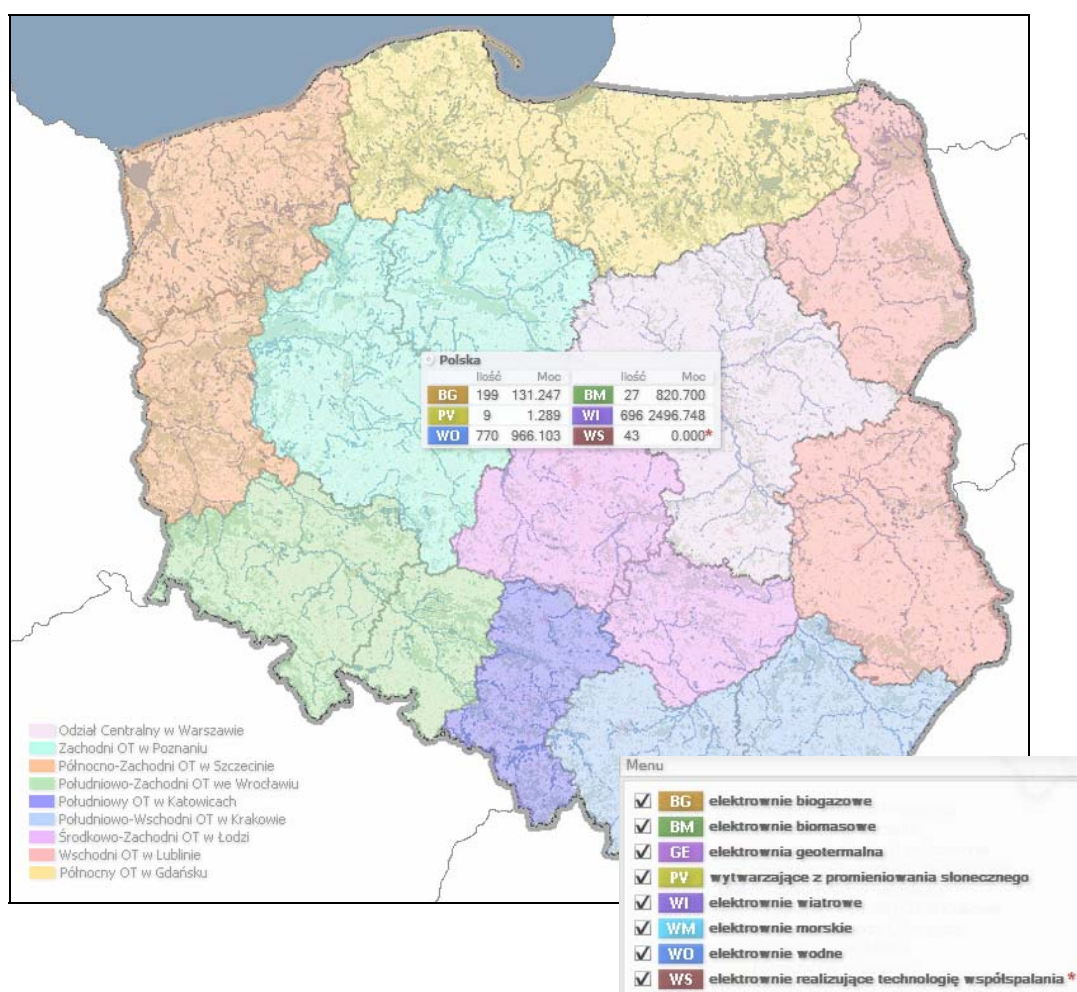
⁴¹ W myśl art. 3 pkt 13a ustawy – Prawo energetyczne, odbiorca końcowy to odbiorca dokonujący zakupu paliw lub energii na własny użytek; do własnego użytku nie zalicza się energii elektrycznej zakupionej w celu jej zużycia na potrzeby wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.

⁴² Przy tym zgodnie z art. 9e ust. 18 ustawy – Prawo energetyczne, zwolnienia te dotyczą przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej w OZE o łącznej mocy elektrycznej nieprzekraczającej 5 MW.

wialnej zlokalizowanych na terenie Polski aktualizował internetową mapę Polski z naniesionymi instalacjami wytwarzającymi energię elektryczną w źródłach odnawialnych. Mapa ta zrealizowana została w ramach projektu pt. „Opracowanie i rozpowszechnienie narzędzi oraz procedur regulacyjnych stosowanych w stosunku do sektora odnawialnych źródeł energii oraz energii elektrycznej wytwarzanej w kogeneracji” realizowanego w ramach projektu Transition Facility 2006/018-180.02.04 „Wdrażanie konkurencyjnego rynku energii”, współfinansowanego ze środków polskich i Unii Europejskiej.

Od 2012 r. Prezes URE dystrybuuje informacje na temat źródeł energii odnawialnej za pośrednictwem strony internetowej w wyodrębnionej zakładce poświęconej OZE (link: http://www.ure.gov.pl/portal/pl/456/4762/Odnawialne_Zrodla_Energii.html).

Mapa odnawialnych źródeł energii – wg stanu na 31 grudnia 2012 r.



Źródło: URE.

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

W 2012 r. Prezes URE wydał 14 798 świadectw pochodzenia OZE, na łączny wolumen 16 735 893,698 MWh (za produkcję w 2010 r., 2011 r. i 2012 r.) oraz 796 świadectw CHP, na łączny wolumen 25 836 599,517 MWh (za produkcję w 2010 r., 2011 r. i 2012 r.).

Biorąc pod uwagę złożone wnioski o wydanie świadectw pochodzenia i świadectw pochodzenia z kogeneracji, Prezes URE w 53 przypadkach wydał postanowienia o odmowie ich wydania (30 OZE oraz 23 CHP). Najczęstszymi przyczynami odmowy było niedotrzymywanie przez wnioskodawców terminów przedłożenia operatorowi systemu elektroenergetycznego wniosków

o wydanie świadectw⁴³⁾, nie udokumentowanie daty rozpoczęcia rozruchu technologicznego⁴⁴⁾, a także niespełnienie wymogów (obowiązującego do 30 grudnia 2012 r.) rozporządzenia Ministra Gospodarki z 14 sierpnia 2008 r. W przypadku 24 postanowień, przedsiębiorcy wnieśli zażalenia do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. W 24 przypadkach sprawy nie zostały w 2012 r. rozpatrzone przez właściwy Sąd. W przypadku 6 wniosków, Prezes URE w trybie samokontroli uchylił swoje postanowienie o odmowie wydania świadectwa i wydał świadectwo pochodzenia, ponieważ został m.in. udokumentowany fakt, iż przedsiębiorca przedłożył wniosek o wydanie świadectwa w wymaganym przez prawo terminie do operatora systemu elektroenergetycznego.

Tabela 18. Świadectwa pochodzenia wydane w 2012 r. (za produkcję w 2010 r., 2011 r.⁴⁵⁾ i 2012 r.) w rozbiu na poszczególne technologie wytwarzania wraz z wolumenem energii

Rodzaj OZE	Okres wytwarzania 1.01.2010 – 31.12.2010		Okres wytwarzania 1.01.2011 – 31.12.2011		Okres wytwarzania 1.01.2012 – 31.12.2012	
	ilość energii [MWh]	liczba SP [szt.]	ilość energii [MWh]	liczba SP [szt.]	ilość energii [MWh]	liczba SP [szt.]
Elektrownie na biogaz	0	0	96 489,995	302	396 409,631	1 268
Elektrownie na biomasę	0	0	192 145,672	31	1 089 492,945	144
Elektrownie wiatrowe	1 304,871	2	926 853,646	1 068	3 395 590,829	5 191
Elektrownie wodne	340,058	2	315 948,946	1 244	1 704 868,975	5 133
Współspalanie	28 114,043	2	2 909 285,313	137	5 677 850,595	253
Elektrownie wytwarzające e.e. z prom. słonecznego	0	0	149,766	6	1 048,413	15
Łącznie	29 758,972	6	4 440 873,338	2 788	12 265 261,388	12 004

Źródło: URE.

Tabela 19. Świadectwa pochodzenia z kogeneracji wydane w 2012 r. (za produkcję w 2010 r., 2011 r.⁴⁶⁾ i 2012 r.) w rozbiu na poszczególne rodzaje jednostek kogeneracji wraz z wolumenem energii

Rodzaje jednostek kogeneracji	Okres wytwarzania 1.01.2010 – 31.12.2010		Okres wytwarzania 1.01.2011 – 31.12.2011		Okres wytwarzania 1.01.2012 – 31.12.2012	
	ilość energii [MWh]	liczba SP CHP [szt.]	ilość energii [MWh]	liczba SP CHP [szt.]	ilość energii [MWh]	liczba SP CHP [szt.]
opalana paliwami gazowymi lub o łącznej mocy elektrycznej zainstalowanej < 1 MW (CHP1)	80 371,052	4	1 535 443,857	89	2 665 015,333	268
o łącznej mocy elektrycznej zainstalowanej ≥ 1 MW, nieopalana paliwami gazowymi (CHP2)	98 367,927	4	8 603 982,117	135	12 569 370,710	250
opalana metanem uwalnianym i ujmowanym przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego lub gazem uzyskiwanym z przetwarzania biomasy (CHP3)	47 576,763	7	110 690,919	18	125 780,839	21

Źródło: URE.

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

⁴⁴⁾ Zgodnie z brzmieniem obowiązującego do 30 grudnia 2012 r. § 5 ust. 2 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) okres ten mógł trwać do 60 dni od dnia od rozpoczęcia rozruchu technologicznego jednostki wytwórczej. Zgodnie z § 7 ust. 2 nowego rozporządzenia Ministra Gospodarki z 18 października 2012 r., okres rozruchu może trwać do 90 dni i jest liczony od dnia pierwszego wprowadzenia energii do sieci operatora systemu elektroenergetycznego.

⁴⁵⁾ 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 mogły być składane do 14 lutego 2012 r.

⁴⁶⁾ 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 mogły być składane do 14 stycznia 2012 r.

W 2012 r., zgodnie z brzmieniem art. 9a ust. 1 i 8 ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwa energetyczne, odbiorcy końcowi oraz towarowe domy maklerskie lub domy maklerskie, o których mowa w art. 9a ust. 1a tej ustawy, w celu wywiązania się za lata 2011 oraz 2012 z ustawowego obowiązku, występowały do Prezesa URE z wnioskami o umorzenie świadectw pochodzenia oraz świadectw pochodzenia z kogeneracji. W tym okresie Prezes URE wydał 219 decyzji umarzających świadectwa OZE na łączną ilość 11 696 394,633 MWh (w tym w celu realizacji obowiązku rok 2011 – 5 649 577,587 MWh, a za rok 2012 – 6 046 817,046 MWh) energii elektrycznej oraz 401 decyzje umarzające świadectwa CHP na łączną ilość 28 263 829,836 MWh energii elektrycznej (w tym w celu realizacji obowiązku rok 2011 – 22 648 041,601 MWh a za rok 2012 – 5 615 788,235 MWh). Szczegółowe informacje dotyczące umorzonych świadectw pochodzenia OZE i świadectw pochodzenia CHP przedstawiają tabele poniżej.

Ponadto Prezes URE wydał 21 decyzji umarzających świadectwa pochodzenia CHP tzw. „korekcyjnych” na łączny wolumen 581 642,029 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 wysokosprawnej kogeneracji przez dane jednostki kogeneracji w poprzednim roku kalendarzowym.

Tabela 20. Wolumen energii elektrycznej wynikający z umorzonych SP OZE w 2012 r.

W celu realizacji obowiązku za rok	Wolumen energii wynikający z umorzonych SP OZE [MWh]
2011	5 649 577,587
2012	6 046 817,046
Łącznie	11 696 394,633

Źródło: URE.

Tabela 21. Wolumen energii elektrycznej wynikający z umorzonych SP CHP w 2012 r.

W celu realizacji obowiązku za rok	Wolumen energii wynikający z umorzonych SP CHP [MWh]*
2011	
CHP 1	2 470 278,256
CHP 2	20 077 435,860
CHP 3	100 327,485
2012	
CHP 1	688 011,041
CHP 2	4 876 067,781
CHP 3	51 709,413
Łącznie	28 263 829,836

* Z wyłączeniem umorzeń „korekcyjnych”.

CHP-1 Jednostki kogeneracji opalane paliwami gazowymi lub o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej źródła poniżej 1 MW.

CHP-2 Jednostki kogeneracji inne niż CHP-1 i CHP 3.

CHP-3 Jednostki kogeneracji opalane metanem uwalnianym i ujmowanym przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego lub gazem uzyskiwanym z przetwarzania biomasy w rozumieniu art. 2 ust. 1 pkt 2 ustawy o biopaliwach.

Źródło: URE.

Przyjmując zatem wielkość sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych w 2012 r. na poziomie 121 717 839,918 MWh (w chwili przygotowania niniejszego sprawozdania Prezes URE nie dysponuje jeszcze rzeczywistymi danymi za rok 2012) wykonany, wg danych na 31 grudnia 2012 r., udział:

- energii elektrycznej wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii w 2012 r. wyniósł:
 - wg wydanych świadectw pochodzenia – 10,08%;
 - wg umorzonych świadectw pochodzenia – 4,97%
 wobec wymaganego 10,4%.
- energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji w 2012 r. wyniósł:
 - wg wydanych świadectw CHP1 – 2,20%, CHP2 – 10,33%, CHP3 – 0,10%;
 - wg umorzonych świadectw CHP1 – 0,57%, CHP2 – 4,01%, CHP3 – 0,04%
 wobec wymaganych odpowiednio 3,5%, 23,2%, CHP3 – 0,6%.

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

Zgodnie z art. 23 ust. 2 pkt 4 ustawy – Prawo energetyczne do zadań Prezesa URE należy kontrolowanie wykonania obowiązków, o których mowa w art. 9a ustawy – Prawo energetyczne.

Biorąc pod uwagę termin przewidziany do realizacji przez podmioty zobowiązane obowiązków wynikających z art. 9a ust. 1 i 8 ustawy – Prawo energetyczne za rok 2011 upływający 31 marca 2012 r., kontrola ich wykonania rozpoczęła się po tym dniu i stanowiła zadanie Prezesa URE, realizowane w ciągu roku 2012. Podobnie obowiązki, o których mowa wyżej, realizowane za rok 2012, rozliczane są przez Prezesa URE dopiero po upływie terminu przewidzianego do ich wykonania (tj. po 31 marca 2013 r.) i stanowią zadanie Prezesa URE przewidziane do realizacji na rok 2013.

Biorąc pod uwagę rozliczenie obowiązków wynikających z art. 9a ust. 1 i 8 ustawy – Prawo energetyczne za rok 2011 (stanowiące zadanie Prezesa URE realizowane w 2012 r.), należy wskazać, iż zgodnie z art. 9a ust. 1 i ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne, podmioty zobowiązane (wymienione poniżej) miały obowiązek uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii lub uiszczenia opłaty zastępczej, jak również uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia z kogeneracji lub uiszczenia opłaty zastępczej.

W myśl art. 9a ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne obowiązek, o którym mowa w art. 9a ust. 1 i 8, wykonują:

- 1) przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub jej obrotem i sprzedające energię elektryczną odbiorcom końcowym,
- 2) odbiorca końcowy będący członkiem giełdy towarowej w rozumieniu art. 2 pkt 5 ustawy z 26 października 2000 r. o giełdach towarowych⁴⁷⁾ lub członkiem rynku organizowanego przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany, w odniesieniu do transakcji zawieranych we własnym imieniu na giełdzie towarowej lub na rynku organizowanym przez ten podmiot,
- 3) towarowy dom maklerski lub dom maklerski, o których mowa w art. 2 pkt 8 i 9 ustawy, o której mowa w pkt 2, w odniesieniu do transakcji realizowanych na zlecenie odbiorców końcowych na giełdzie towarowej lub na rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany.

W 2012 r. Prezes URE, zgodnie z obowiązującymi rozwiązaniami ustawowymi, przeprowadził kontrolę realizacji za rok 2011 obowiązków, wynikających z art. 9a ust. 1 i 8 ustawy – Prawo energetyczne, przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną, odbiorców końcowych oraz towarowe domy maklerskie lub domy maklerskie. I tak, podmiot zobowiązany powinien w 2011 r. osiągnąć:

- 10,4% poziom wypełnienia obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia lub uiszczenia opłaty zastępczej, o którym mowa w art. 9a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne⁴⁸⁾,
- 3,3% poziom wypełnienia obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia z kogeneracji lub uiszczenia opłaty zastępczej, o którym mowa w art. 9a ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne, dla jednostki kogeneracji, o której mowa w art. 9l ust. 1 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne (CHP1)⁴⁹⁾,

⁴⁷⁾ Dz. U. z 2010 r. Nr 48, poz. 284, z późn. zm.

⁴⁸⁾ § 3 pkt 4 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, z późn. zm.), a także § 19 nowego rozporządzenia Ministra Gospodarki z 18 października 2012 r.

⁴⁹⁾ § 9 ust. 1 pkt 1 lit. a rozporządzenia Ministra Gospodarki z 26 lipca 2011 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 wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2011 r. Nr 176, poz. 1052).

- 22,2% poziom wypełnienia obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia z kogeneracji lub uiszczenia opłaty zastępczej, o którym mowa w art. 9a ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne, dla jednostki kogeneracji, o której mowa w art. 9l ust. 1 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne (CHP2)⁵⁰⁾,
- 0,4% poziom wypełnienia obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia z kogeneracji lub uiszczenia opłaty zastępczej, o którym mowa w art. 9a ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne, dla jednostki kogeneracji, o której mowa w art. 9l ust. 1 pkt 1a ustawy – Prawo energetyczne (CHP3)⁵¹⁾.

Dodatkowo należy wskazać, że przepisy wykonawcze określające poziom wykonania za 2011 r. obowiązku, o którym mowa w art. 9a ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne, w odniesieniu do jednostek, o których mowa w art. 9l ust. 1 pkt 1a tej ustawy, weszły w życie na mocy rozporządzenia Ministra Gospodarki z 26 lipca 2011 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 wysokosprawnej kogeneracji⁵²⁾, i zaczęły obowiązywać dopiero od 10 września 2011 r. Zgodnie z zapisami ww. rozporządzenia, podstawę do obliczenia poziomu wykonania przedmiotowego obowiązku w roku 2011, w tym zakresie, stanowiła energia elektryczna zakupiona lub sprzedana przez podmioty zobowiązane od 10 września 2011 r.

Kontrolą realizacji obowiązku za 2011 r. objęto 1 519 przedsiębiorstw energetycznych prowadzących działalność gospodarczą polegającą na wytwarzaniu lub obrocie energią elektryczną oraz pięć domów maklerskich. Z grupy tej wyłoniono 263 podmioty (w tym jeden dom maklerski, który realizował transakcje na zlecenie siedmiu odbiorców końcowych na giełdzie towarowej), które w 2011 r. faktycznie podlegały obowiązkom, o których mowa w art. 9a ust. 1 i 8 ustawy – Prawo energetyczne. Na podstawie informacji przekazanych przez TGE SA oraz Giełdę Papierów Wartościowych ustalono, że żaden odbiorca końcowy nie dokonywał we własnym imieniu transakcji zakupu na giełdzie towarowej lub na rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany. Szczegółowe informacje dotyczące kontroli wypełnienia obowiązku za rok 2011 przedstawia tab. 22.

Tabela 22. Rodzaje postępowań w ramach kontroli realizacji obowiązków za 2011 r.

Obowiązek	Liczba wszczęć	Postępowania niezakończone do 31 grudnia 2012 r.	Liczba decyzji umarzających postępowanie	Liczba decyzji o odstąpieniu od wymierzenia kary	Liczba decyzji o nałożeniu kary pieniężnej	Łączna wysokość nałożonych kar pieniężnych [zł]
art. 9a ust. 1	11	1	2	0	8	837 893,24
art. 9a ust. 8	18	3	0	0	15	343 020,99
art. 28	62	40	1	1	20	54 100,20
Łącznie	91	44	3	1	43	1 235 014,43

Źródło: URE.

Ponadto Prezes URE w 2012 r. wszczął cztery postępowania w sprawie wymierzenia kary pieniężnej z powodu nieprzezwiezania w latach ubiegłych (tj. poprzedzających 2011 r.), realizacji obowiązków, o których mowa w art. 9a ust. 1 i 8 ustawy – Prawo energetyczne, oraz jedno postępowanie w związku z odmową udzielenia informacji, o których mowa w art. 28 ustawy – Prawo energetyczne, dotyczących realizacji ww. obowiązków (również za okres sprzed 2011 r.), zakończone wydaniem decyzji o nałożeniu kary.

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

- nieznanostwo 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,

⁵⁰⁾ § 9 ust. 1 pkt 3 lit. a rozporządzenia Ministra Gospodarki z 26 lipca 2011 r.

⁵¹⁾ § 9 ust. 1 pkt 2 lit. a rozporządzenia Ministra Gospodarki z 26 lipca 2011 r.

⁵²⁾ Dz. U. z 2011 r. Nr 176, poz. 1052.

po przewidzianym do tego terminie (zgodnie z zapisami ustawy – Prawo energetyczne termin ten upływał 31 marca 2012 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.

Z przeprowadzonej analizy realizacji w 2011 r. omawianych obowiązków wynika, że średnie wypełnienie (udział umorzonych świadectw OZE, świadectw CHP1, CHP2 i CHP3 oraz uiszczonych opłaty zastępczej w wykonanej przez przedsiębiorstwa zobowiązane całkowitej rocznej sprzedaży energii elektrycznej) obowiązków wyniosło:

- dla OZE: 10,436%, wobec wymaganego 10,4%,
- dla CHP1: 3,31% wobec wymaganego 3,3%,
- dla CHP2: 22,29%, wobec wymaganego 22,2%,
- dla CHP3: 0,13%, wobec wymaganego 0,4%.

W 2012 r. Prezes URE zakończył również będące w toku postępowania administracyjne, wszczęte w roku 2011 i latach poprzednich w związku z ujawnieniem nieprawidłowości przy realizacji obowiązków wynikających z art. 9a ust. 1 i 8 oraz art. 28 ustawy – Prawo energetyczne za rok 2011 i lata poprzednie. Szczegółowe informacje dotyczące kontroli wypełnienia obowiązku przedstawia tab. 23.

Tabela 23. Zestawienie prowadzonych w 2012 r. postępowań w ramach kontroli realizacji obowiązków za 2011 r. i lata poprzednie

Obowiązek	Liczba decyzji o zawieszeniu postępowania	Liczba decyzji umarzających postępowanie	Liczba decyzji o odstąpieniu od wymierzenia kary	Liczba decyzji o nałożeniu kary pieniężnej	Łączna wysokość nałożonych kar pieniężnych [zł]
art. 9a ust. 1	0	3	0	12	4 339 423,45
art. 9a ust. 8	0	3	0	19	17 418 332,98
art. 28	0	5	21	24	81 700,40
Łącznie	0	11	21	55	21 839 456,83

Źródło: URE.

1.5.3. Publikowanie wysokości jednostkowych opłat zastępczych

W 2012 r. Prezes URE ogłosił, zwaloryzowaną średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych, jednostkową opłatę zastępczą dla podmiotów, na które nałożony był w 2012 r. obowiązek, o którym mowa w art. 9a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne – w wysokości 286,74 zł/MW⁵³⁾.

Ponadto Prezes URE obliczył i opublikował jednostkowe opłaty zastępcze oznaczone symbolami Ozg, Ozk i Ozm na podstawie średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym⁵⁴⁾. Przy ich ustalaniu Prezes URE uwzględnił:

- 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,
- 4) poziom zagospodarowania dostępnych ilości metanu uwalnianego i ujmowanego przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego oraz gazu uzyskiwanego z przetworzenia biomasy.

⁵³⁾ Działając na podstawie art. 9a ust. 3 i 4 ustawy – Prawo energetyczne, w związku z Komunikatem Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego z 13 stycznia 2012 r., w sprawie średniorocznego wskaźnika cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem w 2011 r. (M. P. z 2012 r. poz. 23).

⁵⁴⁾ O której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b, z roku poprzedzającego rok ustalenia jednostkowych opłat zastępczych.

W 2012 r. Prezes URE ustalił jednostkowe opłaty zastępcze (CHP)⁵⁵⁾, oznaczone symbolami Ozm, Ozg i Ozk, na 2013 rok, w wysokości⁵⁶⁾:

- Ozg = 149,30 [zł/MWh], tj. 75,06% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym;
- Ozk = 29,84 [zł/MWh], tj. 15,00% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym;
- Ozm = 60,00 [zł/MWh], tj. 30,17% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym.

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

1.6. Przesłanki i ocena bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej

1.6.1. Monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego

Produkcja energii elektrycznej brutto w kraju w 2012 r. kształtowała się na poziomie 159 853 GWh i była niższa o ponad 2% niż w 2011 r. Jako główną przyczynę spadku produkcji należy wskazać zmniejszenie zapotrzebowania na energię elektryczną związaną ze skalą kryzysu gospodarczego obserwowaną w 2012 r. Krajowe zużycie energii elektrycznej wyniosło 157 013 GWh i było niższe o prawie 0,6% od zużycia w 2011 r. Większość energii elektrycznej została wytworzona w elektrowniach zawodowych ciepłych, w tym na węglu kamiennym i brunatnym. Uwagę zwraca znaczny wzrost produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych (przede wszystkim wiatrowych).

Wybrane dane dotyczące produkcji i zużycia energii elektrycznej przedstawiono w tab. 24.

Tabela 24. Produkcja i zużycie energii elektrycznej w 2012 r.

Wyszczególnienie	Wytwarzanie [GWh]			Struktura wytwarzania [%]	
	2011	2012	dynamika*	2011	2012
Produkcja energii elektrycznej brutto w kraju	163 153	159 853	97,98	100,00	100,00
1. elektrownie zawodowe, w tym:	151 319	146 835	97,04	92,75	91,86
a) elektrownie ciepłe, w tym:	148 790	144 571	97,16	91,20	90,44
– na węglu kamiennym	90 811	84 493	93,04	55,66	52,86
– na węglu brunatnym	53 623	55 593	103,67	32,87	34,78
– gazowe	4 355	4 485	102,99	2,67	2,81
b) elektrownie wodne	2 529	2 265	89,56	1,55	1,42
2. elektrownie przemysłowe	9 000	8 991	99,90	5,52	5,62
3. elektrownie wiatrowe i inne odnawialne	2 833	4 026	142,11	1,74	2,52
Krajowe zużycie energii elektrycznej brutto	157 910	157 013	99,43		

* 2012 r. /2011 r., gdzie 2011 r. =100

Źródło: PSE SA.

⁵⁵⁾ Działając na podstawie art. 9a ust. 8b i 8c ustawy – Prawo energetyczne.

⁵⁶⁾ Przy czym w myśl art. 11 ustawy z 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2010 r. Nr 21, poz. 104) obowiązek, o którym mowa w art. 9a ust. 8-8d ustawy – Prawo energetyczne, w odniesieniu do jednostek kogeneracji, o których mowa w art. 9l ust. 1 pkt 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne, stosuje się do 31 marca 2013 r., a dla jednostek kogeneracji, o których mowa w art. 9l ust. 1 pkt 1a ustawy – Prawo energetyczne, obowiązek ten stosuje się do 31 marca 2019 r.

Odnosząc się do mocy zainstalowanej i osiągalnej elektrowni krajowych należy zauważyć, że w skali globalnej nie została odnotowana zasadnicza zmiana tych wielkości w porównaniu do 2011 r. Na uwagę zasługuje niemal 35-procentowy wzrost mocy zainstalowanej i osiągalnej w źródłach odnawialnych.

Wybrane dane dotyczące struktury mocy zainstalowanej i osiągalnej w elektrowniach krajowych przedstawiono w tab. 25.

Tabela 25. Struktura mocy zainstalowanej i osiągalnej w elektrowniach krajowych – stan na 31 grudnia 2012 r. odniesiony do stanu na 31 grudnia 2011 r.

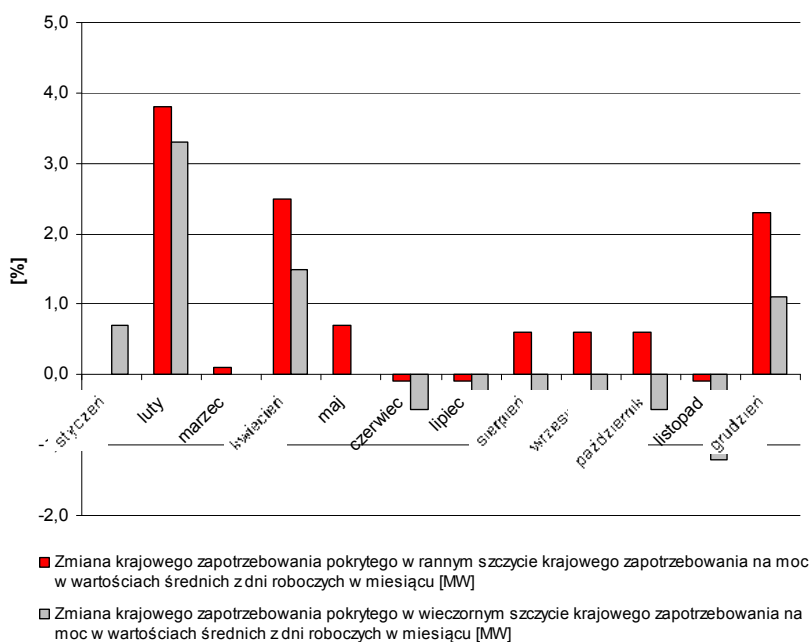
Wyszczególnienie	Moc zainstalowana [MW]			Moc osiągalna [MW]		
	2011	2012	dynamika*	2011	2012	dynamika*
Moc elektrowni krajowych ogółem, w tym:	37 367	38 046	101,82	37 010	37 720	101,92
elektrowni zawodowych, w tym:	32 937	35 560	107,96	33 032	35 667	107,98
elektrowni zawodowych ciepłych, w tym:	30 716	30 721	100,02	30 722	30 750	100,09
– na węgla kamiennym	20 152	20 152	100,00	20 130	20 129	100,00
– na węgla brunatnym	9 630	9 635	100,05	9 675	9 704	100,30
– gazowych	934	934	100,00	917	917	100,00
elektrowniach zawodowych wodnych	2 221	2 221	100,00	2 310	2 311	100,04
elektrowniach przemysłowych	2 486	2 486	100,00	2 046	2 053	100,34
źródeł odnawialnych	1 943	2 617	134,69	1 932	2 606	134,89
JWCD	26 062	25 498	97,84	26 057	25 876	99,31
nJWCD	11 305	12 549	111,00	10 953	11 844	108,13

* 2012 r./2011 r., gdzie 2011 r. =100

Źródło: PSE SA.

W 2012 r. średnie roczne zapotrzebowanie na moc wyniosło 21 814 MW i wzrosło o ponad 0,3%, natomiast maksymalne zapotrzebowanie wyniosło 25 845 MW i wzrosło o ponad 4,2% w stosunku do 2011 r. Zmiany krajowego zapotrzebowania na moc w porannych i wieczornych szczytach zapotrzebowania zostały przedstawione na rysunku poniżej.

Rysunek 16. Zmiana krajowego zapotrzebowania na moc w szczycie porannym i wieczornym w wartościach średnich z dni roboczych poszczególnych miesięcy w 2012 r. w odniesieniu do 2011 r.

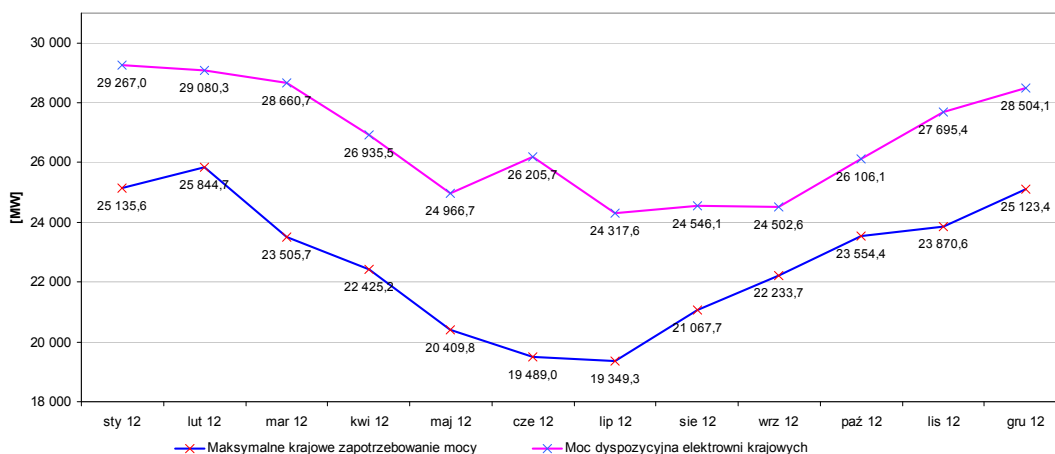


Źródło: URE na podstawie danych PSE SA.

Największy spadek krajowego zapotrzebowania na moc nastąpił w listopadzie w szczycie wieczornym i wyniósł -1,2% w odniesieniu do 2011 r. Natomiast największy wzrost zapotrzebowania na moc wystąpił w lutym w okresie szczytu rannego i wyniósł 3,8% w odniesieniu do 2011 r.

Na rys. 17 przedstawiono relację mocy dyspozycyjnej elektrowni krajowych w odniesieniu do maksymalnego zapotrzebowania na moc w KSE w poszczególnych miesiącach 2012 r.

Rysunek 17. Moc dyspozycyjna elektrowni krajowych oraz maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc w wieczornym szczycie zapotrzebowania w wartościach średnich z dni roboczych w miesiącu w 2012 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE SA.

Wybrane wskaźniki dotyczące funkcjonowania KSE w latach 2011–2012 zostały przedstawione w tab. 26.

Tabela 26. Wybrane dane dotyczące funkcjonowania KSE w 2012 r.

Wyszczególnienie	Wartość [MW]		
	2011	2012	dynamika*
Moc osiągalna elektrowni krajowych**	36 276,20	37 264,00	102,72
Moc dyspozycyjna elektrowni krajowych**	26 646,00	26 712,00	100,25
Zapotrzebowanie na moc**	21 745,70	21 814,00	100,31
Maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc	24 780,10	25 844,70	104,30
	2011.12.22 godz. 17:15	2012.02.07 godz. 17:30	
Rezerwa mocy w dniu, w którym wystąpiło maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc	3 651,50	2 697,00	73,86
Minimalne krajowe zapotrzebowanie na moc	11 827,20	11 840,00	100,11
	2011.06.27 godz. 4:30	2012.06.17 godz. 2:30	
Rezerwa mocy w dniu, w którym wystąpiło minimalne krajowe zapotrzebowanie na moc	3 844,00	5 999,00	156,06

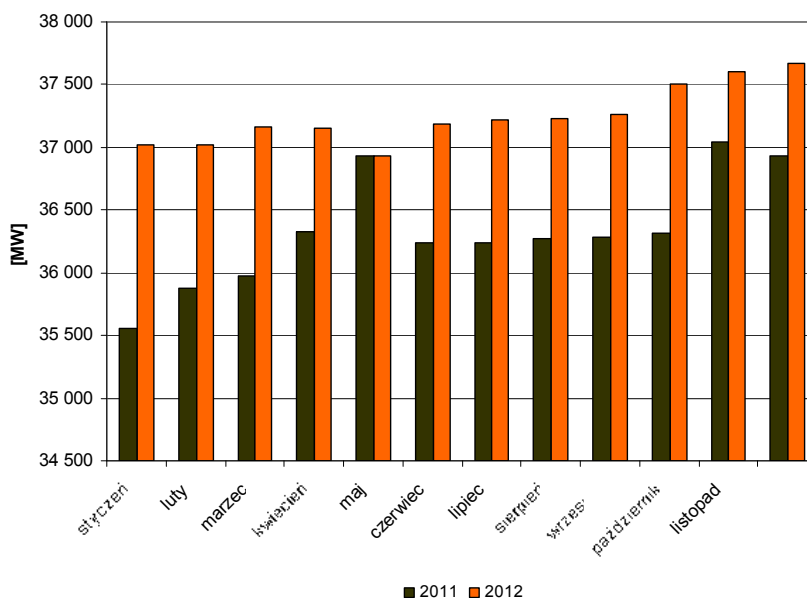
* 2012 r. /2011 r., gdzie 2011 r. =100

** Dane na podstawie średnich rocznych wartości ze szczytu wieczornego z dni roboczych.

Źródło: PSE SA.

Średnia roczna wielkość mocy osiągalnej krajowych elektrowni ze szczytu wieczornego z dni roboczych wzrosła z 36 276 MW w 2011 r. do 37 264 MW w 2012 r., natomiast odpowiadająca jej średnia roczna wielkość mocy dyspozycyjnej wzrosła z 26 646 MW w 2011 r. do 26 712 MW w 2012 r., co spowodowało niewielką zmianę relacji mocy dyspozycyjnej do osiągalnej 73,45% do 71,68%.

Rysunek 18. Moc osiągalna elektrowni krajowych w porannym i wieczornym szczycie krajowego zapotrzebowania w wartościach średnich z dni roboczych w poszczególnych miesiącach 2011 i 2012 r.

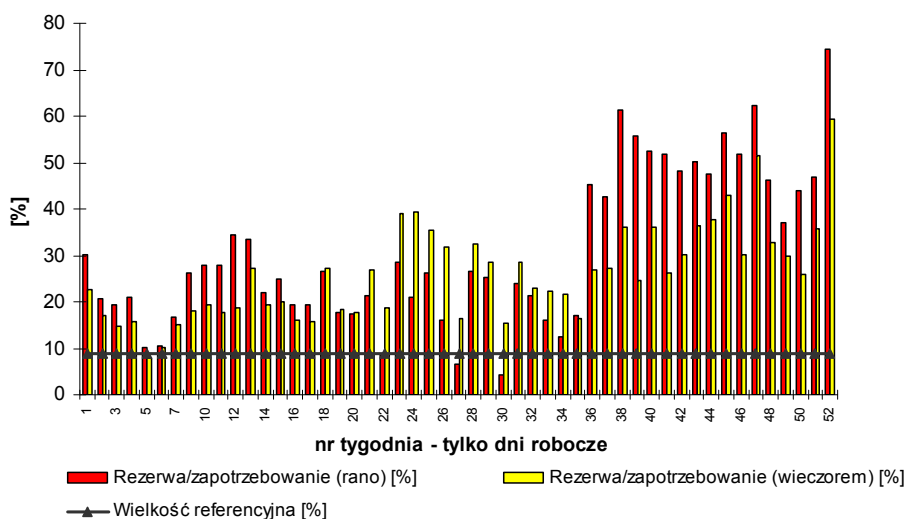


Źródło: URE na podstawie danych PSE SA.

W 2012 r. najmniejsza moc osiągalna elektrowni krajowych została odnotowana w maju i wynosiła 36 930 MW, a największa została odnotowana w grudniu i wynosiła 37 670 MW.

W 2012 r. zarówno w szczycie porannym, jak i wieczornym stosunek rezerwy do zapotrzebowania na moc z poszczególnych tygodni obejmujących dni robocze przewyższał wartość referencyjną ustaloną w IRiESP na poziomie 9% (wymagany poziom rezerwy operacyjnej). Wyjątek stanowią tygodnie 5 i 22, gdy rezerwa w odniesieniu do zapotrzebowania (odpowiednio wieczorem i rano) wyniosła 8%, tydzień 27, gdy rezerwa w odniesieniu do zapotrzebowania rano wynosiła 7% oraz tydzień 30 gdy rezerwa w odniesieniu do zapotrzebowania rano wynosiła 4%.

Rysunek 19. Rezerwa mocy odniesiona do zapotrzebowania na moc w szczycie porannym i wieczornym w 2012 r. (na podstawie raportów tygodniowych PSE SA uwzględniających tylko dni robocze)



Źródło: URE na podstawie danych PSE SA.

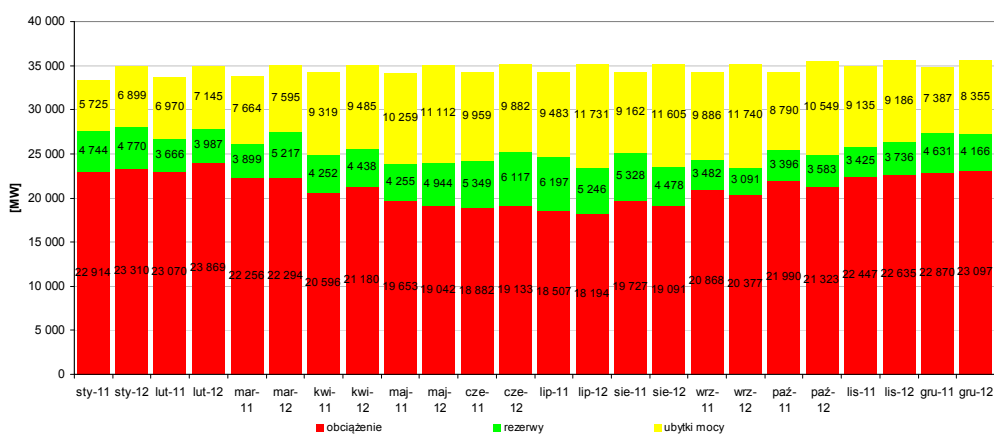
Tabela 27. Minimalna i maksymalna rezerwa mocy w 2012 r. (na podstawie raportów dobowych PSE SA)

	Szczyt poranny		Szczyt wieczorny	
	rezerwa mocy [MW]	rezerwa/zapotrzebowanie [%]	rezerwa mocy [MW]	rezerwa/zapotrzebowanie [%]
min	827	4	1 195	5
max	14 245	96	12 869	76

Źródło: URE na podstawie danych PSE SA.

Na rys. 20 porównane zostały średnie miesięczne wartości (ze szczytów wieczornych z dni roboczych) obciążenia, ubytków oraz rezerw w systemie dla poszczególnych miesięcy 2011 r. i 2012 r. Z przedstawionych danych wynika, że w 2012 r. spadek rezerw w systemie w odniesieniu do zanotowanego obciążenia był na podobnym poziomie w porównaniu ze średnią wartością obliczoną dla 2011 r. Podobnie bazując na uśrednionych wartościach miesięcznych ze szczytów wieczornych z dni roboczych przedstawionych na rys. 20 można zauważyć, iż średnia wartość ubytków wzrosła nieznacznie w porównaniu z danymi dla 2011 r.

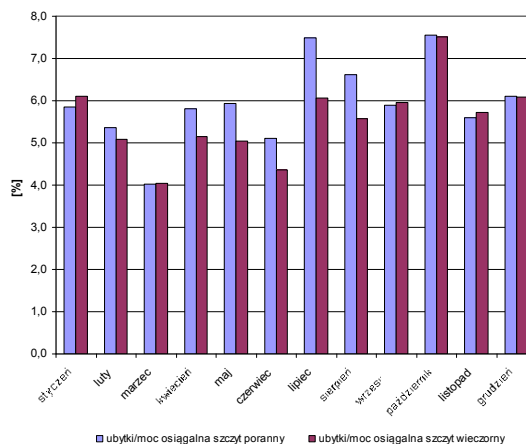
Rysunek 20. Elektrownie zawodowe – porównanie wybranych aspektów pracy w 2011 r. i w 2012 r. (na podstawie średnich – rocznych wartości ze szczytów wieczornych w dniach roboczych)



Źródło: URE na podstawie danych PSE SA.

Ubytki mocy w szczyte porannym i wieczornym były do siebie zbliżone (największa różnica: 1,4% występowała w lipcu). Największe ubytki mocy w porównaniu do krajowego zapotrzebowania na moc z dni roboczych wystąpiły w październiku 2012 r. podczas szczytu porannego i wyniosły 7,5%.

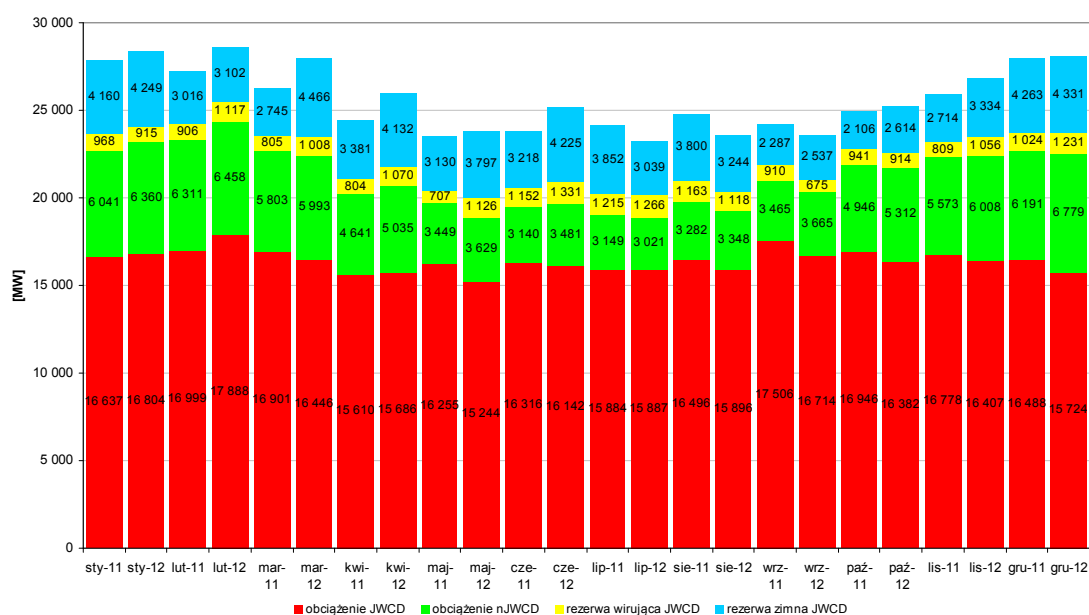
Rysunek 21. Ubytki mocy odniesione do mocy osiągalnej w porannym i wieczornym szczycie krajowego zapotrzebowania na moc z dni roboczych poszczególnych miesięcy w 2012 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE SA.

Niezależnie od powyższego, w ujęciu uśrednionym w 2012 r. w porównaniu z 2011 r. wystąpił spadek rezerw mocy w elektrowniach zawodowych oraz wzrost ubytków mocy związanych z remontami kapitalnymi, średnimi oraz awaryjnymi. Na rysunku poniżej przedstawiono moce dyspozycyjne i rezerwy mocy w elektrowniach krajowych w latach 2011–2012, na podstawie których można stwierdzić, iż średnie obciążenie Jednostek Wytwórczych Centralnie Dysponowanych (JWCD) nieznacznie wzrosło w relacji do roku 2011. Podobna sytuacja miała miejsce w przypadku zmiany obciążenia w zakresie JWCD, które średnio w 2012 r. zwiększyło się w porównaniu z rokiem poprzednim o ok. 5,5%. Zestawiając uśrednione wartości dla lat 2011 i 2012 dotyczące wykorzystania rezerwy zimnej i wirującej z JWCD można zauważyć niewielkie spadki, które w przypadku rezerwy zimnej w skali roku wyniosły ok. 5%, a w przypadku rezerwy wirującej ok. 3%.

Rysunek 22. Moce dyspozycyjne i rezerwy mocy w elektrowniach krajowych dostępne dla OSP w 2012 r. w odniesieniu do 2011 r. – wartości średnie miesięczne z dobowego szczytu krajowego zapotrzebowania na moc



Źródło: URE na podstawie danych PSE SA.

1.6.2. Uzgodnianie projektów planów rozwoju elektroenergetycznych przedsiębiorstw sieciowych

Zgodnie z art. 16 ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej, sporządzają dla obszaru swojego działania plany rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną. Projekty planów rozwoju są przekazywane do Prezesa URE celem ich uzgodnienia.

Z punktu widzenia Prezesa URE głównym celem uzgodniania planów rozwoju jest weryfikacja zgodności projektu planu z ustawą i przepisami wykonawczymi do tej ustawy oraz z założeniami polityki energetycznej państwa, a także uzgodnienie nakładów inwestycyjnych w takiej wysokości, aby koszty z nich wynikające mogły stanowić podstawę do kalkulacji taryfy z zachowaniem wymogu, o którym mowa w art. 16 ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne. Do określenia wielkości inwestycji w kontekście oceny uzasadnionego poziomu nakładów inwestycyjnych, regulator wykorzystuje nowy model do oceny i weryfikacji planów rozwoju, który po raz pierwszy został zastosowany w 2010 r. w trakcie uzgodniania obecnie obowiązujących planów rozwoju pięciu największych OSD na lata 2011–2015.

Poziom nakładów inwestycyjnych OSD (którzy 1 lipca 2007 r. dokonali rozdziału działalności) oraz OSP, uwzględniony w taryfach przedsiębiorstw w 2012 r. i 2013 r., przedstawia tab. 28. W tabeli został również przedstawiony poziom zrealizowanych nakładów inwestycyjnych w 2010 r. i 2011 r.

Tabela 28. Nakłady inwestycyjne siedmiu OSD oraz OSP, ceny bieżące

	Wykonanie 2010 [mln zł]	Wykonanie 2011 [mln zł]	Plan 2012 [mln zł]	Plan 2013 [mln zł]
Nakłady inwestycyjne	4 384	5 659	6 041	6 652

Źródło: URE.

Operator systemu przesyłowego (OSP)

W październiku 2012 r. Operator systemu przesyłowego wystąpił do Prezesa URE z wnioskiem o uzgodnienie projektu kolejnej aktualizacji planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2010–2025 w zakresie lat 2013–2017. Potrzeba kolejnej aktualizacji wynikała w szczególności z realizacji zadań związanych z przyłączeniem nowych źródeł wytwórczych do sieci, które dotyczą zarówno jednostek konwencjonalnych, jak i OZE oraz nowych zadań wynikających z ocen stanu technicznego majątku sieciowego. Do końca 2012 r. nie został ukończony proces uzgodnienia projektu aktualizacji planu rozwoju.

Operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSD)

W 2012 r. z wnioskiem o aktualizację planów rozwoju na lata 2011–2015 wystąpiło trzech OSD (którzy 1 lipca 2007 r. dokonali rozdziału działalności). Konieczność aktualizacji planów rozwoju, również jak w przypadku operatora systemu przesyłowego, wynikała z dezaktualizacji dotychczasowych założeń w zakresie obecnych i nowych generacji źródeł wytwórczych i potrzeb rozwojowych, w szczególności związanych z przyłączaniem nowych jednostek OZE oraz planów inwestycyjnych PSE SA. W grudniu Prezes URE uzgodnił w zakresie lat 2013–2015 projekty aktualizacji planu rozwoju PGE Dystrybucja SA, RWE Stoen Operator Sp. z o.o. oraz TAURON Dystrybucja SA oddział Gliwice (dawniej TAURON Dystrybucja GZE SA).

Energetyka przemysłowa

W 2012 r. zostało przekazanych do Prezesa URE dwadzieścia pięć projektów planów rozwoju przedsiębiorstw tzw. energetyki przemysłowej zobowiązanych, zgodnie z zapisami art. 16 ustawy – Prawo energetyczne, do ich uzgadniania. Prezes URE do 31 grudnia 2012 r. uzgodnił dwadzieścia trzy projekty planów rozwoju, z czego siedem zostało przekazanych Prezesowi URE w latach poprzednich. Ponadto w 2012 r. jedno przedsiębiorstwo przekazało do uzgodnienia aktualizację planu rozwoju.

1.6.3. Udzielanie zgody na budowę linii bezpośredniej

Zgodnie z art. 7a ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne budowa linii bezpośredniej, zdefiniowanej w art. 3 pkt 11f powołanej ustawy (linia elektroenergetyczna łącząca wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio z odbiorcą lub linia elektroenergetyczna łącząca jednostkę wytwarzania energii elektrycznej przedsiębiorstwa energetycznego z instalacjami należącymi do tego przedsiębiorstwa albo instalacjami należącymi do przedsiębiorstw od niego zależnych), przed wydaniem pozwolenia na budowę w rozumieniu przepisów prawa budowlanego, wymaga uzyskania zgody Prezesa URE. Zgoda ta jest udzielana w drodze decyzji.

W myśl art. 7a ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne w ramach postępowania o udzielenie takiej zgody Prezes URE uwzględnia następujące przesłanki:

- 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 2012 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

Zgodnie z art. 11 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, w przypadku zagrożenia:

- bezpieczeństwa energetycznego Rzeczypospolitej Polskiej polegającego na długookresowym braku równowagi na rynku paliwowo-energetycznym,
- bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej⁵⁷⁾,
- bezpieczeństwa osób,
- wystąpieniem znacznych strat materialnych

na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części mogą zostać wprowadzone na czas oznaczony ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, polegające na ograniczeniu maksymalnego poboru mocy elektrycznej oraz dobowego poboru energii elektrycznej (art. 11 ust. 3 pkt 1 ww. ustawy). W przypadku wystąpienia zagrożeń, o których mowa w art. 11 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, zgodnie z art. 11 ust. 7 tej ustawy, 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. Jak stanowi ww. rozporządzenie przedmiotowe ograniczenia mogą być wprowadzone po wyczerpaniu, przez operatorów systemu przesyłowego elektroenergetycznego, operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operatora systemu połączonego elektroenergetycznego we współpracy z zainteresowanymi podmiotami, wszelkich dostępnych środków służących zapewnieniu prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego – przy dołożeniu należytej staranności.

Ograniczenia te, w przypadku ich wprowadzenia, powinny być realizowane zgodnie z zakresem planów wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, o których mowa 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 ciepła⁵⁸⁾, wydanym na podstawie art. 11 ust. 6 i ust. 6a ustawy – Prawo energetyczne. Plany ograniczeń dla energii elektrycznej określają wielkości maksymalnego poboru tej energii dla poszczególnych odbiorców i stopni zasilania.

Stosownie do § 8 ust. 1 rozporządzenia operatorzy systemu przesyłowego elektroenergetycznego, operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operatora systemu połączonego elektroenergetycznego opracowują plany wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej. Opracowany przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego plan ograniczeń zgodnie z § 8 ust. 2 rozporządzenia podlega corocznej aktualizacji w terminie do 31 sierpnia, przy czym jak stanowi § 8 ust. 3 pkt 1 rozporządzenia opracowany przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego plan ograniczeń i jego aktualizacje podlegają uzgodnieniu z Prezesem

⁵⁷⁾ Art. 11c ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne stanowi, że zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej może powstać w szczególności w następnym:

- działań wynikających z wprowadzenia stanu nadzwyczajnego,
- katastrofy naturalnej albo bezpośredniego zagrożenia wystąpienia awarii technicznej w rozumieniu art. 3 ustawy z 18 kwietnia 2002 r. o stanie klęski żywiołowej (Dz. U. Nr 62, poz. 558, z późn. zm.),
- wprowadzenia embarga, blokady, ograniczenia lub braku dostaw paliw lub energii elektrycznej z innego kraju na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, lub zakłóceń w funkcjonowaniu systemów elektroenergetycznych połączonych z krajowym systemem elektroenergetycznym,
- strajku lub niepokojów społecznych,
- obniżenia dostępnych rezerw zdolności wytwórczych poniżej niezbędnych wielkości, o których mowa w art. 9g ust. 4 pkt 9 ustawy – Prawo energetyczne, lub braku możliwości ich wykorzystania.

⁵⁸⁾ Dz. U. z 2007 r. Nr 133, poz. 924.

URE. Natomiast plany ograniczeń i ich aktualizacje opracowywane przez operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych podlegają uzgodnieniu z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego (§ 8 ust. 3 pkt 2 rozporządzenia).

Jak stanowi rozporządzenie, ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej dotyczą odbiorców energii elektrycznej, dla których wielkość mocy umownej określonej w umowie sprzedaży energii elektrycznej lub umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii lub umowie zawierającej postanowienia umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii, ustalona została powyżej 300 kW. Natomiast ochronie przed wprowadzanymi ograniczeniami podlegają odbiorcy energii elektrycznej w ciągu całego roku, dla których wielkość mocy umownej określonej w umowach, o których mowa w art. 5 ust. 2 pkt 1 i 2 oraz ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne, ustalona została poniżej 300 kW, oraz szpitale i inne obiekty ratownictwa medycznego; obiekty wykorzystywane do obsługi środków masowego przekazu o zasięgu krajowym; porty lotnicze; obiekty międzynarodowej komunikacji kolejowej; obiekty wojskowe, energetyczne oraz inne o strategicznym znaczeniu dla funkcjonowania gospodarki lub państwa, określone w przepisach odrębnych; obiekty dysponujące środkami technicznymi służącymi zapobieganiu lub ograniczeniu emisji, negatywnie oddziałujących na środowisko.

Stosownie do art. 9c ust. 2 pkt 14 ustawy – Prawo energetyczne pomiotem odpowiedzialnym za realizację ograniczeń w dostarczaniu energii elektrycznej, wprowadzonych zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 11 ust. 6 i 7 ustawy – Prawo energetyczne jest operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, tj. PSE SA (dalej: OSP).

Wniosek o uzgodnienie aktualizacji planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, opracowanego przez OSP wpłynął do Prezesa URE 31 maja 2012 r. Do postępowania administracyjnego mającego na celu uzgodnienie planu ograniczeń, na prawach strony dopuszczona została, zważywszy na jej cele statutowe, organizacja społeczna, tj. PTPIREE. W trakcie tego postępowania została przeprowadzona analiza przedstawionej przez OSP aktualizacji planu ograniczeń, uzyskanych od OSP dodatkowych wyjaśnień w sprawie, a także stanowiska PTPIREE w sprawie. W konsekwencji mocą decyzji z 31 lipca 2012 r. Prezes URE uznał, że przedstawiona mu aktualizacja planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, na okres od 1 września 2012 r. do 31 sierpnia 2013 r., spełnia wymogi określone w przepisach ustawy – Prawo energetyczne oraz ww. rozporządzenia i uznał ją za uzgodnioną. Następnie, po rozpatrzeniu wniosku OSP dotyczącego zmiany powyższej decyzji Prezesa URE z 31 lipca 2012 r., mającego na względzie ujęcie w planie ograniczeń zmian wielkości maksymalnego poboru mocy elektrycznej w poszczególnych stopniach zasilania, spowodowanych koniecznością uwzględnienia w planie ograniczeń nowego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, Prezes URE 5 listopada 2012 r. wydał w trybie art. 155 Kodeksu postępowania administracyjnego decyzję zmieniającą ww. decyzję z 31 lipca 2012 r.

Dodatkowo wskazać należy na następujące uprawnienia OSP związane z wystąpieniem zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej:

- wprowadzenie ograniczeń w poborze energii elektrycznej do czasu wejścia w życie przepisów wydanych na podstawie art. 11 ust. 7 tej ustawy, lecz nie dłużej niż na okres 72 godzin (art. 11c ust. 2 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne),
- po wyczerpaniu wszystkich możliwych działań zmierzających do pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną, wydanie odbiorcom końcowym, przyłączonym bezpośrednio do sieci przesyłowej, polecenia zmniejszenia ilości pobieranej energii elektrycznej lub odłączenia od sieci urządzeń i instalacji należących do tych odbiorców, zgodnie z planem wprowadzania ograniczeń (art. 11d ust. 1 pkt 5 ustawy – Prawo energetyczne).

OSP w związku z wystąpieniem zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej jest przy tym obowiązany niezwłocznie powiadomić ministra właściwego do spraw gospodarki oraz Prezesa URE o wystąpieniu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, podjętych działaniach i środkach w celu usunięcia tego zagrożenia i zapobieżenia jego negatywnym skutkom, co obejmuje również działania omówione powyżej. Jednocześnie OSP powinien zgłosić konieczność wprowadzenia ograniczeń na podstawie art. 11 ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne.

W 2012 r. do Prezesa URE nie wpłynęła informacja dotycząca podjęcia przez OSP działań w oparciu o wskazane wyżej regulacje prawne.

1.6.5. Kontrola zapasów paliw

Kontrole w 2012 r.

Zgodnie z art. 10 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub ciepła jest obowiązane utrzymywać zapasy paliw w ilości zapewniającej utrzymanie ciągłości dostaw energii elektrycznej lub ciepła do odbiorców, z zastrzeżeniem dotyczącym sytuacji, w której przepisy ustawy – Prawo energetyczne dopuszczają obniżenie ilości zapasów. Minimalne wielkości zapasów paliw – w odniesieniu do węgla kamiennego, węgla brunatnego oraz oleju opałowego – które są obowiązane 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 energetycznych⁵⁹⁾ – dalej: „rozporządzenie”.

W celu oceny realizacji obowiązku określonego w art. 10 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne Prezes URE w 2012 r. podejmował stosowne działania o charakterze kontrolno-wyjaśniającym. Działania te polegały na przeprowadzeniu badań problemowych oraz kontroli.

Badania problemowe polegały na badaniu zagadnienia stanu utrzymywanych zapasów paliw na podstawie informacji i dokumentów uzyskanych od grupy jednostek objętych danym badaniem. Każde z takich badań obejmowało grupę tzw. elektrowni/elektrociepłowni systemowych, przy czym w dwóch badaniach tego rodzaju ujęto także grupę przedsiębiorstw wytwarzających energię elektryczną lub ciepło na skalę lokalną. W trakcie przedmiotowych badań, dokonywanych sześciokrotnie w ciągu 2012 r., badano realizację obowiązku utrzymywania zapasów paliw w odpowiedniej ilości odnośnie ponad pięciuset źródeł wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła. W ww. liczbie źródeł znajdują się źródła wytwarzania energii elektrycznej, w których przeprowadzono badanie w ciągu 2012 r. kilkakrotnie w związku z podejmowaniem przez Prezesa URE działań kontrolno-monitorujących wobec wytwórców systemowych posiadających Jednostki Wytwórcze Centralnie Dysponowane, jako jednostki wytwórcze o szczególnym znaczeniu dla KSE.

Działania Prezesa URE polegały na kontroli prawidłowości realizacji przez zobowiązane podmioty obowiązku utrzymywania zapasów paliw, badaniu zasadności wpływających do urzędu informacji o uchybieniach w działalności przedsiębiorstw energetycznych w zakresie utrzymywania zapasów paliw, podejmowaniu działań mających na celu wyeliminowanie udokumentowanych nieprawidłowości (w szczególności ujawnionych w wyniku przeprowadzenia badań problemowych), a także na działaniach kontrolno-wyjaśniających w zakresie zgłaszanych przez przedsiębiorstwa energetyczne obniżen ilości zapasów paliw poniżej poziomu określonego w ww. rozporządzeniu.

W 2012 r. prowadzono dwadzieścia dziewięć kontroli dotyczących realizacji przez obowiązane podmioty obowiązku utrzymywania zapasów paliw. Kontrole te wykazały wystąpienie nieprawidłowości w przypadku piętnastu skontrolowanych przedsiębiorstw energetycznych. Odnośnie powyższych przedsiębiorstw energetycznych wszczęto w 2012 r. dwanaście postępowań o nałożenie kary pieniężnej, a pięć kolejnych postępowań zostanie wszczętych w 2013 r. (w tym postępowania w związku z niedochowaniem terminu przekazania informacji o obniżeniu ilości zapasów, o czym szerzej mowa w pkt 1.6.5.2.).

Głównymi przyczynami stwierdzonych nieprawidłowości w zakresie utrzymywania zapasów paliw na wymaganym poziomie przez obowiązane przedsiębiorstwa energetyczne były: przyjęcie błędnego (tzn. niezgodnego z rozporządzeniem) sposobu gromadzenia zapasów paliw oraz brak dochowywania przez przedsiębiorstwa energetyczne należytej staranności przy utrzymywaniu zapasów paliw i ich uzupełnianiu.

⁵⁹⁾ Dz. U. z 2003 r. Nr 39, poz. 338 oraz z 2010 r. Nr 108, poz. 701.

Prowadzenie spraw związanych z obniżaniem i uzupełnianiem ilości zapasów paliw

Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub ciepła, które są zobligowane do utrzymywania zapasów paliw, mają możliwość obniżenia tych zapasów poniżej wielkości określonych w rozporządzeniu Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z 12 lutego 2003 r. w sprawie zapasów paliw w przedsiębiorstwach energetycznych – a więc w odniesieniu do węgla kamiennego, węgla brunatnego oraz oleju opałowego – w sytuacji wystąpienia przesłanek, o których mowa w art. 10 ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne. Działanie takie może zostać podjęte, jeżeli jest to niezbędne do zapewnienia ciągłości dostaw energii elektrycznej lub ciepła, w przypadku:

- wytworzenia, na polecenie właściwego operatora systemu elektroenergetycznego, energii elektrycznej w ilości wyższej od średniej ilości energii elektrycznej wytworzonej w analogicznym okresie w ostatnich trzech latach, lub
- nieprzewidzianego istotnego zwiększenia produkcji energii elektrycznej lub ciepła, lub
- wystąpienia, z przyczyn niezależnych od przedsiębiorstwa energetycznego, nieprzewidzianych, istotnych ograniczeń w dostawach paliw zużywanych do wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła.

Stosownie do art. 10 ust. 1b ustawy – Prawo energetyczne przedsiębiorstwo energetyczne, które skorzystało z ww. możliwości obniżenia zapasów paliw, jest obowiązane do uzupełnienia zapasów paliw do wielkości określonych w rozporządzeniu, w terminie nie dłuższym niż dwa miesiące od ostatniego dnia miesiąca, w którym rozpoczęto ich obniżanie. Natomiast w przypadku, gdy uzupełnienie zapasów paliw, z przyczyn niezależnych od przedsiębiorstwa energetycznego, nie jest możliwe w ww. terminie, Prezes URE, na pisemny wniosek przedsiębiorstwa energetycznego (złożony w terminie określonym w art. 10 ust. 1d ustawy – Prawo energetyczne) może, w drodze decyzji, wskazać dłuższy termin ich uzupełnienia, biorąc pod uwagę zapewnienie ciągłości dostaw energii elektrycznej lub ciepła do odbiorców. Wskazany w decyzji przez Prezesa URE termin nie może być dłuższy niż cztery miesiące od ostatniego dnia miesiąca, w którym rozpoczęto obniżanie zapasów paliw (por. art. 10 ust. 1c ustawy – Prawo energetyczne).

Przedsiębiorstwo energetyczne jest jednocześnie obowiązane informować Prezesa URE o obniżeniu ilości zapasów paliw poniżej wielkości określonych w ww. rozporządzeniu oraz o sposobie i terminie ich uzupełnienia wraz z uzasadnieniem. Jak wskazuje art. 10 ust. 1f ustawy – Prawo energetyczne informację w ww. zakresie przedsiębiorstwo energetyczne obowiązane jest przekazać w formie pisemnej najpóźniej w trzecim dniu od dnia, w którym rozpoczęto obniżanie ilości zapasów paliw poniżej wielkości określonych w rozporządzeniu.

W odniesieniu do realizacji ww. obowiązku podkreślić należy, że informacja o obniżeniu zapasów paliw powinna być przekazana w formie pisemnej do Prezesa URE najpóźniej trzeciego dnia od dnia, w którym rozpoczęto obniżanie ilości zapasów paliw. Uwzględnić przy tym należy, iż pojęcie „przekazania informacji” tożsame jest z podaniem jej do wiadomości. W konsekwencji informacja taka powinna być sporządzona po faktycznym wystąpieniu obniżenia oraz powinna faktycznie dotrzeć do Prezesa URE w ww. terminie, zatem samo nadanie takiej informacji w polskiej placówce pocztowej operatora pocztowego, z uwagi na materialny charakter terminu, nie stanowi realizacji przedmiotowego obowiązku. Tak więc w celu bezzwłocznego przekazania informacji o obniżeniu zapasów paliw przedsiębiorstwa energetyczne mogą korzystać z bezpośrednich teleinformatycznych form komunikacji z Urzędem Regulacji Energetyki (np. *via* fax lub e-mail).

W 2012 r. do Prezesa URE wpłynęły cztery informacje od przedsiębiorstw energetycznych o obniżeniu zapasów paliw poniżej poziomu określonego w rozporządzeniu. Wobec tych przedsiębiorstw podjęte zostały działania o charakterze kontrolno-wyjaśniającym, mające na celu ustalenie, czy obniżenie zapasów paliw nastąpiło w sposób uzasadniony, tj. w rezultacie wystąpienia przesłanek, o których mowa w art. 10 ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne. Ponadto w 2012 r. zostało zakończonych pięć postępowań dotyczących obniżeń zapasów zgłoszonych przez przedsiębiorstwa energetyczne w 2011 r. oraz jedno dotyczące 2010 r.

W trzech przypadkach Prezes URE uznał, że przedstawione przez przedsiębiorstwa energetyczne wyjaśnienia nie pozwalają na przyjęcie, iż obniżenia ilości zapasów paliw dokonane zostały z uwzględnieniem przesłanek określonych w art. 10 ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne. W jednym przypadku, w czasie wszczętej kontroli, zgłoszenie uznano jako bezprzedmiotowe

(stan zapasów paliw był zgodny z ilością określoną w rozporządzeniu z 12 lutego 2003 r.). Jedno przedsiębiorstwo wycofało zgłoszone obniżenie zapasów paliw. W trzech przypadkach zgłoszenie było zgodne z przesłankami określonymi w art. 10 ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne, jednak w dwóch z nich przedsiębiorstwa nie dochowały terminu przekazania informacji, o którym mowa w art. 10 ust. 1f ustawy – Prawo energetyczne.

W związku z powyższym, Prezes URE w 2012 r. w sześciu przypadkach nałożył kary pieniężne na przedsiębiorstwa zgłaszające obniżenie zapasów paliw w związku ze stwierdzonymi nieprawidłowościami w zakresie przekazywania Prezesowi URE informacji o obniżeniu zapasów, w tym w związku z nie dochowaniem terminu przekazania informacji.

W 2012 r. do Prezesa URE wpłynął jeden wniosek od przedsiębiorstwa energetycznego w sprawie wskazania dłuższego niż określony w art. 10 ust. 1b ustawy – Prawo energetyczne terminu na uzupełnienie zapasów paliw do wielkości określonej w przepisach wydanych na podstawie art. 10 ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne, jednakże przedsiębiorstwo energetyczne wycofało wniosek.

1.6.6. Ocena bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej

Bezpieczeństwo dostarczania energii elektrycznej jest zagadnieniem kompleksowym, obejmującym zarówno działania krótko-, jak i długoterminowe. Proces monitorowania tego bezpieczeństwa, realizowany przez Prezesa URE, obejmuje pozyskiwanie i analizę informacji w ramach działań, do których należą m.in.:

- 1) pozyskiwanie i analiza informacji na temat bieżącego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego,
- 2) pozyskiwanie i analiza informacji o stanie infrastruktury sieciowej oraz potrzebach inwestycyjnych OSP i OSD w trakcie uzgadniania projektów planów rozwoju przedsiębiorstw sieciowych,
- 3) prowadzenie kontroli stanu zapasów węgla w elektrowniach,
- 4) prowadzenie bazy informacyjnej o przedsiębiorstwach sektora tworzonej na podstawie rocznych sprawozdań (są to głównie dane o charakterze ekonomicznym, pozyskiwane z zasobów informacyjnych innych resortów i instytucji badawczych, m.in. Ministerstwa Gospodarki, GUS i ARE SA),
- 5) podejmowanie nieperiodycznych badań związanych z wyjaśnianiem nadzwyczajnych sytuacji zagrażających bezpieczeństwu pracy KSE,
- 6) pozyskiwanie i analiza informacji na temat zamierzeń inwestycyjnych przedsiębiorstw energetycznych oraz informacji o wydanych lub rozpatrywanych warunkach przyłączenia źródeł wytwórczych do sieci przesyłowej oraz sieci dystrybucyjnych.

W toku monitorowania szczególną uwagę przykładano do możliwości pokrycia bieżącego zapotrzebowania na energię elektryczną i moc, bezpieczeństwa operacyjnego systemu elektroenergetycznego oraz dyspozycyjności urządzeń, w tym jednostek wytwórczych. Podobnie jak w 2011 r., wielkość mocy zainstalowanych utrzymuje się na stosunkowo wysokim poziomie przekraczającym 37 GW, przy czym w 2012 r. nastąpił jej wzrost o ponad 1,8%. Odnosząc się do mocy dyspozycyjnych i rezerw mocy w KSE należy stwierdzić, że w 2012 r. kształtowały się one na wystarczającym poziomie z punktu widzenia bieżącego bezpieczeństwa funkcjonowania KSE. Należy mieć jednak na względzie, że maksymalne zapotrzebowanie na moc w 2012 r. było zbliżone do poziomu w 2011 r. i mniejsze niż w latach poprzednich, a wskaźnik ten wpływa istotnie na bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej. Jednocześnie należy nadmienić, że ustawa – Prawo energetyczne nakłada na przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w źródłach o łącznej mocy zainstalowanej nie mniejszej niż 50 MW, obowiązek dotyczący raportowania Prezesowi URE o planach inwestycyjnych na kolejne 15 lat, a także aktualizacji tych planów co 3 lata. Rozszerza to zatem zakres monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej o horyzont długoterminowy.

W związku z powyższym przeprowadzone w 2011 r. badanie ankietowe, będące wynikiem realizacji przez Prezesa URE zadania wynikającego z art. 16 ust. 11 i 12 ustawy – Prawo energetyczne, w zakresie monitorowania bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej (badania ankietowe w tym zakresie przeprowadzane są co trzy lata i w związku z tym w 2012 r. nie było

takiego obowiązku) wykazało, że po 2015 r. istnieje ryzyko okresowego braku możliwości pokrycia szczytowego zapotrzebowania na energię elektryczną. W porównaniu do badania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, przeprowadzonego przez Prezesa URE w 2008 r., sytuacja uległa poprawie w związku ze spadkiem zapotrzebowania na energię elektryczną, związanym ze spowolnieniem gospodarczym spowodowanym światowym kryzysem finansowym. Zła sytuacja może jednak wystąpić w okresach nasilonych remontów planowych jednostek wytwórczych oraz w przypadku wystąpienia ekstremalnych warunków pogodowych, które powodują trudności z przesyłaniem energii elektrycznej oraz chłodzeniem jednostek wytwórczych w obiegach otwartych. Ryzyko wystąpienia przerw w dostarczaniu energii elektrycznej może wystąpić również w przypadku dynamicznego wzrostu zapotrzebowania na energię i dotyczy w szczególności lokalnych obszarów zasilania, które charakteryzują się ponadprzeciętnym wzrostem zapotrzebowania na moc szczytową, leżących w dużych odległościach od systemowych źródeł wytwórczych.

Należy mieć na uwadze, iż wyniki przygotowanej analizy możliwości pokrycia szczytowego zapotrzebowania na moc nie uwzględniają obecnych zdolności importu energii elektrycznej, jak również dostępności rezerwy interwencyjnej. Tym samym uwzględnienie powyższych kwestii powinno przyczynić się do poprawy przedstawionego bilansu mocy, co najmniej do 2016 r. Jednocześnie należy podkreślić, że w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa pracy KSE powodujących konieczność podjęcia działań interwencyjnych przez operatora systemu przesyłowego, możliwości importu mogą być uwarunkowane występowaniem odpowiednich nadwyżek mocy dyspozycyjnej w sąsiadujących systemach elektroenergetycznych, których wykorzystanie jest uzależnione od zgody sąsiednich operatorów systemów przesyłowych.

W przypadku realizacji wszystkich zadeklarowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne planów inwestycyjnych, powinna zostać zapewniona wystarczająca nadwyżka rezerw mocy w systemie, która umożliwiłaby długoterminowe pokrycie zapotrzebowania na energię elektryczną. Jednocześnie należy podkreślić, że przedstawione powyżej wnioski nie biorą pod uwagę m.in. dynamicznego rozwoju generacji wiatrowej w KSE zarówno w sieci przesyłowej, jak i w sieciach dystrybucyjnych ze względu na utrudnioną możliwość określenia dyspozycyjności takich źródeł w okresie szczytowego zapotrzebowania na moc.

W latach 2008–2010 operator systemu przesyłowego i operatorzy systemów dystrybucyjnych (obecnie pięciu OSD, którzy 1 lipca 2007 r. dokonali rozdziału działalności) przeznaczyci 12,5 mld zł nakładów inwestycyjnych na rozbudowę, odtworzenie i modernizację infrastruktury sieciowej. W kolejnych pięciu latach (2011–2015) planują oni przeznaczyć na inwestycje ponad 34 mld zł, tj. prawie trzykrotnie więcej niż w ostatnich trzech latach. Tak znaczny wzrost nakładów inwestycyjnych wynika z potrzeby wzmocnienia i rozbudowy infrastruktury sieciowej w celu m.in. przyłączania nowych odbiorców i nowych źródeł oraz zapewnienia wyższego poziomu bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej.

W wyniku prowadzonej kontroli realizacji obowiązków nałożonych na przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub ciepła w zakresie utrzymywania zapasów paliw (węgiel kamienny, węgiel brunatny, olej opałowy) w ilości zapewniającej utrzymanie ciągłości dostaw energii elektrycznej i ciepła do odbiorców, stwierdzono przypadki braku dochowywania przez przedsiębiorstwa energetyczne należytej staranności przy utrzymywaniu zapasów paliw. Wobec przedsiębiorstw energetycznych nie utrzymujących odpowiednich zapasów paliw, Prezes URE podejmował w 2012 r. działania kontrolno-dyscyplinujące przewidziane przepisami prawa.

Reasumując, realizacja jednego z głównych priorytetów *Polityki energetycznej Polski do 2030 roku*, jakim jest wzrost bezpieczeństwa dostaw paliw i energii, zależy w dużej mierze od terminowej realizacji inwestycji w sektorze elektroenergetycznym, zarówno w obszarze wytwarzania energii elektrycznej, jak również infrastruktury sieciowej. W tym zakresie Prezes URE został wyposażony w dodatkowe kompetencje dotyczące monitorowania zamierzeń inwestycyjnych oraz ich realizacji, który umożliwia bardziej szczegółową ocenę stopnia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Istotne dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej mogą być dodatkowe działania związane m.in. z wprowadzeniem dodatkowych usług systemowych takich jak rezerwa interwencyjna oraz zmniejszenie zapotrzebowania na moc (aktywizacja strony popytowej).

2. GAZOWNICTWO

2.1. Rynek gazu ziemnego – ogólna sytuacja

Bilans produkcji, importu i zużycia gazu ziemnego

W 2012 r. całkowite zużycie gazu ziemnego w Polsce wyniosło, według danych pozyskanych w toku przeprowadzonych cyklicznych badań monitorujących, 15 436,22 mln m³. Dostawy gazu z zagranicy, w ilości 11 265,84⁶⁰⁾ mln m³, uzupełniane były gazem pochodzącym ze źródeł krajowych w ilości 4 317,27 mln m³, co stanowiło blisko 27% całkowitego zaopatrzenia kraju w gaz ziemny. Całkowite dostawy gazu z zagranicy w 2012 r. obejmowały import z kierunku wschodniego⁶¹⁾ oraz dostawy wewnątrzwspólnotowe z Niemiec i Czech, przy czym istotną ich część stanowił import z kierunku wschodniego, realizowany w ramach długoterminowego kontraktu zawartego w 1996 r. pomiędzy Polskim Górnictwem Naftowym i Gazownictwem SA (dalej PGNiG SA) a OOO Gazprom Eksport. Na podstawie tego kontraktu zakupiono 9 017,32 mln m³ gazu ziemnego, co stanowiło ok. 82% całkowitego importu tego surowca na terytorium Polski. Import ten uzupełniany był dostawami z Niemiec i Czech. Wielkość sumaryczna tych dostaw, realizowanych w ramach umów wyniosła 1 982,63 mln m³, co stanowiło ok. 18% całkowitego przywozu gazu na terytorium Polski.

Szczegółowe informacje o strukturze dostaw gazu oraz krajowych zdolnościach wydobywczych w 2012 r. przedstawiono w poniższych tabelach.

Tabela 29. Struktura dostaw gazu w 2012 r.

Wyszczególnienie	Ilość [mln m ³]
Import, w tym:	10 999,950
– Kontrakt „jamalski”	9 017,324
Nabycie wewnątrzwspólnotowe / kraj pochodzenia	1 982,630
a) Niemcy	1 426,932
b) Czechy	555,700
Wydobycie własne	4 317,270
Magazyny gazu (zmiana stanu zapasów)*	-481,280* **
Zakup ze źródeł krajowych (dostawy do PGNiG SA od krajowych dostawców)	129,680

* „+” – wzrost zapasów, „-” – zmniejszenie zapasów.

** W celu odpowiedniego zbilansowania pozycji przychodowych w niniejszym zestawieniu, podana wartość ze znakiem „-” oznacza wzrost zapasów.

Źródło: PGNiG SA.

Tabela 30. Całkowite dostawy gazu ziemnego w 2012 r.

Dostawy		Produkcja	
całkowite dostawy* [mld m ³]	szczytowe** [mln m ³ /dobę]	całkowita [mld m ³]	dzienna zdolność produkcyjna [mln m ³ /dobę]
14,97	75,21	4,32	11,8/12,7

produkcja średnioroczna/szczytowa

* Wydobycie + import + inne źródła krajowe – eksport + zmiana zapasów (Uwaga: uwzględniono również zakup ze źródeł krajowych w celu podania całkowitych dostaw gazu ziemnego).

** Maksymalne dzienne dostawy gazu w roku.

Źródło: PGNiG SA.

⁶⁰⁾ W tym ok. 266 mln m³ wynoszą dostawy z zagranicy spółek obrotu niezależnych od PGNiG SA.

⁶¹⁾ Zgodnie ze zmianami zapisów w artykule 1 do Protokołu Dodatkowego do Porozumienia między Rządem RP a Rządem FR z 25 sierpnia 1993 r., import gazu realizowany jest poprzez dostawy gazu rosyjskiego i/lub innego pochodzenia do RP na podstawie kontraktu wieloletniego kupna sprzedaży [...].

Tabela 31. Krajowe zdolności wydobywcze w 2012 r.*

Zdolności wydobywcze [mld m ³ /rok]	Zdolności wydobywcze [mln m ³ /doba]
4,43	12,74

* 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 (znaczące 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.

2.1.1. Rynek hurtowy

Hurtowy segment rynku gazu ziemnego w 2012 r. w Polsce nadal jest zdominowany przez jeden podmiot. Działalność w zakresie hurtowego obrotu gazem ziemnym w Polsce, rozumiana jako sprzedaż gazu podmiotom wykorzystującym go w celu dalszej odsprzedaży, była zdominowana przez przedsiębiorstwo PGNiG SA. Należy jednak zaznaczyć iż segment ten sukcesywnie się rozwija.

Liczba podmiotów mogących prowadzić obrót paliwem gazowym wynosi 97.

Przedsiębiorstwa obrotu gazem spoza Grupy Kapitałowej PGNiG pozyskały ok. 50% gazu ziemnego od PGNiG SA, a pozostały popyt został zaspokojony z importu. Natomiast wolumen gazu, jaki sprzedały w 2012 r. stanowił ponad 5% w sprzedaży ogółem i wynosił 707,47 mln m³.

Tabela 32. Wolumeny gazu pozyskiwanego i sprzedawanego przez największe przedsiębiorstwa obrotu w 2012 r.

	Łącznie	PGNiG SA	Pozostałe spółki obrotu
Pozyskanie gazu	16 414,69	14 965,62	1 449,07
Sprzedaż gazu	15 436,22	14 728,75	707,47
*sprzedaż gazu do spółek obrotu	340,73	322,45	18,28

Uwaga: w przypadku pozostałych spółek obrotu różnica pomiędzy pozyskaniem a sprzedażą stanowi zużycie na potrzeby własne.

Źródło: URE.

Obrót gazem ziemnym w 2012 r. realizowany był wyłącznie w ramach kontraktów dwustronnych. Ceny paliwa gazowego wynikały z taryfy i nie były różnicowane w zależności od tego, czy wykorzystuje się gaz na potrzeby własne odbiorcy, czy do dalszej odsprzedaży. Część przedsiębiorstw obrotu gazem kupowała gaz bezpośrednio z kopalń, cena za to paliwo nie była taryfowana i była ustalana w ramach kontraktów dwustronnych.

W 2012 r. trwały prace nad wdrożeniem nowego modelu Rynku Gazu. Zostały określone szczegółowe warunki korzystania z systemu przesyłowego i systemów dystrybucyjnych przez użytkowników w Instrukcjach Ruchu i Eksploatacji Systemów Przesyłowych czy Dystrybucyjnych (IRiESP/IRiESD), które weszły w życie 1 stycznia 2013 r. Instrukcje uwzględniają wymogi określone w przepisach prawa, w szczególności dotyczących funkcjonowania regulowanej, tj. infrastrukturalnej części systemu gazowniczego oraz kalkulacji taryf dla paliw gazowych oraz z uwzględnieniem zasad zawartych w projekcie Kodeksu sieci w zakresie mechanizmów alokacji przepustowości (CAM NC). Wprowadzone zostały również niezbędne zmiany mające zapewnić obrót gazem ziemnym poprzez dostęp do infrastruktury rynkowej (wirtualny punkt obrotu gazem, giełda), a także handel gazem ziemnym na rynku kontraktów bilateralnych (OTC). W grudniu 2012 r. został uruchomiony rynek handlu gazem na TGE SA.

2.1.2. Rynek detaliczny

Wysoki poziom koncentracji na polskim rynku gazu, wynikający z pozycji dominującej GK PGNiG, wpływa od wielu lat na strukturę rynku detalicznego oraz tempo przemian w nim zachodzących. Nadal około 94,64% sprzedaży gazu ziemnego realizowane jest przez PGNiG SA, na-

tomiast pozostałe 5,36% przez kilkadziesiąt podmiotów, które starają się rozwijać i umacniać swoją pozycję na rynku.

Tabela 33. Liczba i udziały rynkowe największych przedsiębiorstw w 2012 r.

Liczba przedsiębiorstw o udziale w danym rynku gazu ziemnego przekraczającym 5%	Udział trzech największych przedsiębiorstw w podaży paliwa gazowego [%]
1	94,6

Źródło: URE.

Dokonując całościowej analizy rynku sprzedaży detalicznej gazu ziemnego Grupy Kapitałowej PGNiG w 2012 r. w odniesieniu do wszystkich grup odbiorców należy wskazać, że najliczniej reprezentowaną grupą były gospodarstwa domowe, które stanowiły 96,9% ogółu liczby odbiorców. Ich udział w wolumenie sprzedaży w 2012 r. wyniósł 26,1%. Największy udział w sprzedaży gazu ziemnego mieli natomiast odbiorcy przemysłowi – 60,2%, wśród których dominowały zakłady chemiczne, elektrownie i elektrociepłownie. Ponadto, PGNiG SA sprzedaje gaz do OGP GAZ-SYSTEM SA i operatorów systemów dystrybucyjnych PGNiG SA – na potrzeby własne i bilansowania systemu. W 2012 r. potrzeby technologiczne (straty i zużycie własne) OGP GAZ-SYSTEM SA oraz operatorów dystrybucyjnych GK PGNiG wynosiły 240,06 mln m³. Wielkość i strukturę sprzedaży gazu GK PGNiG do odbiorców końcowych zamieszczono w tab. 34.

Tabela 34. Wielkość i struktura sprzedaży gazu GK PGNiG odbiorcom końcowym w 2012 r.

Wyszczególnienie	Ilość [mln m ³]	Liczba odbiorców
RAZEM	14 728,75	6 706 425
1. Odbiorcy hurtowi*, z tego	322,45	91
z GK PGNiG		
spoza GK PGNiG	322,45	91
2. OSP – (OGP GAZ-SYSTEM SA)	108,82	26
3. OSD	136,12	19
4. Eksport	0,02	1
5. Odbiorcy końcowi – Przemysł, z tego	8 878,57	43 587
Zakłady azotowe	2 309,29	25
Elektrownie i elektrociepłownie	1 181,40	378
Ciepłownie	273,09	1 650
Inni mali odbiorcy (o zużyciu do 1 mln m ³ /rok)	901,32	40 959
Inni średni odbiorcy (o zużyciu powyżej 1 mln m ³ do 25 mln m ³ /rok)	1 99,66	551
Inni duzi odbiorcy (o zużyciu powyżej 25 mln m ³ /rok)	2 219,82	24
6. Odbiorcy końcowi – handel i usługi, z tego	1 431,12	164 405
Mali odbiorcy (o zużyciu do 1 mln m ³ /rok)	1 287,98	164 346
Średni odbiorcy (o zużyciu powyżej 1 mln m ³ do 25 mln m ³ /rok)	143,14	59
Duzi odbiorcy (o zużyciu powyżej 25 mln m ³ /rok)		
7. Gospodarstwa domowe	3 851,65	6 498 296

* Odbiorcy kupujący w celu dalszej odsprzedaży.

Źródło: PGNiG SA.

Największymi podmiotami pod względem wolumenu sprzedaży gazu, spoza GK PGNiG, prowadzącymi działalność na rynku detalicznym są: EWE energia Sp. z o.o. (0,52%), HANDEN Sp. z o.o. (0,24%), Grupa Duon SA (0,47%), G.E.N Gaz Energia SA (0,73%), Egesa Grupa Energetyczna SA (1,22%), ENESTA SA (0,38%), Polenergia Kogeneracja Sp. z o.o. (0,3%), Sime Polska Sp. z o.o. (0,14%), ArcelorMittal Poland SA (0,18%), KGHM Polska Miedź SA (0,05%), Anwil SA (0,22%), Elsen SA (0,1%), Huta Pokój SA (0,07%), Fenice Sp. z o.o. (0,14%). Przedsiębiorstwa te prowadzą działalność handlową polegającą na odsprzedaży gazu ziemnego z nabycia wewnątrzspółnotowego lub nabywanego od PGNiG SA. Gaz sprzedawany przez wymienione spółki obrotu w większości dostarczany jest do odbiorców końcowych za pośrednictwem własnych, lokalnych sieci dystrybucyjnych, których łączna długość wynosi ok. 4 773 km.

Wielkość i strukturę dostaw, sprzedaży gazu oraz zakupu gazu przez małe spółki obrotu zamieszczono w tabelach poniżej.

Tabela 35. Struktura dostaw gazu ziemnego

Wyszczególnienie	Ilość [mln m ³]
Dostawy na terenie kraju, w tym:	1 336,52
- wydobycie własne	0,00
- z Grupy Kapitałowej PGNiG,	1 043,18
- spoza Grupy Kapitałowej PGNiG	51,28
Import / kraj pochodzenia	0,00
Nabycie wewnątrzwspólnotowe / kraj pochodzenia (Niemcy, UE)	254,75
Zakup od podmiotów powiązanych kapitałowo (w kraju i zagranicą)	97,62

Źródło: URE.

Tabela 36. Struktura sprzedaży gazu

Wyszczególnienie	Ilość [mln m ³]	Liczba odbiorców
RAZEM	707,47	141 240
1. Odbiorcy hurtowi*, z tego	18,20	1
2. Eksport	89,43	
3. Odbiorcy końcowi – Przemysł	514,75	2 352
4. Odbiorcy końcowi – handel i usługi	30,99	2 078
5. Gospodarstwa domowe	54,10	36 641

* Odbiorcy kupujący w celu dalszej odsprzedaży.

Źródło: URE.

Tabela 37. Struktura zakupu gazu

Wyszczególnienie	Ilość [mln m ³]
Z systemu	1 449,07
Ze źródeł lokalnych	83,10
LNG (Liquefied Natural Gas) [t]	25 000,00

Źródło: URE.

Jak wskazują dane z powyższych tabel rynek detaliczny gazu podlega powolnym zmianom. Od 2011 r. stale wzrasta liczba spółek obrotu, które sprzedają gaz do odbiorców końcowych. W 2012 r. trzynastie największych spółek obrotu, niezależnych od PGNiG SA, sprzedało łącznie ok. 1 336,52 mln m³ gazu obsługując 141 240 odbiorców.

2.2. Regulowanie działalności przedsiębiorstw gazowniczych

2.2.1. Koncesje

W świetle art. 32 ustawy – Prawo energetyczne uzyskanie 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:

- a) 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;
- b) 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 lub domy maklerskie prowadzące działalność maklerską w zakresie obrotu towarami giełdowymi oraz przez spółkę prowadzącą giełdę towarową, giełdową izbę rozrachunkową, Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych SA lub przez spółkę, której Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych SA przekazał wykonywanie czynności z zakresu zadań, o których mowa w art. 48 ust. 2 ustawy z 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi, nabywające paliwa gazowe, z tytułu realizacji zadań określonych w ustawie z 26 października 2000 r. o giełdach towarowych.

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:

- 1) posiada własne pojemności magazynowe, lub
- 2) zawarł umowę przedwstępną o świadczenie usługi magazynowania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, o których mowa w art. 24 ust. 1 ustawy o zapasach w wielkości ustalonej zgodnie z art. 25 ust. 2 tej ustawy, lub
- 3) został zwolniony z obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, o którym mowa w art. 24 ust. 1 ustawy wymienionej w pkt 2⁶²⁾.

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 lub państwa członkowskiego Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym, zgodnie z ustawą wymienioną w art. 33 ust. 1a pkt 2 (tj. ustawą o zapasach), lub zawierać informację o wydaniu przez ministra właściwego do spraw gospodarki decyzji, o której mowa w art. 24 ust. 5a tej ustawy wraz z dołączoną kopią tej decyzji⁶³⁾.

Z kolei w świetle ust. 1b wnioskodawca, który rozpoczyna prowadzenie działalności gospodarczej wyłącznie w zakresie wywozu gazu ziemnego, jest zwolniony z obowiązku dołączenia do wniosku o udzielenie koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą informacji o wydaniu przez ministra właściwego do spraw gospodarki decyzji, o której mowa w art. 24 ust. 5a ustawy o zapasach⁶⁴⁾.

Warunki formalne dotyczące uzyskania koncesji w zakresie paliw gazowych są analogiczne do opisanych w pkt 1.2.1. (dla energii elektrycznej).

Z kolei wniosek o udzielenie promesy 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 lub państwa członkowskiego Unii Europejskiej, lub państwa członkowskiego Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym, zgodnie z art. 24 ust. 1 ustawy o zapasach, lub zawierać zobowiązanie do wystąpienia do ministra wła-

⁶²⁾ Brzmienie art. 33 ust. 1a nadane ustawą z 16 września 2011 r. o zmianie ustawy o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym oraz o zmianie niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2011 r. Nr 234, poz. 1392), nowelizującej ustawę – Prawo energetyczne 4 grudnia 2011 r. Jednakże w myśl art. 4 ust. 1 ustawy zmieniającej, do postępowań wszczętych na podstawie art. 33 ust. 1a zmienianej ustawy – Prawo energetyczne i niezakończonych przed dniem wejścia w życie ustawy zmieniającej stosuje się przepisy dotychczasowe.

⁶³⁾ Brzmienie art. 35 ust. 1a nadane ustawą z 16 września 2011 r. o zmianie ustawy o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym oraz o zmianie niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2011 r. Nr 234, poz. 1392).

⁶⁴⁾ Art. 35 ust. 1b dodany do ustawy – Prawo energetyczne ustawą z 16 września 2011 r. o zmianie ustawy o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym oraz o zmianie niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2011 r. Nr 234, poz. 1392).

ściwego do spraw gospodarki o wydanie decyzji, o której mowa w art. 24 ust. 5a tej ustawy (art. 43 ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne)⁶⁵⁾.

Udzielanie koncesji

Na koniec grudnia 2012 r. przedsiębiorcy posiadali 187 ważnych koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania⁶⁶⁾, przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych, obrotu paliwami gazowymi, obrotu gazem ziemnym z zagranicą, skraplania gazu ziemnego i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego oraz magazynowania paliw gazowych.

Prezes URE w 2012 r. realizował obowiązki w zakresie dotyczącym koncesjonowania przedsiębiorstw gazowniczych przy pomocy Departamentu Przedsiębiorstw Energetycznych (departamentu) oraz oddziałów terenowych⁶⁷⁾.

Liczbę koncesji i promes udzielonych w 2012 r. w podziale na poszczególne rodzaje działalności w zakresie paliw gazowych przedstawiają poniższe tabele.

Tabela 38. Liczba koncesji udzielonych w 2012 r. i koncesji ważnych (URE) na koniec 2012 r.

Paliwa gazowe	Koncesje udzielone w zakresie działania departamentu w 2012 r. [szt.]	Koncesje ważne na koniec 2012 r. (dotyczy urzędu jako całości) [szt.]
Wytwarzanie	0	1
Magazynowanie	1	1
Przesyłanie lub dystrybucja	3	59
Obrót	22*	95**
Obrót gazem ziemnym z zagranicą	5***	26****
Skraplanie gazu ziemnego i regazyfikacja skroplonego gazu ziemnego	0	5
Razem	33	187

* W tym 4 koncesje wydane dla podmiotów mających siedzibę zagranicą.

** W tym 6 koncesji wydanych dla podmiotów mających siedzibę zagranicą.

*** W tym 1 koncesja wydana dla podmiotu mającego siedzibę zagranicą.

**** W tym 3 koncesje wydane dla podmiotów mających siedzibę zagranicą.

Źródło: URE.

Tabela 39. Liczba udzielonych promes koncesji w 2012 r. w zakresie działania departamentu

Paliwa gazowe	2012
Magazynowanie	1
Obrót	2
Obrót gazem ziemnym z zagranicą	12
Razem	15

Źródło: URE.

W 2012 r. utrzymywała się tendencja wzrostowa liczby wniosków składanych do Prezesa URE w sprawie udzielenia koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie obrotu paliwami gazowymi oraz o udzielenie promesy koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą, a następnie o udzielenie koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą.

Odnotować należy znaczący wzrost liczby podmiotów zainteresowanych obrotem gazem ziemnym na polskim rynku, który doskonale obrazuje stale rosnąca liczba udzielonych koncesji i promes koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą (OGZ).

Jak wskazano powyżej, art. 33 ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne warunkuje udzielenie koncesji OGZ od posiadania przez wnioskodawcę własnych pojemności magazynowych bądź od

⁶⁵⁾ Brzmienie art. 43 ust. 6 nadane ustawą z 16 września 2011 r. o zmianie ustawy o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym oraz o zmianie niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2011 r. Nr 234, poz. 1392).

⁶⁶⁾ Koncesje na wytwarzanie paliw gazowych były udzielane przez Prezesa URE do 2 maja 2005 r.

⁶⁷⁾ Dane dotyczące działalności oddziałów terenowych prezentowane są w Aneksie do sprawozdania.

zawarcia umowy przedwstępnej o świadczenie usługi magazynowania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, o których mowa w art. 24 ust. 1 ustawy o zapasach, w wielkości ustalonej zgodnie z art. 25 ust. 2 tej ustawy, lub od posiadania zwolnienia z obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, o którym mowa w art. 24 ust. 1 ww. ustawy.

Zaznaczyć należy, że wszystkie koncesje na obrót gazem ziemnym z zagranicą udzielone w 2012 r. przez Prezesa URE zostały wydane w oparciu o zwolnienia z obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego wydane przez Ministra Gospodarki na podstawie art. 24 ust. 5 i art. 24 ust. 5a ustawy o zapasach.

W 2012 r. przedmiot działalności nowych uczestników rynku gazu, podobnie jak to miało miejsce w latach poprzednich, koncentrował się głównie na działalności związanej z obrotem zarówno gazem ziemnym sieciowym, jak i LNG.

Na podstawie udzielonych koncesji i ich promes oraz funkcjonujących koncesji można stwierdzić, że na rynku paliw gazowych konkurencja nadal jest znacznie ograniczona, jednakże w kolejnych latach należy spodziewać się poprawy w tej materii. Świadczyć o tym może rozpoczęty jeszcze w 2011 r. a kontynuowany w 2012 r. proces stopniowej likwidacji barier prawnych i technicznych (zmiany w instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci operatorów systemów, uruchomienie giełdy gazu), które w poprzednich latach znacznie utrudniały wejście nowych podmiotów na rynek.

Istotne znaczenie dla funkcjonowania rynku gazu miało udzielenie w maju 2012 r. przedsiębiorstwu energetycznemu Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie (OSM Sp. z o.o.) koncesji na magazynowanie paliw gazowych w instalacjach magazynowych, z okresem ważności od 1 czerwca 2012 r. do 31 maja 2022 r. Na podstawie tej koncesji OSM Sp. z o.o. może wykonywać działalność gospodarczą polegającą na magazynowaniu gazu ziemnego w sześciu bezbiornikowych magazynach gazu ziemnego o łącznej pojemności magazynowej czynnej 1821,89 mln m³. OSM Sp. z o.o. został utworzony przez PGNiG SA w celu przejęcia działalności gospodarczej polegającej na magazynowaniu paliw gazowych w instalacjach magazynowych i działalności związanej z pełnieniem funkcji operatora systemu magazynowania.

Zmiany koncesji/promes koncesji

W 2012 r. wydano 36 decyzji zmieniających koncesje oraz promesy koncesji w zakresie paliw gazowych. Zmiany te dotyczyły w szczególności:

- rozszerzenia zakresu udzielonych koncesji oraz obszaru wykonywania działalności w związku z przejęciem 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.

Cofnięcia, uchylenia, stwierdzenia wygaśnięcia, koncesji/promesy koncesji

W 2012 r. Prezes URE stwierdził wygaśnięcie dwóch koncesji w zakresie paliw gazowych. Powodem stwierdzenia wygaśnięcia koncesji była likwidacja z mocy prawa podmiotu wykonującego koncesjonowaną działalność gospodarczą (będącego gminnym gospodarstwem pomocniczym)⁶⁸⁾. W dwóch przypadkach stwierdzono wygaśnięcie decyzji koncesyjnych w związku z ich bezprzedmiotowością spowodowaną przejściem koncesji przysługujących koncesjonariuszom działającym w formie spółek kapitałowych w związku z połączeniem spółek w trybie art. 492 § 1 pkt 1 Ksh, tj. przez przeniesienie całego majątku spółek przejmowanych na spółkę przejmującą w zamian za akcje spółki przejmującej⁶⁹⁾.

⁶⁸⁾ W myśl art. 87 ust. 1 pkt 3 ustawy z 27 sierpnia 2009 r. – Przepisy wprowadzające ustawę o finansach publicznych (Dz. U. z 2009 r. Nr 157, poz. 1241), 31 grudnia 2010 r. uległa zakończeniu likwidacja gospodarstw pomocniczych gminnych, powiatowych i wojewódzkich jednostek budżetowych.

⁶⁹⁾ W myśl art. 494 § 2 Ksh, na spółkę przejmującą albo spółkę nowo zawiązaną przechodzą z dniem połączenia w szczególności zezwolenia, koncesje oraz ulgi, które zostały przyznane spółce przejmowanej albo którejkolwiek ze spółek łączących się przez zawiązanie nowej spółki. Przy czym stosownie do art. 618 ww. ustawy, przepisy art. 494 § 2 Ksh stosuje się do koncesji, zezwoleń i ulg przyznanych po dniu wejścia w życie ustawy, tj. po 1 stycznia 2001 r., chyba że przepisy dotychczasowe przewidywały przejście takich uprawnień na spółkę przejmującą lub na spółkę nowo zawiązaną.

Prezes URE w 2012 r. uchylił dwie promesy koncesji dotyczące paliw gazowych w związku z procesami konsolidacji w grupie kapitałowej⁷⁰⁾.

W 2012 r. Prezes URE cofnął cztery koncesje w zakresie paliw gazowych. W jednym przypadku powodem cofnięcia było trwale zaprzestanie wykonywania działalności objętej koncesją, w jednym przypadku nieprowadzenie działalności w zakresie świadczenia usług skraplania i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego na rzecz osób trzecich oraz w kolejnym nie podjęcie działalności objętej koncesją na obrót gazem ziemnym z zagranicą w wyznaczonym terminie, mimo wezwania organu koncesyjnego oraz fakt wygaśnięcia koncesji na obrót paliwami gazowymi, która była bezpośrednio związana z prowadzeniem działalności w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą.

Ponadto, w jednym przypadku koncesja na magazynowanie paliw gazowych w instalacjach magazynowych została cofnięta w związku z trwałym zaprzestaniem wykonywania działalności objętej udzieloną koncesją.

Odmowa udzielenia, zmiany koncesji/promesy koncesji

W 2012 r. Prezes URE w jednym przypadku odmówił udzielenia promesy koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą z uwagi na fakt skazania członka zarządu prawomocnym wyrokiem za przestępstwo określone w Kodeksie karnym skarbowym, co dawało podstawę do uznania, iż przedsiębiorca nie daje rękojmi prawidłowego wykonywania działalności polegającej na obrocie gazem ziemnym z zagranicą.

Umorzenie postępowań

W 2012 r. Prezes URE umorzył na wniosek strony jedno postępowanie w sprawie udzielenia koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą. Ponadto, zostało umorzone jedno postępowanie w sprawie cofnięcia koncesji na obrót paliwami gazowymi z powodu upływu terminu, na który udzielono koncesji, co spowodowało bezprzedmiotowość postępowania.

2.2.2. Taryfy i warunki ich kształtowania

W 2012 r. taryfy dla paliw gazowych, ustalone przez przedsiębiorstwa zajmujące się ich obrotem oraz taryfy dla usług dystrybucji bądź regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego w dalszym ciągu kalkulowane były na podstawie przepisów zawartych w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z 6 lutego 2008 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi⁷¹⁾, zwanym dalej „rozporządzeniem taryfowym”.

Natomiast taryfy dla usług przesyłania paliw gazowych oraz magazynowania paliwa gazowego, oprócz zasad określonych w rozporządzeniu taryfowym, uwzględniały postanowienia rozporządzenia 715/2009, które – na mocy art. 288 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej (Dz. Urz. UE C 115/47) – ma zastosowanie do przedsiębiorstw energetycznych prowadzących wyżej wskazane działalności w państwach członkowskich. Zatem zamiast przewidzianych, w rozporządzeniu taryfowym, dla przedsiębiorstw świadczących usługi przesyłania paliw gazowych stawek grupowych i dystansowych przedsiębiorstwa te, w myśl przepisów rozporządzenia 715/2009, w swoich taryfach ustaliły stawki typu wejście – wyjście (popularnie zwanymi „stawkami *entry-exit*”). Ponadto, zamieściły zasady ustalania opłat za usługi świadczone w ramach umów krótkoterminowych (półrocznych, kwartalnych, miesięcznych i dobowych), warunki świadczenia i zasady ustalania opłat dla usług przesyłania świadczone na zasadach przerywanych oraz zasady ustalania opłat za usługi zwrotnego przesyłania gazu. W taryfie OGP GAZ-SYSTEM SA dodatkowo określone zostały zasady rozliczeń w okresie rozruchu technologicznego.

Również taryfa za świadczone usługi magazynowania oparta jest o zasady wymagane przepisami unijnymi. Umożliwia rozliczenie usług świadczonych w formie pakietów (w tym pakietów

⁷⁰⁾ Konsolidacja w ramach GK Grupa DUON (dawniej: CP Energia).

⁷¹⁾ Dz. U. Nr 28, poz. 165.

elastycznych) i rozdzielnie, na zasadach ciągłych i przerywanych, długoterminowych oraz krótkoterminowych (miesięcznych, tygodniowych i dobowych).

Taryfy pozostałych przedsiębiorstw, tj. wykonujących działalność w zakresie dystrybucji oraz/lub obrotu ustalane były w oparciu o postanowienia rozporządzenia taryfowego. A więc przedsiębiorstwa dystrybuujące paliwa gazowe w swoich taryfach ustalały stawki dystrybucyjne, natomiast przedsiębiorstwa obrotu świadczące odbiorcom usługę kompleksową stawki sieciowe, oparte o koszty zakupu usług przesyłania i/lub usług dystrybucji oraz usług magazynowych.

W 2012 r. postępowania w sprawie zatwierdzenia taryf OGP GAZ-SYSTEM SA oraz operatorów systemu dystrybucyjnego GK PGNiG (zwanymi dalej „OSD”) prowadzone były kilka miesięcy. Powodem tego było oczekiwanie na ukazanie się nowego rozporządzenia taryfowego, którego przepisy umożliwiałyby:

- handel gazem w oderwaniu od fizycznej lokalizacji w sieci w węźle wymiany handlowej (w punkcie wirtualnym), w tym poprzez giełdę,
- „rozerwanie” fizycznych punktów wejścia i wyjścia, tzn. umożliwienie transportu gazu od fizycznych punktów wejścia do punktu wirtualnego i od punktu wirtualnego do fizycznych punktów wyjścia,
- uproszczenie zasad korzystania z systemu, które w efekcie prowadzą do ułatwienia odbiorcy zmiany sprzedawcy,
- konkurowanie przez sprzedawców gazu jako towaru wyłącznie jego ceną, a nie jak ma to miejsce w chwili obecnej również stawką sieciową.

Z uwagi na to, że nowe rozporządzenie w 2012 r. nie ukazało się, Prezes URE w grudniu 2012 r. zatwierdził nowe taryfy (bądź ich zmiany, jak to miało miejsce w przypadku Operatora Systemu Magazynowania, zwanego dalej „OSM”) kluczowym przedsiębiorstwem sektora gazowego.

O ile jednak generalne zasady kalkulacji taryfy OGP GAZ-SYSTEM SA nie uległy zmianie w stosunku do roku 2011, a więc stawki opłat przesyłowych skalkulowane zostały na podstawie średnich kosztów własnych, o tyle zasady kalkulacji stawek dystrybucyjnych OSD oraz stawek magazynowych OSM zmieniły się. Zatwierdzona bowiem w lipcu 2012 r. nowa IRiESP opracowana przez OGP GAZ-SYSTEM SA, która w części zasadniczej weszła w życie 1 stycznia 2013 r. i która przewiduje zawieranie przez to Przedsiębiorstwo z OSD oraz OSM umów międzyoperatorskich, których przedmiotem jest nabycie w przypadku OSD przepustowości w punktach wyjścia z sieci przesyłowej, będących punktami wejścia do sieci dystrybucyjnych, zaś w przypadku OSM przepustowości w punktach wejścia do i wyjścia z magazynów. Do momentu wejścia w życie nowej IRiESP to sprzedawcy gazu lub ewentualnie odbiorcy zamawiali w OGP GAZ-SYSTEM SA moc umowną zarówno w punktach wejścia, jak i wyjścia z systemu przesyłowego (w tym w punktach wejścia do i wyjścia magazynów). Zapisy IRiESP ukształtowały nowy model rynku gazu i spowodowały, iż stawki dystrybucyjne oraz magazynowe musiały w podstawie ich kalkulacji uwzględnić tzw. koszty przeniesione (w tym przypadku koszty zakupu usług obcych).

Oczekiwanie na ukazanie się nowego rozporządzenia taryfowego, którego przepisy – jak wspomniano wyżej – zmieniały zasady rozliczeń na rynku gazowym było powodem podjęcia przez Prezesa URE decyzji o przesunięciu o rok i 3 miesiące okresu obowiązywania *Wieloletniego modelu regulacji Spółek Gazownictwa GK PGNiG SA*, który obejmować miał okres od 15 lipca 2011 r. do 30 czerwca 2014 r. Oznaczało to, że drugi rok taryfowy, który trwać miał od 1 lipca 2012 r. do 30 czerwca 2013 r. przesunięty został na okres od 1 października 2013 r. (który jest początkiem roku gazowego) do 30 września 2014 r.

Z uwagi na „zawieszenie” *Wieloletniego modelu...* nowe taryfy OSD skalkulowane zostały na podstawie przychodu zatwierdzonego przez Prezesa URE dla pierwszego roku regulacji, trwającego od 15 lipca 2011 r. do 30 czerwca 2012 r. powiększonego o koszty zakupu od OGP GAZ-SYSTEM SA usług przesyłania w punktach wyjścia z systemu przesyłowego, będących punktami wejścia do systemu dystrybucyjnego.

Taryfy 2012

Prezes URE realizował obowiązki w zakresie dotyczącym taryfowania przedsiębiorstw gazowniczych przy pomocy Departamentu Taryf (departamentu) oraz oddziałów terenowych⁷²⁾.

⁷²⁾ Dane dotyczące działalności oddziałów terenowych prezentowane są w Aneksie do sprawozdania.

W 2012 r. w departamencie, w którym prowadzone były postępowania o zatwierdzanie taryf przedsiębiorstw zajmujących się przesyłaniem, magazynowaniem, dystrybucją (o ile ustalone przez nie plany rozwoju podlegają uzgodnieniu z Prezesem URE), skraplaniem gazu ziemnego i regazyfikacją skroplonego gazu ziemnego oraz obrotem paliwami gazowymi (w tym świadczących usługę kompleksową), prowadzonych było 61 postępowań w sprawie zatwierdzenia taryf ustalonych przez przedsiębiorstwa gazownicze lub zmiany taryf, lub zmiany terminu ich obowiązywania. 51 spośród prowadzonych postępowań zostało zakończonych.

Pośród wszczętych i zakończonych w 2012 r. postępowań taryfowych, 26 dotyczyło zatwierdzenia taryfy, 19 – zmiany obowiązującej taryfy, 3 – zmiany taryfy i okresu jej obowiązywania, 3 – przedłużenia terminu obowiązywania taryfy. Dwa postępowania zakończyły się odmową zatwierdzenia zmiany taryfy.

Z punktu widzenia odbiorców kluczowe znaczenie ma taryfa PGNiG SA, gdyż przedsiębiorstwo to w dalszym ciągu dostarcza paliwa gazowe do ponad 95% odbiorców w Polsce na podstawie umów kompleksowych. W 2012 r. prowadzone były cztery postępowania w sprawie taryfy PGNiG SA. Jedno w sprawie jej zatwierdzenia, które zakończyło się decyzją z 16 marca 2012 r. oraz trzy w sprawie zatwierdzenia zmiany taryfy, w tym jedno z nich obejmowało również wniosek o przedłużenie okresu jej obowiązywania. Pierwsze z prowadzonych postępowań w sprawie zmiany taryfy rozpoczęte zostało jeszcze pod koniec października 2011 r. i w styczniu 2012 r. zakończyło się odmową zatwierdzenia wnioskowanej zmiany. Konieczność wyjaśnienia stanu faktycznego sprawiła bowiem, że postępowanie o zatwierdzenie zmiany taryfy przeciągnęło się poza okres obowiązywania taryfy, o zmianę której Przedsiębiorstwo wnioskowało. Zatem, po tym dniu na przeszkodzie zmiany decyzji zatwierdzającej taryfę Przedsiębiorstwa w trybie art. 155 Kpa⁷³⁾ stał przepis art. 47 ust. 2c pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne, w myśl którego w przypadku upływu okresu, na jaki została zatwierdzona taryfa do dnia wejścia w życie nowej taryfy stosuje się taryfę dotychczasową, jeżeli decyzja Prezesa URE nie została wydana.

Drugie postępowanie o zmianę obowiązującej taryfy w części dotyczącej dostosowania definicji zawartych w taryfie do zmienionej IRiESP zakończyło się decyzją zatwierdzającą wnioskowaną zmianę, natomiast w części dotyczącej podwyższenia cen paliw gazowych Prezes URE odmówił jej zatwierdzenia i od tej decyzji Przedsiębiorstwo odwołało się do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Trzecie postępowanie w sprawie zatwierdzenia nowych cen i stawek opłat oraz przedłużenia terminu obowiązywania taryfy zakończyło się decyzją zatwierdzającą wnioskowane ceny i stawki oraz przedłużającą termin obowiązywania taryfy. Przy czym termin ten w stosunku do wniosku Przedsiębiorstwa wydłużony został o 3 miesiące, tj. do 30 września 2013 r.

Postępowanie, które zakończyło się 16 marca 2012 r. zatwierdzeniem nowej taryfy PGNiG SA rozpoczęło się jeszcze w roku 2011 i w zakresie terminu obowiązywania nie było zgodne z wnioskiem wskazanego Przedsiębiorstwa. PGNiG SA wnioskowało bowiem o zatwierdzenie taryfy na okres od 1 stycznia do 31 marca 2012 r., podczas gdy w decyzji z 16 marca 2012 r. termin obowiązywania taryfy wydłużony został do 31 grudnia 2012 r. i nie został przez Przedsiębiorstwo zakwestionowany.

Omawiane postępowanie było skomplikowane i dwuetapowe. W wyniku bowiem kolejnych przybliżeń stanowiska Przedsiębiorstwa do oczekiwań Prezesa URE, przy piśmie z 28 grudnia 2011 r. zostały przedłożone materiały zawierające taryfę w zakresie dostarczania paliw gazowych, skalkulowaną na poziomie uznanym za akceptowalny. W związku z powyższym w styczniu 2012 r. do Przedsiębiorstwa skierowane zostało zawiadomienie o zakończeniu postępowania, po którym Przedsiębiorstwo zapoznało się z aktami sprawy. Jednakże, po analizie – przekazanego przez PGNiG SA po zapoznaniu się z ww. aktami – materiału pn. „Wpływ braku nowej taryfy na wyniki finansowe PGNiG S.A.”, który „rzucił nowe światło” na potrzebę wprowadzenia taryfy z wnioskowanymi, istotnymi podwyżkami cen paliw gazowych, postępowanie wyjaśniające podjęte zostało ponownie i trwało do marca 2012 r.

W nowej taryfie, którą Przedsiębiorstwo wprowadziło do stosowania od 31 marca 2012 r., w stosunku do taryfy obowiązującej do 30 marca, zmianie nie uległy zarówno stawki opłat abonentowych, jak i stawki opłat sieciowych, z wyjątkiem stawek dla odbiorców grup taryfowych W-9 B i C z terenu Pomorskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. (PSG), które zostały obniżone. Natomiast istotnie podwyższone zostały ceny paliw gazowych.

Główną przyczyną wzrostu cen gazu wysokometanowego był wzrost kosztów jego pozyskania w zakupach importowych realizowanych w ramach jednego podstawowego i ośmiu dodat-

⁷³⁾ Który stanowi podstawę prawną zmiany decyzji zatwierdzających taryfy.

kowych kontraktów zakupowych. Mechanizm kształtowania ceny w kontrakcie podstawowym zależny był – w wymiarze dolarowym – od cen produktów ropopochodnych na rynkach światowych⁷⁴⁾, a w wymiarze złotowym od poziomu kursu PLN/USD. I, w stosunku do ceny będącej podstawą kalkulacji poprzedniej taryfy, cena importowa w głównym kontrakcie istotnie wzrosła. Ponadto, miało miejsce wyraźne osłabienie polskiej waluty w stosunku do dolara amerykańskiego.

Ceny – pochodzących ze źródeł krajowych – gazów zaazotowanych (podgrupy GZ-41,5 i GZ-35) ustalone zostały w relacji do cen gazu wysokometanowego tak, aby jednostki ciepła uzyskiwane ze spalania tych gazów były zbliżone do jednostki ciepła (1 GJ) uzyskiwanej ze spalania gazu wysokometanowego.

W efekcie zatwierdzenia, 16 marca 2012 r., nowej taryfy PGNiG SA nastąpił wzrost średnich cen dostawy gazu wysokometanowego⁷⁵⁾ o ok. 12,5%, gazu zaazotowanego GZ-41,5 (Lw) o 12,6% oraz gazu zaazotowanego GZ-35 (Ls) o 11,3%. Wzrost tych cen na poziomie j.w. był wypadkową:

- wzrostu średnich cen w obrocie paliwami gazowymi⁷⁶⁾ odpowiednio o: 16,3% dla gazu wysokometanowego, 16,1% dla gazu zaazotowanego GZ-41,5 i 15,9% dla gazu zaazotowanego GZ-35 oraz
- utrzymania na niezmiennym poziomie stawek opłat sieciowych, z wyjątkiem stawek dla grup taryfowych W-9 B i C dla odbiorców z terenu PSG, które uległy obniżeniu.

Natomiast wzrost średnich płatności związanych z zakupem gazu propan butan powietrze wyniósł 3,9%, a gazu propan butan rozprężony – 10,1%.

W taryfie nr 5/2012, zatwierdzonej 16 marca 2012 r., Przedsiębiorstwo ustaliło ponadto stałą stawkę opłaty sieciowej dla OGP GAZ-SYSTEM SA, odzwierciedlającą koszty rezerwacji mocy na jego potrzeby w punkcie wejścia do systemu przesyłowego z odazotowni w Odolanowie.

Stosunkowo najslabiej skutki wprowadzenia taryfy nr 5/2012 odczuli odbiorcy gazu wysokometanowego zużywający najmniejsze jego ilości, tj. odbiorcy z grup z indeksem od 1 do 3, dla których wzrost średniej płatności wyniósł w skali kraju odpowiednio: 7,2%, 9,4% i 10,6%. Na obszarach poszczególnych OSD odchylenie od średniej krajowej w poszczególnych grupach nie przekroczyło 1 punktu procentowego.

Wzrost średnich miesięcznych płatności dla odbiorców grupy W-1 zużywających paliwo gazowe do przygotowania posiłków, dla średniego rocznego zużycia w kraju wynoszącego 116,35 m³, wyniósł 7,2%, co oznaczało wzrost średniomiesięcznych płatności o 1,81 zł. Analogicznie, dla odbiorców grup W-2 i W-3 średniomiesięczny wzrost płatności wyniósł odpowiednio 8,81 zł i 35,42 zł.

Wnioskowana od 1 lipca 2012 r. podwyżka cen paliw gazowych, której powodem – w ocenie Przedsiębiorstwa – był przewidywany w IV kwartale 2012 r. wzrost kosztów pozyskania gazu wysokometanowego znacznie przewyższający poziom przyjęty do kalkulacji cen w zatwierdzonej taryfie, spotkała się z odmową Prezesa URE.

Biorąc bowiem pod uwagę prawie 100% pewność uzyskania przez Przedsiębiorstwo redukcji ceny zakupu od głównego dostawcy, jakim jest OOO Gazprom Eksport (co potwierdzały upublicznione przez Przedsiębiorstwo informacje), Prezes URE oszacował skalę rabatu możliwą do uzyskania przez Przedsiębiorstwo w wyniku renegocjacji kontraktu i uznał, że będzie ona wystarczająca, aby pokryć kwotę wzrostu kosztów prowadzenia działalności, na którą Przedsiębiorstwo wskazywało we wniosku o zmianę taryfy. Kierując się zatem ustawowym obowiązkiem równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii, decyzją z 13 września 2012 r., Prezes URE odmówił Przedsiębiorstwu zatwierdzenia zmiany taryfy dla paliw gazowych nr 5/2012. Od decyzji tej PGNiG SA wniosło odwołanie do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

Pod koniec listopada 2012 r. PGNiG SA wystąpiło z wnioskiem o korektę obowiązującej taryfy, polegającą na obniżeniu cen paliw gazowych i zatwierdzeniu nowych stawek opłat sieciowych uwzględniających nowe koszty zakupu usług przesyłania, dystrybucji oraz magazynowania w związku z przewidywanym wejściem w życie nowych taryf OGP GAZ-SYSTEM SA, OSD oraz zmiany taryfy OSM. Przedsiębiorstwo wnioskowało przy tym o przedłużenie okresu obowiązy-

⁷⁴⁾ Ceny importowe zmieniane były z początkiem każdego kwartału a ich kalkulacja oparta była o średnie ceny kroczące dla dwóch produktów ropopochodnych z dziewięciomiesięcznego okresu bezpośrednio poprzedzającego dany kwartał.

⁷⁵⁾ Które ustalane są jako iloraz opłat wnoszonych przez odbiorców (za gaz jako towar, za obsługę handlową rekompensowaną poprzez stawki abonamentowe, za usługi sieciowe rekompensujące Przedsiębiorstwu koszty zakupu usług przesyłowych, dystrybucyjnych oraz magazynowych) do ilości gazu, która została im dostarczona.

⁷⁶⁾ Które ustalane są z uwzględnieniem cen gazu oraz stawek opłat abonamentowych.

wania taryfy do 30 czerwca 2013 r. Prezes URE wydłużył ten termin do 30 września 2013 r. zrównując go z terminem, do którego zatwierdzone zostały taryfy OGP GAZ-SYSTEM SA oraz OSD. W okresie bowiem III kwartału 2013 r. koszty zakupu wskazanych wyżej usług nie ulegną zmianie, a zatem stawki opłat sieciowych w nowej taryfie pozostałyby niezmienione w stosunku do zatwierdzonych w grudniu 2012 r. Natomiast za stabilizacją cen paliw gazowych w dłuższej perspektywie niż pół roku przemawiała stabilizacja kosztów zakupu gazu wysokometanowego za granicą w związku ze zmianą formuł cenowych w dwóch kontraktach importowych (w tym w kontrakcie podstawowym) – na zależne nie tylko od cen produktów ropopochodnych, ale również od cen gazu na giełdach, które wykazują o wiele mniejszą zmienność niż ceny ropy naftowej.

Wydłużając termin obowiązywania taryfy Prezes URE wyszedł z założenia, iż krótszy okres jej obowiązywania jest korzystny wyłącznie dla dużych, przemysłowych odbiorców paliw gazowych, których produkcja kierowana jest głównie na eksport. Z kolei dla pozostałych odbiorców zarówno domowych, jak i przemysłowych, niewrażliwych na wahania kursów wymiany walut, istotna jest stabilność warunków funkcjonowania, w tym m.in. stabilność cen paliw gazowych w dłuższym okresie. Zważył przy tym, że wydłużenie okresu obowiązywania taryfy nie stwarza nadmiernego ryzyka po stronie Przedsiębiorstwa, które zawsze ma możliwość wystąpienia z wnioskiem o korektę taryfy.

Powodem wystąpienia z wnioskiem o zmianę taryfy – polegającą na obniżeniu płatności dla odbiorców końcowych – było pomyślnie zakończenie negocjacji w sprawie zmiany formuły cenowej w kontrakcie z OOO Gazprom Eksport. W efekcie Przedsiębiorstwo uzyskało obniżenie bieżących cen zakupowych oraz otrzymało częściowy zwrot kwot już zapłaconych (na skutek działania zasady retroakcji) za okres od 1 kwietnia 2011 r. do 30 września 2012 r. Część z tej kwoty zaalokowało na obniżenie kosztów pozyskania gazu dla odbiorców grup 1–4.

Zatwierdzenie zmiany taryfy PGNiG SA oznaczało spadek średnich płatności kompleksowych związanych z dostawą gazu wysokometanowego o ok. (-) 5,5%, gazu zaazotowanego GZ-41,5 (Lw) o (-) 7,0% oraz gazu zaazotowanego GZ-35 (Ls) o (-) 8,1%, przy czym dla odbiorców pobierających gaz z sieci dystrybucyjnych i rozliczanych w grupach z indeksem 1–4 oznacza to spadek płatności o ok. (-) 10,0%, natomiast dla pozostałych odbiorców spadek płatności kompleksowych kształtuje się na poziomie od (-) 2,0% do (-) 4,0%.

Spadek średnich miesięcznych płatności dla odbiorców grupy W-1 zużywających paliwo gazowe do przygotowania posiłków, dla średniego rocznego zużycia w kraju wynoszącego 116,35 m³, wyniesie (-) 9,7%, co oznacza obniżenie średniomiesięcznych płatności o (-) 2,61 zł.

Analogicznie, dla odbiorców grup W-2 i W-3 średniomiesięczny spadek płatności wyniesie (-) 10,1% i (-) 10,6% oraz odpowiednio (-) 10,43 zł i (-) 39,27 zł.

Odnotowania wymaga również fakt, iż w zatwierdzonej w grudniu 2012 r. zmianie taryfy po raz pierwszy pojawiły się zasady rozliczeń w zakresie obrotu gazem ziemnym wysokometanowym w punkcie wirtualnym, tj. w punkcie w systemie przesyłowym, o niesprecyzowanej fizycznej lokalizacji, w którym następuje obrót tym gazem.

Tabela 40. Wysokość cen paliw gazowych sprzedawanych na poziomie sieci przesyłowej (w potocznym rozumieniu: cen hurtowych) oraz dynamika ich zmian

Lp.	Rodzaj gazu	Cena w zł/1 000 m ³ w okresie			Zmiana w %	
		do 30 marca 2012 r.	od 31 marca do 31 grudnia 2012 r.	od 1 stycznia 2013 r.	(kol. 4/kol.3 -1)*100	(kol. 5/kol.4 -1)*100
1	wysokometanowy	1 107,3	1 294,2	1 251,3	16,9	-3,3
2	zaazotowany GZ-41,5	871,5	1 018,8	984,9	16,9	-3,3
3	zaazotowany GZ-35	743,0	868,5	839,7	16,9	-3,3

Lp.	Rodzaj gazu	Cena w zł/GJ w okresie			Zmiana w %	
		do 30 marca 2012 r.	od 31 marca do 31 grudnia 2012 r.	od 1 stycznia 2013 r.	(kol. 4/kol.3 -1)*100	(kol. 5/kol.4 -1)*100
1	wysokometanowy	28,0	32,8	31,7	16,9	-3,3
2	zaazotowany GZ-41,5	26,6	31,1	30,0	16,9	-3,3
3	zaazotowany GZ-35	25,8	30,2	29,2	16,9	-3,3

Źródło: URE.

Tabela 41. Szczegółowe informacje w zakresie średnich cen dostawy paliw gazowych oraz dynamika ich zmian

Średnie ceny dostawy gazu wysokometanowego						
Lp.	symbol grupy taryfowej	średnia cena dostawy w zł/m ³ wg taryfy obowiązującej			zmiana w %	
		do 30 marca 2012 r.	od 31 marca do 31 grudnia 2012 r.	od 1 stycznia 2013 r.	(kol. 4/kol. 3 -1)*100	(kol. 5/kol. 4 -1)*100
1	2	3	4	5	6	7
w skali całego kraju						
1	W-1	2,5996	2,7865	2,5187	7,2	-9,6
2	W-2	1,9975	2,1844	1,9653	9,4	-10,0
3	W-3	1,7642	1,9511	1,7478	10,6	-10,4
4	W-4	1,7110	1,8979	1,6996	10,9	-10,4
5	W-5	1,7646	1,9524	1,9101	10,6	-2,2
6	W-6A	1,6251	1,8129	1,7667	11,6	-2,5
7	W-6B	1,4358	1,6236	1,5751	13,1	-3,0
8	W-7A	1,4767	1,6645	1,6181	12,7	-2,8
9	W-7B	1,3451	1,5329	1,4895	14,0	-2,8
10	W-8A	1,3465	1,5343	1,4774	13,9	-3,7
11	W-9A	1,3374	1,5252	1,4716	14,0	-3,5
12	W-10A	1,2766	1,4644	1,4023	14,7	-4,2
Razem W		1,6984	1,8858	1,7617	11,0	-6,6
1	E-1A	1,2325	1,4203	1,3748	15,2	-3,2
2	E-2A	1,2064	1,3942	1,3570	15,6	-2,7
Razem E		1,1818	1,3700	1,3286	15,9	-3,0
Razem gaz wysokometanowy		1,5011	1,6889	1,5964	12,5	-5,5
dla odbiorców przyłączonych do sieci						
Dolnośląskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.						
1	W-1	2,5779	2,7648	2,4979	7,3	-9,7
2	W-2	2,0167	2,2036	1,9836	9,3	-10,0
3	W-3	1,8340	2,0209	1,7905	10,2	-11,4
4	W-4	1,7036	1,8905	1,6847	11,0	-10,9
5	W-5	1,7231	1,9109	1,8713	10,9	-2,1
6	W-6A	1,6418	1,8296	1,7894	11,4	-2,2
7	W-7A	1,4712	1,6590	1,6179	12,8	-2,5
8	W-7B	1,3067	1,4945	1,4516	14,4	-2,9
9	W-8A	1,3678	1,5556	1,5135	13,7	-2,7
10	W-9B	1,2811	1,4689	1,4281	14,7	-2,8
Razem W		1,7339	1,9213	1,7960	10,8	-6,5
Górnośląskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.						
1	W-1	2,5468	2,7337	2,4735	7,3	-9,5
2	W-2	2,0803	2,2672	2,0461	9,0	-9,8
3	W-3	1,8014	1,9883	1,7882	10,4	-10,1
4	W-4	1,7314	1,9183	1,7223	10,8	-10,2
5	W-5	1,7825	1,9703	1,9276	10,5	-2,2
6	W-6A	1,6315	1,8193	1,7633	11,5	-3,1
7	W-7A	1,4596	1,6474	1,5947	12,9	-3,2
8	W-7B	1,3705	1,5583	1,5135	13,7	-2,9
9	W-8A	1,3596	1,5474	1,4920	13,8	-3,6
10	W-9A	1,3402	1,5280	1,4715	14,0	-3,7
Razem W		1,7147	1,9021	1,7791	10,9	-6,5

Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.						
1	W-1	2,4284	2,6153	2,3601	7,7	-9,8
2	W-2	1,9928	2,1797	1,9619	9,4	-10,0
3	W-3	1,7450	1,9319	1,7266	10,7	-10,6
4	W-4	1,6960	1,8829	1,6868	11,0	-10,4
5	W-5	1,7628	1,9506	1,9107	10,7	-2,0
6	W-6A	1,6230	1,8108	1,7695	11,6	-2,3
7	W-8A	1,3229	1,5107	1,4473	14,2	-4,2
8	W-9B	1,2496	1,4374	1,3864	15,0	-3,5
9	W-10A	1,2934	1,4812	1,4122	14,5	-4,7
Razem W		1,7074	1,8947	1,7648	11,0	-6,9
Mazowieckiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.						
1	W-1	2,8082	2,9951	2,7070	6,7	-9,6
2	W-2	1,9019	2,0888	1,8720	9,8	-10,4
3	W-3	1,7044	1,8913	1,6944	11,0	-10,4
4	W-4	1,6918	1,8787	1,6818	11,0	-10,5
5	W-5	1,7425	1,9303	1,8850	10,8	-2,3
6	W-6A	1,5948	1,7826	1,7354	11,8	-2,6
7	W-6B	1,3901	1,5779	1,5342	13,5	-2,8
8	W-7A	1,4531	1,6409	1,5953	12,9	-2,8
9	W-7B	1,3374	1,5252	1,4808	14,0	-2,9
10	W-8A	1,3020	1,4898	1,4315	14,4	-3,9
11	W-9A	1,3486	1,5364	1,4747	13,9	-4,0
12	W-10A	1,2512	1,4390	1,3816	15,0	-4,0
Razem W		1,6545	1,8419	1,7182	11,3	-6,7
Pomorskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.						
1	W-1	2,6499	2,8368	2,5670	7,1	-9,5
2	W-2	2,0396	2,2265	2,0076	9,2	-9,8
3	W-3	1,8144	2,0013	1,8012	10,3	-10,0
4	W-4	1,7530	1,9399	1,7440	10,7	-10,1
5	W-5	1,7850	1,9728	1,9343	10,5	-1,9
6	W-6A	1,6778	1,8656	1,8251	11,2	-2,2
7	W-7A	1,5176	1,7054	1,6635	12,4	-2,5
8	W-8A	1,3410	1,5288	1,4875	14,0	-2,7
Razem W		1,7607	1,9480	1,8246	10,6	-6,3
Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.						
1	W-1	2,6742	2,8611	2,5870	7,0	-9,6
2	W-2	1,9479	2,1348	1,9139	9,6	-10,3
3	W-3	1,8085	1,9954	1,7881	10,3	-10,4
4	W-4	1,7181	1,9050	1,7034	10,9	-10,6
5	W-5	1,8012	1,9890	1,9434	10,4	-2,3
6	W-6A	1,6196	1,8074	1,7590	11,6	-2,7
7	W-7A	1,5165	1,7043	1,6596	12,4	-2,6
8	W-7B	1,3388	1,5266	1,4837	14,0	-2,8
9	W-8A	1,3800	1,5678	1,5234	13,6	-2,8
10	W-9A	1,3377	1,5255	1,4814	14,0	-2,9
11	W-10A	1,2735	1,4613	1,4176	14,7	-3,0
Razem W		1,6743	1,8617	1,7446	11,2	-6,3

Średnie ceny dostawy gazu zaazotowanego GZ-41,5						
Lp.	symbol grupy taryfowej	średnia cena dostawy w zł/m ³ wg taryfy obowiązującej			zmiana w %	
		do 30 marca 2012 r.	od 31 marca do 31 grudnia 2012 r.	od 1 stycznia 2013 r.	(kol. 4/kol. 3 - 1)*100	(kol. 5/kol. 4 - 1)*100
1	2	3	4	5	6	7
w skali całego kraju						
1	S-1	1,8561	2,0034	1,7933	7,9	-10,5
2	S-2	1,4284	1,5757	1,3952	10,3	-11,5
3	S-3	1,2986	1,4459	1,2854	11,3	-11,1
4	S-4	1,1933	1,3406	1,1832	12,3	-11,7
5	S-5	1,2235	1,3688	1,3350	11,9	-2,5
6	S-6	1,1400	1,2853	1,2515	12,7	-2,6
7	S-7	1,0407	1,1860	1,1520	14,0	-2,9
8	S-8	1,0162	1,1615	1,1274	14,3	-2,9
9	S-9	0,8614	1,0067	0,9732	16,9	-3,3
Razem S		1,2392	1,3855	1,2793	11,8	-7,7
1	Lw-1	0,9165	1,0708	1,0261	16,8	-4,2
2	Lw-2	0,9123	1,0558	1,0184	15,7	-3,5
Razem Lw		0,9130	1,0582	1,0196	15,9	-3,6
Razem GZ -41,5		1,1576	1,3037	1,2144	12,6	-6,9
dla odbiorców przyłączonych do sieci						
Dolnośląskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.						
1	S-1	1,8537	2,0010	1,7900	7,9	-10,5
2	S-2	1,4415	1,5888	1,4044	10,2	-11,6
3	S-3	1,3152	1,4625	1,3013	11,2	-11,0
4	S-4	1,1911	1,3384	1,1801	12,4	-11,8
5	S-5	1,2323	1,3775	1,3436	11,8	-2,5
6	S-6	1,1556	1,3009	1,2669	12,6	-2,6
7	S-7	1,0407	1,1860	1,1520	14,0	-2,9
8	S-8	1,0162	1,1615	1,1274	14,3	-2,9
9	S-9	0,8614	1,1460	1,1120	33,0	-3,0
Razem S		1,2340	1,3802	1,2786	11,9	-7,4
Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.						
1	S-1	1,8642	2,0115	1,8046	7,9	-10,3
2	S-2	1,4032	1,5505	1,3774	10,5	-11,2
3	S-3	1,2723	1,4196	1,2602	11,6	-11,2
4	S-4	1,1974	1,3447	1,1889	12,3	-11,6
5	S-5	1,2055	1,3508	1,3174	12,1	-2,5
6	S-6	1,1151	1,2604	1,2270	13,0	-2,7
7	S-7A	1,0492	1,1945	1,1612	13,8	-2,8
Razem S		1,2517	1,3983	1,2808	11,7	-8,4

Średnie ceny dostawy gazu zaazotowanego GZ-35						
Lp.	symbol grupy taryfowej	średnia cena dostawy w zł/m ³ wg taryfy obowiązującej			zmiana w %	
		do 30 marca 2012 r.	od 31 marca do 31 grudnia 2012 r.	od 1 stycznia 2013 r.	(kol. 4/kol. 3 - 1)*100	(kol. 5/kol. 4 - 1)*100
1	2	3	4	5	6	7
w skali całego kraju						
1	Z-1	1,6853	1,8108	1,6306	7,4	-10,0
2	Z-2	1,2676	1,3931	1,2429	9,9	-10,8
3	Z-3	1,1323	1,2578	1,1216	11,1	-10,8
4	Z-4	1,0649	1,1904	1,0574	11,8	-11,2
5	Z-5	1,0480	1,1742	1,1453	12,0	-2,5
6	Z-6	1,0166	1,1428	1,1139	12,4	-2,5
7	Z-7A	0,9916	1,1178	1,0892	12,7	-2,6
Razem Z		1,1229	1,2486	1,1464	11,2	-8,2
1	Ls-1	0,7564	0,8827	0,8537	16,7	-3,3
Razem Ls		0,7564	0,8827	0,8537	16,7	-3,3
Razem GZ -35		1,1175	1,2433	1,1421	11,3	-8,1
dla odbiorców przyłączonych do sieci						
Dolnośląskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.						
1	Z-1	1,4575	1,5830	1,4156	8,6	-10,6
2	Z-2	1,3255	1,4510	1,2888	9,5	-11,2
3	Z-3	1,1749	1,3004	1,1623	10,7	-10,6
4	Z-4	1,0954	1,2209	1,0841	11,5	-11,2
5	Z-6	1,0825	1,2088	1,1793	11,7	-2,4
Razem Z		1,2092	1,3349	1,2167	10,4	-8,9
Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.						
1	Z-1	1,6976	1,8231	1,6422	7,4	-9,9
2	Z-2	1,2649	1,3904	1,2408	9,9	-10,8
3	Z-3	1,1314	1,2569	1,1208	11,1	-10,8
4	Z-4	1,0645	1,1900	1,0570	11,8	-11,2
5	Z-5	1,0480	1,1742	1,1453	12,0	-2,5
6	Z-6	1,0138	1,1400	1,1110	12,5	-2,5
7	Z-7A	0,9916	1,1178	1,0892	12,7	-2,6
Razem Z		1,1209	1,2467	1,1448	11,2	-8,2

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 ≤ 8000	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 ≤ 3 300	-	S-8, Z-8	25 < b ≤ 65	-
W-9	3 300 < b ≤ 10 000	-	S-9, Z-9	65 < b ≤ 800	-
W-10	b > 10000	-	-	-	-
Sieć przesyłowa					
E-1	0 < b ≤ 1 500	-	L-1	0 < b ≤ 5 000	-
E-2	b > 1 500	-	L-2	b > 5 000	-

Źródło: URE.

Taryfa OGP GAZ-SYSTEM SA zatwierdzona w 2012 r. skalkulowana została na podstawie przychodu regulowanego w wysokości identycznej jak przychód, stanowiący podstawę kalkulacji taryfy tego Przedsiębiorstwa, która zatwierdzona została w 2011 r. Obniżeniu, w stosunku do podstawy kalkulacji poprzedniej taryfy, uległ zwrot z zaangażowanego kapitału. Zgodnie z rozporządzeniem taryfowym dla paliw gazowych wynagradzany majątek powinien odpowiadać średniej jego wartości w okresie regulacji, co oznacza, że powinien uwzględniać planowaną dla tego okresu (i uzgodnioną z Prezesem URE) wartość nakładów inwestycyjnych. Z uwagi na to, że Przedsiębiorstwo w ostatnich latach realizowało inwestycje na poziomie niższym niż poziom uzgodniony z Prezesem URE, fakt ten uwzględniono w wynagradzanym majątku.

Taryfa zawiera:

- stałe stawki opłat dla punktów wejścia do i wyjścia z systemu przesyłowego,
- stałe stawki opłat dla punktów wejścia do i wyjścia z magazynów,
- zmienne stawki opłat dla punktów wyjścia z systemu przesyłowego,
- zasady ustalania opłat za usługi świadczone w ramach umów krótkoterminowych (w tym umów jednodniowych),
- warunki świadczenia i zasady ustalania opłat za usługi przesyłania na zasadach przerywanych,
- zasady ustalania opłat za usługi wirtualnego przesyłania gazu.

Kalkulacja stawek przesyłowych oparta została, podobnie jak w taryfie poprzedniej, o strukturę podziału kosztów na punkty wejścia i wyjścia w proporcji 50:50, redukcję stawek do/z magazynów, w stosunku do stawek za wejście do i wyjście z sieci przesyłowej innych niż magazyny, utworzenie jednej grupy taryfowej zarówno dla punktów wejścia do, jak i wyjścia z systemu przesyłowego. W stosunku do taryfy z roku 2011 stanowi to realizację postulatów użytkowników sieci przesyłowej, którzy wskazywali na negatywy utworzenia na wyjściu z systemu przesyłowego dwóch grup taryfowych.

Udział opłat stałych za świadczone usługi przesyłania (opłaty stałej przesyłowej i opłaty abonamentowej) w łącznych opłatach za te usługi wynosi 80% i w stosunku do taryfy obowiązującej w okresie 1 sierpnia 2011 r. – 31 grudnia 2012 r. nie uległ zmianie.

Dodatkowo, w związku ze zmianą funkcjonowania rynku gazu, gdzie kosztami świadczenia usług przesyłania będą obciążani operatorzy sieci dystrybucyjnych i operator systemu magazynowania (OSM), i wpływem tej zmiany na wysokość stawek za świadczenie usług magazynowania, OGP ograniczył wysokość stawek na punktach wejścia do i wyjścia z magazynów do poziomu 20% (z 50%) wysokości stawek przesyłowych na punktach wejścia do i wyjścia z sieci przesyłowej innych niż magazyny.

W zatwierdzonej taryfie stawki abonamentowe i stawki stałe za nawonienie paliw gazowych pozostały na niezmiennym poziomie w porównaniu do poprzedniej taryfy. Natomiast stawki zmienne podstawowa i dodatkowa za nawonienie paliw gazowych wzrosły o 16,5% w związku ze wzrostem kosztów zakupu środka nawaniającego.

W porównaniu do aktualnie obowiązującej taryfy OGP GAZ-SYSTEM SA obniżył w proponowanej taryfie współczynniki korygujące stawki opłat przesyłowych dla umów krótkoterminowych, tj.:

- dla umów miesięcznych spadek współczynników wyniósł od 6,7% do 52,6% w zależności od miesiąca,
- dla umów kwartalnych spadek – od 8,3% do 46,9% w zależności od kwartału,
- dla umów półrocznych – od października do marca spadek współczynnika wyniósł 11,1%.

Dla pozostałych umów, tj. jednodniowych i półrocznych zawieranych na okres od kwietnia do września współczynniki te pozostały niezmienione.

Kolejnym kluczowym przedsiębiorstwem sektora gazowego, którego wnioski o zatwierdzenie oraz zmianę obowiązującej taryfy rozpatrywane były w 2012 r. przez departament, był System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol Gaz SA (dalej „EuRoPol Gaz SA”). W odniesieniu do wskazanego Przedsiębiorstwa prowadzone były trzy postępowania administracyjne. Dwa o zatwierdzenie taryfy, trzecie o zatwierdzenie zmiany taryfy. Pierwsze z postępowań rozpoczęło się jeszcze w 2011 r. i zakończyło w lutym 2012 r. Taryfy tego Przedsiębiorstwa zawierają wszystkie elementy, które wynikają z rozporządzenia 715/2009 oraz rozporządzenia taryfowego. Stawki opłat przesyłowych są stawkami typu wejście – wyjście, przy czym są to wyłącznie stawki stałe. Wprowadzenie w życie 1 marca 2012 r. nowej taryfy EuRoPol Gaz SA oznaczało dla odbiorców opłaty wyższe o 7,2% w stosunku do opłat, jakie ponosili na podstawie stawek obo-

wiążących do tego czasu. Głównym powodem wzrostu stawek był wzrost kosztów zakupu gazu na potrzeby pracy tłoczni.

13 kwietnia 2012 r. zatwierdzona została zmiana taryfy EuRoPol Gaz SA, w której stawki przesyłowe spadły o 3,0%, w związku z zamówieniem przez OOO Gazprom Eksport do końca 2016 r. dodatkowych 4% zdolności przesyłowych EuRoPol Gaz SA.

Taryfa, którą EuRoPol Gaz SA wprowadził w życie 1 stycznia 2013 r. zatwierdzona została decyzją Prezesa URE z 14 grudnia 2012 r. Ustalone w niej stawki są niższe od stawek obowiązujących do końca grudnia 2012 r. o 16,3%. Obniżenie tych stawek o tak znaczący % wynika z faktu ponoszenia niższych kosztów zakupu gazu na pracę tłoczni (w związku ze zmianą formuły cenowej, według której gaz ten nabywany jest na wskazany cel) oraz spadających kosztów amortyzacji. Współczynniki korygujące stawki opłat przesyłowych dla umów krótkoterminowych uległy obniżeniu w identycznym stopniu jak współczynniki w taryfie OGP GAZ-SYSTEM SA.

W związku z zatwierdzeniem przez Prezesa URE nowej IRiESP zmieniły się zasady kalkulacji stawek opłat dystrybucyjnych. Do momentu wejścia w życie ww. Instrukcji operatorzy systemu dystrybucyjnego nie mieli obowiązku zakupu usług przesyłowych na potrzeby odbiorców przyłączonych do ich sieci. Taki obowiązek nałożony na nich został po wejściu w życie nowej Instrukcji i podpisaniu umów międzyoperatorskich (MUP).

Taryfy OSD, które zatwierdzone zostały w grudniu 2012 r., ustalone zostały jako suma przychodu, stanowiącego podstawę kalkulacji taryfy stosowanej od 15 lipca 2011 r. do 31 grudnia 2012 r. oraz kosztów zakupu usług przesyłowych. Z tego względu, że stawki opłat przesyłowych w 80% oparte są o stałe koszty przesyłania, udział opłat stałych w łącznych opłatach za usługi dystrybucyjne, w stosunku do udziału ustalonego na podstawie taryf obowiązujących w ww. terminie, wzrósł.

W pięciu OSD podwyższeniu uległy stawki opłat za przyłączenie od 8,0% do 9,0% (a więc w stopniu wyższym niż wskaźnik składanej inflacji: z p.w. 2012 r. na poziomie 3,9% i planowanej w pracach nad ustawą budżetową na 2013 r. – 2,7%). Powodem tego był niedostateczny ich dotychczasowy poziom, który w 2011 r. pokrywał od 12,0% (PSG) do 23,8% (WSG) nakładów ponoszonych na przyłączenie nowych odbiorców.

Ponadto, w stosunku do taryf, które obowiązywały w 2012 r. wprowadzono zapisy, które stwarzały odbiorcom korzystniejsze warunki. I tak w przypadku, gdy w ramach jednego dojazdu do odbiorcy wykonywana jest więcej niż jedna usługa dodatkowa zlecona przez tego odbiorcę (w tym np. założenie plomb), każdą z opłat za wykonywanie drugiej i następnych czynności pomniejsza się o, ustaloną w taryfie, ryczałtową kwotę za dojazd do miejsca wykonywania czynności. Wprowadzono również zapis o możliwości zastosowania niższych stawek za usługi świadczone na dodatkowe zlecenie odbiorcy w sytuacji wykonywania ich w budynku wielolokalowym lub w budynkach zlokalizowanych na tym samym terenie.

W zakresie taryfy za usługi magazynowania paliwa gazowego, w 2012 r. prowadzone były trzy postępowania. Dwa o zatwierdzenie nowych taryf, trzecie o zatwierdzenie korekty taryfy obowiązującej.

Taryfy opracowane zostały zgodnie z wytycznymi zawartymi w art. 15 rozporządzenia 715/2009 i umożliwiają rozliczenie usług ciągłych i przerywanych, krótko- i długoterminowych, świadczonych w formie pakietów i rozdzielnie.

Usługi magazynowania oferowane w formie pakietów obejmują 0,5 mln m³ pojemności czynnej łącznie z odpowiednią mocą zatłaczania i odbioru, różną dla każdej z udostępnianych instalacji magazynowych. W przypadku pakietu elastycznego jednostkowa pojemność czynna 0,5 mln m³ zaoferowana została łącznie z mocą zatłaczania i odbioru ustaloną w przedziałach, natomiast w rozdzielonej usłudze magazynowania przedsiębiorstwo świadczące tę usługę zaoferowało oddzielnie: pojemność czynną, moc zatłaczania lub moc odbioru.

13 kwietnia 2012 r. została zatwierdzona przez Prezesa URE taryfa PGNiG SA w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego na okres do 31 marca 2013 r. W ramach taryfy zaoferowano łączną liczbę pakietów przewidzianych w usłudze ciągłej 1 412, co odpowiada 706 mln m³ pojemności czynnej, natomiast w usłudze przerywanej 2 180 pakietów, co odpowiada 1 090 mln m³ pojemności czynnej. Dodatkowo przedsiębiorstwo zaoferowało 51 pakietów w usłudze przerywanej w umowach krótkoterminowych w KPMG Mogilno, obejmujące 25,5 mln m³ pojemności czynnej tego magazynu.

Średnia stawka magazynowa⁷⁷⁾ wynikająca z zatwierdzonej taryfy, w stosunku do stawki ustalonej na podstawie wówczas stosowanej taryfy, zmalała o 7,9%.

Następnie, w związku z tym, że operatem systemu magazynowania w odniesieniu do instalacji magazynowych stanowiących własność PGNiG SA⁷⁸⁾ została wyznaczona spółka pod nazwą Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o. (OSM), decyzją z 15 czerwca 2012 r. Prezes URE zatwierdził taryfę ustaloną przez OSM na okres do 31 maja 2013 r., która przez wskazane Przedsiębiorstwo została wprowadzona do rozliczeń od 1 lipca 2012 r.

Ogólna liczba oferowanych pakietów nie uległa zmianie w stosunku do zatwierdzonej wcześniej taryfy PGNiG SA, natomiast zwiększyła się średnia stawka magazynowa o 1,7%, co przede wszystkim wynikało z uwzględnienia wyższych kosztów działalności OSM.

Ze względu na zatwierdzenie przez Prezesa URE nowej IRiESP oraz konieczności uwzględnienia w taryfie w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego zakupu przepustowości w międzysystemowych fizycznych punktach wejścia do i wyjścia z systemu przesyłowego, 17 grudnia 2012 r. została zatwierdzona zmiana taryfy OSM, której skutkiem był 18% wzrost średniej stawki za usługę magazynowania.

Postępowania administracyjne prowadzone przez departament w 2012 r. zakończyły się:

zatwierdzeniem taryf		
spółek obrotu	–	7
przedsiębiorstw sieciowych	–	12
spółek dystrybucyjnych nie wydzielających operatora	–	7
zatwierdzeniem zmiany obowiązujących taryf		
spółek obrotu	–	4
przedsiębiorstw sieciowych	–	4
spółek dystrybucyjnych nie wydzielających operatora	–	9
zatwierdzeniem zmiany okresu obowiązywania taryf		
spółek dystrybucyjnych nie wydzielających operatora	–	3
zatwierdzeniem zmiany obowiązujących taryf i okresu ich obowiązywania		
spółek obrotu	–	2
spółek dystrybucyjnych nie wydzielających operatora	–	1
odmową zatwierdzenia zmian taryf		
spółek obrotu	–	2

Monitorowanie wypełniania przez przedsiębiorstwo gazownicze obowiązków dotyczących ewidencji księgowej

Podobnie jak w latach ubiegłych, w 2012 r. kontrola postanowień art. 44 Prawa energetycznego – 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 rozbiu 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 2012 r. Pod-

⁷⁷⁾ Stanowiąca iloraz przychodów za świadczenie usług magazynowania do ilości zmagazynowanego paliwa.

⁷⁸⁾ Który powierzył ww. przedsiębiorstwu wyłączne prawo dysponowania instalacjami magazynowymi – co stanowi realizację postanowień art. 15 Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z 13 lipca 2009 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającej dyrektywę 2003/55/WE (Dz. U. UE. L 211 z 14 sierpnia 2009 r.).

kreślić 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 zasobów i środków – prawdopodobne byłoby dokonanie kontroli materiałów źródłowych w siedzibie tego przedsiębiorstwa.

2.2.3. Wyznaczanie operatorów systemów gazowych

Prowadzenie przez Prezesa URE postępowań administracyjnych w sprawie wyznaczenia operatorów systemów gazowych w 2012 r., podobnie jak w latach 2010–2011, było uwarunkowane zmianami przepisów ustawy – Prawo energetyczne wprowadzonymi w styczniu 2010 r.

Kwestie związane z zasadami wyznaczenia operatorów systemów zostały syntetycznie przedstawione w części dotyczącej energii elektrycznej, a tu znajdują odpowiednie zastosowanie.

Operatorzy systemów dystrybucyjnych gazowych (OSD) funkcjonujący w przedsiębiorstwie pionowo zintegrowanym obsługujący więcej niż 100 000 przyłączonych do swojej sieci odbiorców i sprzedający w ciągu roku powyżej 100 mln m³ paliw gazowych mają obowiązek uzyskania niezależności pod względem formy prawnej, organizacyjnej oraz podejmowania decyzji (art. 9d ustawy – Prawo energetyczne).

Niezależnie od powyższego należy wskazać, że art. 9d w odniesieniu do operatorów systemów gazowych został doprecyzowany poprzez dodanie ust. 1a i 1b, w których wyraźnie zaznaczono, że ww. operatorzy nie mogą wykonywać działalności gospodarczej związanej z wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi lub energią elektryczną ani jej wykonywać na podstawie umowy na rzecz innych przedsiębiorstw energetycznych (ust. 1a). Jednakże zgodnie z brzmieniem ust. 1b operatorzy systemów gazowych mogą świadczyć usługi polegające na przystosowywaniu paliwa gazowego do standardów jakościowych lub warunków technicznych obowiązujących w systemie przesyłowym lub systemie dystrybucyjnym, a także usługi transportu paliw gazowych środkami transportu innymi niż sieci gazowe.

Wyznaczanie operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych

W 2012 r. Prezes URE wyznaczył 22 lokalnych OSD gazowych oraz przedłużył dwóm prawnie wydzielonym OSD gazowym okres obowiązywania decyzji wyznaczającej na OSD. W jednym przypadku wyznaczenie na OSD nastąpiło na okres od 1 stycznia 2013 r., również w jednym przypadku na okres od 1 lutego 2013 r. oraz w jednym przypadku na okres od 1 marca 2013 r.

Wyznaczanie operatorów systemów skraplania gazu ziemnego

W 2012 r. Prezes URE wyznaczył jednego operatora systemu skraplania gazu ziemnego.

Wyznaczanie operatorów systemów magazynowania paliw gazowych

W 2012 r. Prezes URE wyznaczył jednego operatora systemu magazynowania paliw gazowych (OSM).

Zmiany w decyzjach wyznaczających OSD gazowych

W 2012 r. Prezes URE dokonał zmian w trzech decyzjach wyznaczających OSD gazowych prawnie wydzielonym.

Umorzenie postępowań w sprawie wyznaczenia OSD gazowych i operatorów systemów skraplania gazu ziemnego

W 2012 r. Prezes URE umorzył trzy postępowania w sprawie wyznaczenia OSD gazowych i jedno postępowanie w sprawie wyznaczenia operatora systemu skraplania gazu ziemnego.

W dwóch przypadkach przyczyną umorzenia były zmiany związane z konsolidacją w grupie kapitałowej, w jednym przypadku likwidacja podmiotu oraz w jednym przypadku cofnięcie przedsiębiorcy koncesji na skraplanie gazu ziemnego i regazyfikację skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego w związku z trwałym zaprzestaniem działalności koncesjonowanej.

Uchylenie decyzji w sprawie wyznaczenia OSM

W 2012 r. Prezes URE w jednym przypadku uchylił decyzję wyznaczającą operatora systemu magazynowania paliw gazowych.

W 2012 r. Prezes URE kontynuował postępowanie administracyjne w sprawie wyznaczenia operatora systemu magazynowania paliw gazowych (OSM), które zostało wszczęte w marcu 2011 r. Z wnioskiem do Prezesa URE o wyznaczenie OSM wystąpił właściciel podziemnych magazynów gazu spółka PGNiG SA. W toku postępowania ustalono, że PGNiG SA przekazał OSM Sp. z o.o. wyłączne dysponowanie instalacjami magazynowymi w celu świadczenia przez nią usług magazynowania paliw gazowych na rzecz użytkowników instalacji magazynowych oraz powierzył mu pełnienie obowiązków operatora systemu magazynowania w odniesieniu do tych instalacji magazynowych. Przyjęte pomiędzy stronami ustalenia pozwalały uznać, że zarządzanie systemem magazynowym będzie następowało w sposób efektywny ekonomicznie, gwarantujący bezpieczeństwo dostaw paliw gazowych i jednocześnie, że OSM Sp. z o.o. może skutecznie zarządzać mieniem powierzonym mu do wykonywania funkcji OSM. W efekcie tego postępowania Prezes URE 22 maja 2012 r. wyznaczył na okres od 1 czerwca 2012 r. do 31 maja 2022 r. spółkę OSM Sp. z o.o. operatorem systemu magazynowania paliw gazowych na obszarze określonym w koncesji na magazynowanie paliw gazowych w instalacjach magazynowych.

Konsekwencją powyższego było uchylenie na wniosek strony 23 maja 2012 r. decyzji w sprawie wyznaczenia spółki PGNiG SA operatorem systemu magazynowania paliw gazowych na okres od 1 stycznia 2009 r. do 31 grudnia 2025 r. Uzasadnieniem takiej decyzji był fakt trwałego zaprzestania wykonywania działalności koncesjonowanej przez PGNiG SA w zakresie magazynowania paliw gazowych w instalacjach magazynowych objętej koncesją udzieloną decyzją Prezesa URE.

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.

W 2011 r. zakończone zostały prace nad wypracowaniem modelu regulacji działalności Spółek Gazownictwa GK PGNiG, który wszedł w życie w 2011 r. i umożliwił wydłużenie rocznego okresu regulacji do okresu 3 lat (od 15 lipca 2011 r. do 30 czerwca 2014 r.), określając jasne procedury oraz obiektywne parametry oceny kosztów operacyjnych sześciu ww. Spółek. Model ten obowiązywać miał przez okres kolejnych trzech pełnych lat taryfowych i obejmować rok taryfowy:

- 2011/2012 (od 15 lipca 2011 r. do 30 czerwca 2012 r.),
- 2012/2013 (od 1 lipca 2012 r. do 30 czerwca 2013 r.),
- 2013/2014 (od 1 lipca 2013 r. do 30 czerwca 2014 r.).

Z przyczyn opisanych w pkt 2.2.2. stosowanie ww. modelu zostało zawieszono i drugi rok jego stosowania obejmować będzie okres od 1 października 2013 r. do 30 września 2014 r.

Natomiast model ekonometryczny służący wyznaczeniu uzasadnionego poziomu nakładów inwestycyjnych został opracowany w Urzędzie Regulacji Energetyki w 2009 r. i wciąż obowiązuje.

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

W 2012 r. monitorowanie przez Prezesa URE operatorów systemów przesyłowych, dystrybucyjnych i magazynowych skupiało się na analizie wykonywanych przez nich obowiązków wynikających bezpośrednio z rozporządzenia 715/2009 i ustawy – Prawo energetyczne, w szczególności w zakresie przejrzystości.

Monitorowanie wypełniania zadań ustawowych przez OSP

W 2012 r. działalność przesyłowa na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej realizowana była przez OGP GAZ-SYSTEM SA⁷⁹⁾. Działalność OGP GAZ-SYSTEM SA obejmowała zarządzanie krajowym systemem przesyłowym zgodnie z decyzją Prezesa URE z 13 października 2010 r., na mocy której spółka została wyznaczona operatorem systemu przesyłowego gazowego do 31 grudnia 2030 r. Na jej podstawie spółka zarządzała sieciami wysokiego ciśnienia o łącznej długości 9 917 km.

OGP GAZ-SYSTEM SA pełni również funkcję operatora dla EuRoPol Gaz SA, zgodnie z decyzją Prezesa URE z 17 listopada 2010 r. w sprawie wyznaczenia OGP GAZ-SYSTEM SA na operatora systemu przesyłowego gazowego na znajdującym się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej odcinku gazociągu Jamał-Europa Zachodnia na okres do 31 grudnia 2025 r. Polski odcinek gazociągu tranzytowego ma długość 684 km. Właścicielem polskiego odcinka gazociągu Jamał-Europa Zachodnia jest firma EuRoPol Gaz SA z siedzibą w Warszawie. Zakres zadań i obowiązków operatora systemu przesyłowego gazowego został określony w ustawie – Prawo energetyczne, w tym w art. 9c i 9g ustawy oraz w rozporządzeniu 715/2009r.

Prezes URE monitorował w 2012 r. na podstawie art. 9d ustawy – Prawo energetyczne realizację zadań wykonywanych przez operatorów systemów przesyłowych w szczególności w odniesieniu do niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu, a także realizacji obowiązków sprawozdawczych.

Monitorowanie w zakresie operatorstwa systemu przesyłowego – wykonywanego przez OGP GAZ-SYSTEM SA, dotyczyło:

- analizy danych, do których przedkładania została zobowiązana spółka,
- okresowej analizy informacji, do publikowania których została zobowiązana spółka na podstawie obowiązujących przepisów i wydanych na ich podstawie decyzji Prezesa URE,
- oceny działalności spółki pod kątem wypełniania zapisów IRiESP.

Ponadto Prezes URE realizując w 2012 r. działania monitorujące zadania wykonywane przez operatorów systemów przesyłowych, czynnie uczestniczył w badaniach monitorujących prowadzonych przez organizację skupiającą europejskich regulatorów – ACER.

Monitorowanie wypełniania zadań ustawowych przez OSD

W 2012 r. monitorowanie przez Prezesa URE operatorów systemów dystrybucyjnych skupiało się na analizie wykonywanych przez nich obowiązków wynikających bezpośrednio z ustawy – Prawo energetyczne i prowadzonymi w urzędzie postępowaniami wszczętymi na wniosek przedsiębiorstw energetycznych.

W okresie objętym sprawozdaniem, toczyły się następujące postępowania przed Prezesem URE, związane z działalnością operatorów systemów dystrybucyjnych dotyczące:

- odmowy świadczenia usługi przesyłania paliwa gazowego,
- odmowy zawarcia umowy kompleksowej przez operatora systemu dystrybucyjnego,
- odmowy zawarcia umowy sprzedaży paliwa gazowego,
- nieuzasadnionego wstrzymania dostarczania paliw gazowych.

Szerzej postępowania te opisane zostały w części IV pkt 1.2. niniejszego sprawozdania.

⁷⁹⁾ Zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne, na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej wyznacza się jednego operatora systemu przesyłowego gazowego. Ustawa stanowi, że operator systemu przesyłowego powinien działać w formie spółki akcyjnej, której jedynym akcjonariuszem jest Skarb Państwa. Podmiotem spełniającym te kryteria działającym na terytorium RP jest OGP GAZ-SYSTEM SA.

Monitorowanie wypełniania zadań ustawowych przez OSM

Monitorowanie wypełniania zadań przez operatora systemu magazynowania (OSM) w 2012 r. dotyczyło wykonywanych przez niego obowiązków wynikających z rozporządzenia 715/2009 i ustawy – Prawo energetyczne, w szczególności w zakresie usług związanych z dostępem stron trzecich (zasada TPA), zasad dotyczących mechanizmów alokacji zdolności i procedur zarządzania ograniczeniami oraz wymogów przejrzystości.

Instalacje magazynowe KPMG Mogilno, PMG Husów, PMG Wierzchowice, PMG Strachocina, PMG Swarzędz i PMG Brzeźnica są udostępniane uczestnikom rynku w ramach zestandaryzowanych procedur udostępniania zdolności magazynowych uregulowanych w Regulaminie Świadczenia Usług Magazynowania (RŚUM), a OSM świadczy wymagane prawem usługi magazynowania. W ramach umów długoterminowych udostępnia on 1 796 mln m³ pojemności magazynowej, w tym 50 mln m³ na potrzeby realizacji zadań operatora systemu przesyłowego, natomiast 25,5 mln m³ OSM udostępnia w formie usług krótkoterminowych na warunkach przerywanych. Z informacji przekazanych przez OSM w trakcie monitoringu wynika, że w 2012 r. OSM udostępnił nowe zdolności magazynowe. W instalacji magazynowej PMG Wierzchowice w ramach usług długoterminowych na zasadach przerywanych zostało zaoferowanych 350 pakietów, których rozdysponowanie, ze względu na zapotrzebowanie przekraczające wolumen dostępnych usług, nastąpiło poprzez zastosowanie procedury proporcjonalnego rozdziału oferowanych usług, w wyniku której zostały zawarte dwie umowy. W instalacji magazynowej KPMG Mogilno w ramach usług krótkoterminowych na zasadach przerywanych udostępniono 51 pakietów, o przyznanie których wnioskował tylko jeden podmiot. Dodatkowo OSM poinformował, że w celu utworzenia i utrzymywania zapasu obowiązkowego w 2012 r. została przeprowadzona procedura rozdziału zwalnianych zdolności magazynowych, w wyniku zastosowania której, ze względu na zainteresowanie przekraczające wolumen dostępnych usług, dokonano proporcjonalnego rozdziału usług magazynowania zawierając dwie umowy o świadczenie usług długoterminowych na zasadach ciągłych.

Odnosnie mechanizmów alokacji zdolności magazynowych monitoring wykazał, że OSM podaje do publicznej wiadomości informacje o zakontraktowanych i dostępnych zdolnościach magazynowych, w tym o niewykorzystanych zdolnościach magazynowych oferowanych w ramach dobowej usługi magazynowania, a także zasady przydzielania zdolności magazynowych, zawierania umów o świadczenie usług magazynowania oraz ich realizacji (nominacje, renominacje, alokacje), które zostały uregulowane w publikowanym na stronie internetowej OSM (www.osm.pgnig.pl) RŚUM.

W kwestii stosowania określonych środków przeciwdziałających akumulacji rezerw zdolności magazynowych w przypadku wystąpienia ograniczeń kontraktowych z przeprowadzonego monitoringu wynika, że OSM wykorzystywał instrumenty zarządzania ograniczeniami, za pomocą których prowadzona była bieżąca ocena wykorzystywania zamówionych zdolności magazynowych, następowało udostępnianie niewykorzystanych nominalnych mocy odbioru i nominalnych mocy zatłaczania w ramach dobowej usługi magazynowania, a także umożliwienie i organizowanie obrotu wtórnych zdolności magazynowych. Dokonując analizy wykorzystania zamówionych zdolności magazynowych na okres co najmniej jednego roku magazynowego, OSM weryfikuje stopień ich wykorzystywania zastrzegając sobie prawo do ich redukcji i zaoferowania innym uczestnikom rynku (tzw. *zasada wykorzystaj albo strać*) w przypadku wykorzystania na poziomie niższym niż 70%. OSM poinformował także, że w 2012 r. instalacje magazynowe były w pełni wykorzystane oraz, że w odniesieniu do kwestii umożliwienia i organizowania przez niego obrotu zdolnościami magazynowymi na rynku wtórnym, nie wpłynął żaden wniosek zbycia zamówionych zdolności magazynowych.

W odniesieniu do konieczności stosowania przez OSM wymogów przejrzystości, biorąc pod uwagę wyniki przeprowadzonego monitoringu należy wskazać, że operator realizuje obowiązek podawania do publicznej wiadomości określonych w art. 19 rozporządzenia 715/2009 informacji dotyczących świadczonych przez siebie usług.

2.3. Zagadnienia związane z transgranicznym przesyłem gazu ziemnego

2.3.1. Rynki regionalne gazu ziemnego, udział Polski w rynkach regionalnych gazu ziemnego

Inicjatywy regionalne zostały powołane wiosną 2006 r. przez Europejski Organ Nadzoru Energii Elektrycznej i Gazu (EREG), na wniosek Komisji Europejskiej w celu wsparcia rozwoju wspólnego wewnętrznego rynku gazu. Zgodnie z założeniem inicjatywy regionalne działają w oparciu o podejście oddolne. W ich skład wchodzi przedstawiciele państw członkowskich Unii Europejskiej, reprezentanci regulatorów, operatorów systemów przesyłowych oraz przedstawiciele użytkowników systemu.

W ramach Regionalnych Inicjatyw Gazowych (GRI) funkcjonują aktualnie trzy regionalne rynki gazu: Rynek Północno-Zachodni (*North-West Region*), Rynek Południowy (*South Region*) oraz Rynek Południe, Południowo-Wschód (*South/South-East Region*). Polska należy do Inicjatywy Regionalnej Rynku Europy Południowej/Południowo-Wschodniej (GRI SSE).

Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (*Agency for the Cooperation of Energy Regulators – ACER*), w ramach której od 2011 r. funkcjonują inicjatywy regionalne jest odpowiedzialna za zapewnienie spójności prac realizowanych w ramach poszczególnych inicjatyw gazowych. W tym celu we wrześniu 2012 r. powołany został koordynator ACER ds. GRI. ACER koordynuje i śledzi rozwój prac trzech regionów GRI w ramach Grupy Koordynacyjnej (*GRI Coordination Group – GRI CG*). W comiesięcznych spotkaniach GRI CG poza Agencją udział biorą reprezentanci Komisji Europejskiej, wiodący regulatorzy poszczególnych regionów oraz przedstawiciele pozostałych organów regulacyjnych. W 2012 r., podobnie jak we wcześniejszych latach, przedstawiciele URE brali aktywny udział w spotkaniach Grupy Koordynacyjnej GRI.

Rynek Europy Południowej/Południowo-Wschodniej (GRI SSE)

W skład GRI SSE wchodzi jedenaście państw członkowskich: Austria, Bułgaria, Czechy, Cypr, Grecja, Rumunia, Słowacja, Słowenia, Węgry, Włochy oraz Polska. W charakterze obserwatora w GRI SSE bierze udział Chorwacja. Prace w ramach poszczególnych inicjatyw regionalnych koordynują wiodący regulatorzy w regionie. W ramach inicjatywy SEE do końca 2012 r. prace współkoordynowali dwaj regulatorzy: austriacki (E-Control) oraz włoski (AEEG). W grudniu 2012 r. E-Control zrezygnował z roli współkoordynatora regionu GRI SSE i złożył polskiemu regulatorowi propozycję przejęcia współprzewodnictwa w regionie. Prezes URE podjął decyzję o objęciu roli współkoordynatora rynku regionu GRI SSE i rozpoczął pełnienie obowiązków wspólnie z regulatorem włoskim od stycznia 2013 r.

Spotkania regionu Południe Południowo-Wschód odbywają się zwyczajowo dwa razy w roku. Nadzór nad pracami w regionie oraz wyznaczanie priorytetów i monitoring realizacji postępów rynku SSE odbywa się w ramach spotkań Regionalnego Komitetu Koordynacyjnego (*Regional Coordination Committee – RCC*), w którym skupieni są regulatorzy regionu SSE. Ponadto, istotną rolę doradczą oraz swoiste forum dyskusyjne stanowi Grupa Uczestników Rynku (*Stakeholders Group – SG*), w spotkaniach której biorą udział przedstawiciele regulatorów, ministerstw, operatorów systemów przesyłowych oraz zainteresowani uczestnicy rynku. Ponadto, w ramach regionu GRI SSE w formule *ad hoc* odbywają się spotkania, powołanego do życia w 2009 r., Zespołu Doradztwa Strategicznego (*Strategic Advisory Panel – SAP*). SAP jest zwoływany w celu podjęcia kluczowych decyzji dla regionu. W 2012 r. odbyły się dwa spotkania RCC oraz SG oraz piąte spotkanie SAP. Przedstawiciel Prezesa URE brał udział w spotkaniach RCC, SG oraz SAP, które odbyły się w pierwszej połowie 2012 r.

W oparciu o otrzymany w kwietniu 2011 r. mandat Komisji Europejskiej, we wrześniu 2011 r. w ramach GRI SSE regulatorzy opracowali plan pracy dla regionu (*South South-East Gas Regional Initiative Work Plan 2011–2014*), w którym określają priorytetowe zadania do zrealizowania w latach 2011–2014. W lutym 2012 r., w wyniku przeprowadzonych w regionie SSE konsultacji

dokonano aktualizacji Planu Prac, który został zaprezentowany podczas marcowego Forum Madryckiego.

Zgodnie z założeniami zaktualizowanego Planu Prac regionu SSE, Rynek Południe/Południowy-Wschód, do którego należy Polska realizuje zadania z zakresu: alokacji zdolności przesyłowej i produktów powiązanych, integracji rynków, współpracy międzyoperatorskiej, monitorowania przejrzystości działań OSP, infrastruktury, inwestycji oraz bezpieczeństwa dostaw gazu. Plan Prac określa główne projekty pilotażowe do każdego z ww. założeń, wypełniając tym samym rekomendację Komisji Europejskiej z 2011 r., aby w ramach inicjatyw regionalnych realizowano projekty pilotażowe, które pozwolą na zbadanie proponowanych rozwiązań i ułatwią ich późniejsze wdrożenie w skali całej Unii Europejskiej. W Planie Prac SSE podkreślono również konieczność wzmocnienia współpracy międzyregionalnej trzech regionalnych rynków gazu. Ponadto, uznano za niezbędne wzmocnienie zaangażowania członków SSE w proces wyboru Projektów Wspólnego Zainteresowania (*Project of Common Interest – PCI*) oraz wdrożenia modelu docelowego rynku gazu (*Gas Target Model*).

Paneuropejskie mapy drogowe, projekty pilotażowe

Podczas XXI Europejskiego Forum Regulacji Gazu w Madrycie w marcu 2012 r. europejscy Operatorzy Systemów Przesyłowych, we współpracy z odpowiednimi regulatorami oraz państwami członkowskimi zostali wezwani do podjęcia działań w celu opracowania Mapy Drogowej wczesnej implementacji Kodeksu Sieci ws. mechanizmów alokacji zdolności przesyłowych (*Roadmap for the early implementation of the Capacity Allocation Mechanisms Network Code*). Celem dokumentu jest wczesna implementacja projektów pilotażowych oraz pilotażowych platform handlowych na zasadach Kodeksu Sieci ws. mechanizmów alokacji zdolności przesyłowych (CAM NC).

W prace nad przygotowaniem Mapy Drogowej zaangażowany był ACER i ENTSOG, odpowiedzialne za opracowanie projektu dokumentu, jak również Komisja, OSP oraz organy regulacyjne, w tym także regulatorzy i operatorzy z regionu SSE. Pierwszy projekt dokumentu został zaprezentowany na kolejnym XXII Forum Madryckim w październiku 2012 r. Pierwsza pełna wersja dokumentu została ukończona w połowie stycznia 2013 r. i uzyskała pozytywną opinię Zarządu ENTSOG oraz Rady Regulatorów ACER. Dokument będzie następnie w miarę potrzeb aktualizowany, co najmniej raz pod koniec 2013 r.

W projekcie Mapy Drogowej wczesnej implementacji CAM NC znalazły się dwa projekty pilotażowe z obszaru Rynku GRI SSE:

- projekt pilotażowy dotyczący procedury oferowania zdolności przesyłowej na zasadzie Day-Ahead na połączeniu Arnoldstein/Tarvisio IP pomiędzy Austrią i Włochami (*Bundled capacity allocation at the between Austria and Italy*). Projekt ten jest realizowany w ramach wspólnej platformy alokacji zdolności PRISMA (*PRISMA European Capacity Platform*) działającej w oparciu o zasady CAM NC,
- projekt pilotażowy dotyczący produktu powiązanego na połączeniu pomiędzy Węgrami i Rumunią poprzez wspólną platformę rezerwacji zdolności (*Bundled Product and Capacity Platform – Hungary/Romania*).

Ponadto, w ramach wczesnej implementacji CAM NC, Operatorzy Systemów Przesyłowych (OSP) polski OGP GAZ-SYSTEM SA oraz niemiecki ONTRAS – VNG Gastransport GmbH wdrożą pilotażowy projekt w zakresie udostępnienia przepustowości powiązanej w punkcie Lasów na granicy polsko-niemieckiej.

W trakcie 2012 r. Prezes URE brał aktywny udział w pracach nad przygotowaniem procedury udostępniania przepustowości powiązanej w międzysystemowym punkcie Lasów. Udostępnienie przepustowości powiązanej będzie przeprowadzone zgodnie z postanowieniami CAM NC. Koncepcja projektu pilotażowego zainicjowana przez obydwu operatorów została zaakceptowana przez krajowe urzędy regulacji, tj. przez Prezesa URE oraz niemiecki Bundesnetzagentur (BNetzA) pod koniec lipca 2012 r. Projekt pilotażowy przewiduje, że przepustowość powiązana zostanie sprzedana na aukcji w czerwcu 2013 r. Aukcja obejmie przepustowość powiązaną dla II, III i IV kwartału roku gazowego 2013/14 (styczeń – wrzesień 2014).

Współpraca międzyoperatorska i inwestycje międzysystemowe na połączeniach transgranicznych

W realizacji działań w ramach Regionalnych Inicjatyw Gazowych podkreślenia wymaga fakt zaangażowania i współpracy Prezesa URE – jako regulatora, z Ministrem Gospodarki jako tzw. *competent authority* oraz operatorem systemu przesyłowego i innymi uczestnikami rynku m.in. w zakresie bezpieczeństwa dostaw gazu.

Obowiązki regulatora wynikające z zapisów rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) Nr 994/2010 z 20 października 2010 r. w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylenia dyrektywy Rady 2004/67/WE⁸⁰⁾, obejmują m.in. koordynację działań regulacyjnych między przedsiębiorstwami krajowymi a regulatorami i operatorami z państw sąsiadujących, a także przy zaangażowaniu ACER i Komisji Europejskiej w przypadku budowy i rozbudowy połączeń wzajemnych, wliczając w to działania na rzecz zapewnienia odwróconego przepływu w sieci. Ponadto, zgodnie z art. 6 ust. 5 rozporządzenia 994/2010 OSP powinien udostępniać ciągłą zdolność przesyłową w obu kierunkach na wszystkich transgranicznych połączeniach międzysystemowych od 3 grudnia 2013 r., z możliwością uzyskania odstępstwa w określonych przypadkach.

2 marca 2012 r. niemiecki OSP GASCADE Gastransport GmbH złożył do niemieckiego organu regulacji BNetzA wniosek o odstępstwo od wdrożenia „zdolności odwrócenia przepływu” w punkcie SGT Mallnow na granicy polsko-niemieckiej na podstawie art. 7 ust. 1 lit. b rozporządzenia 994/2010.

W 2012 r. OGP GAZ-SYSTEM SA, w wyniku przeprowadzonego na poziomie Operatorów Systemów Przesyłowych procesu konsultacji dotyczących istniejących oraz realizowanych połączeń międzysystemowych w zakresie umożliwienia fizycznego, dwukierunkowego przesyłu gazu na połączeniach międzysystemowych z operatorami ościennych krajów Unii Europejskiej, OGP GAZ-SYSTEM SA rozpoczął z firmą GASCADE rozmowy w zakresie przygotowania fizycznego odwróconego przepływu gazu na punkcie międzysystemowym SGT Mallnow. Przeprowadzona Otwarta Procedura Badania Rynku potwierdziła zainteresowanie rynku dla świadczenia usług przesyłowych na zasadach ciągłych w punkcie SGT Mallnow rewers w wolumenie wyższym, niż przewidywany.

Mając powyższe na uwadze, Prezes URE wraz z OGP GAZ-SYSTEM SA oraz Ministerstwem Gospodarki, zgodnie z procedurami wynikającymi z rozporządzenia 994/2010, w trakcie 2012 r. podjęli aktywne działania zmierzające do umożliwienia fizycznego dwukierunkowego przepływu paliwa gazowego w punkcie SGT Mallnow oraz zapewnienia niezbędnych warunków dla podjęcia decyzji inwestycyjnej przez GASCADE. Biorąc pod uwagę znaczenie rewersu fizycznego w SGT Mallnow dla rozwoju rynku wewnętrznego Unii Europejskiej oraz zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu dla Polski, 14 września 2012 r. Prezes URE odbył w Bonn spotkanie z przedstawicielami BNetzA celem omówienia możliwości realizacji i finansowania inwestycji. Powyższe wynika z art. 6 ust. 8 rozporządzenia 994/2010, zgodnie z którym, jeśli rynek nie wymaga inwestycji i gdy inwestycja pociąga za sobą koszty w jednym państwie na korzyść innego państwa – o podziale kosztów wspólnie decydują krajowe organy regulacyjne przed podjęciem decyzji inwestycyjnej. W listopadzie 2012 r. BNetzA wydała negatywną opinię ws. wniosku dotyczącego odstępstwa w sprawie zapewnienia dwukierunkowego rewersu fizycznego w punkcie SGT Mallnow złożonego przez GASCADE. Porozumienie pomiędzy GASCADE oraz OGP GAZ-SYSTEM SA o współpracy w zakresie rozbudowy punktu SGT Mallnow podpisane zostało 21 listopada 2012 r. Strony przewidują, że niezbędne prace zostaną przeprowadzone do końca 2013 r.

W 2012 r. na połączeniu polsko-czeskim w Cieszynie zostały uruchomione usługi jednokierunkowe. Są one udostępniane na zasadach ciągłych. Ich wielkość na dzień następnego jest ustalana w sposób dynamiczny na podstawie monitorowanej, we współpracy z czeskim operatorem Net4Gas, sytuacji ruchowej w obu systemach. Dostępna na następnego dnia wartość zdolności jest publikowana na stronie internetowej operatora.

Ponadto, we wrześniu 2012 r. OGP GAZ-SYSTEM SA podpisał z chorwackim operatorem systemu przesyłowego PLINACRO d.o.o. deklarację o współpracy w zakresie wsparcia rozwoju rynku gazu w Europie Środkowo-Wschodniej. Celem porozumienia jest rozwinięcie współpracy pomiędzy partnerami w projektach na rzecz rozwoju rynku LNG, rozbudowy podziemnych magazynów gazu oraz realizacji połączeń gazowych w ramach priorytetowego dla Unii Europejskiej gazowego Korytarza Północ-Południe. Działanie obydwu spółek realizowane jest w ramach poli-

⁸⁰⁾ Dz. U. L 295 z 12.11.2010, zwane dalej „rozporządzeniem 994/2010”.

tyki Unii Europejskiej mającej na celu integrowanie systemu przesyłowego w Europie i zapewnienie swobodnego przesyłu gazu poprzez rozbudowane połączenia transgraniczne.

Funkcjonowanie systemu gazowego w zakresie zasad zarządzania i rozdziału przepustowości połączeń międzysystemowych

W tab. 42 przedstawiono informacje dotyczące zdolności przesyłowych na połączeniach międzysystemowych krajowego systemu przesyłowego, zarządzanego przez OGP GAZ-SYSTEM SA.

Tabela 42. Połączenia z innymi systemami przesyłowymi z uwzględnieniem zdolności ciągłych i przerywanych

Nazwa operatora systemu	Kraj operatora	Miejsce połączenia	Kierunek dostaw	Rodzaj składanych nominacji	Jednostka	Całkowita zdolność przesyłowa ciągła ¹⁾	Całkowita zdolność przesyłowa przerywana ²⁾	Zarezerwowane zdolności przesyłowe ciągłe	Zarezerwowane zdolności przesyłowe przerywane	Niezarezerwowane zdolności przesyłowe ciągłe	Niezarezerwowane zdolności przesyłowe przerywane	Przesył zrealizowany ³⁾
ONTRAS	Niemcy	Lasów	Polska	doła/godzina	mln m ³ /rok	1 370,88	1 547	1 405	176	0	1 370	1 078
					GWh	15 285	17 244	15 670	1 967	0	15 277	12 011
ONTRAS	Niemcy	Gubin	Polska	doła/godzina	mln m ³ /rok	17,57	17,57	17,57	0	0	18	4,37
					GWh	196	196	196	0	0	196	49
Severomora- wskie płynarenske	Czechy	Branice	Polska	doła/godzina	mln m ³ /rok	1,405	1,405	0,606	0,799	0,799	0,606	0,227
					GWh	16	16	7	9	9	7	3
Severomora- wskie płynarenske	Czechy	Cieszyn (V-IX)	Polska	doła/godzina	mln m ³ /rok	58,02	381,89	58,02	345,32	0	36,57	58,60
					GWh	652	4 289	652	3 878	0	411	659
Severomora- wskie płynarenske	Czechy	Cieszyn (I – IV; X – XII)	Polska	doła/godzina	mln m ³ /rok	531,65	531,65	531,65	30,67	0	500,98	509,83
					GWh	5 970	5 970	5 970	34	0	5 626	5 706
Ukrtransgaz	Ukraina	Drozdowicze	Polska	doła/godzina	mln m ³ /rok	4 571	5 645	4 323	1 387	248	4 258	3 577
					GWh	51 606	63 727	48 802	15 660	2 805	48 068	40 016
Bieltransgaz	Białoruś	Tietierowka	Polska	doła/godzina	mln m ³ /rok	237,2	237,2	237,2	0	0	237	86,7
					GWh	2 644	2 644	2 644	0	0	2 644	967
Bieltransgaz	Białoruś	Wysokoje	Polska	doła/godzina	mln m ³ /rok	5 482	5 482	3 264	2 226	2 218	3 256	3 055
					GWh	61 124	61 124	36 394	24 820	24 730	36 304	34 140
OGP GAZ-SYSTEM SA	Polska	Lwówek	Polska	doła/godzina	mln m ³ /rok	2 372	2 372	1 212	1 204	1 160	1 168	1 247
					GWh	26 373	26 373	13 472	13 384	12 901	12 989	13 872
OGP GAZ-SYSTEM SA	Polska	Włocławek	Polska	doła/godzina	mln m ³ /rok	3 074	3 074	1 745	1 664	1 329	1 411	1 861
					GWh	34 187	34 187	19 409	18 501	14 778	15 686	20 700
ONTRAS	Niemcy	Kamminke	Niemcy	doła/godzina	mln m ³ /rok	131,76	131,76	67,64	0	64	132	2,99
					GWh	1 466	1 466	752	0	714	1 466	33
Ukrtransgaz	Ukraina	Herma- nowice	Ukraina	doła/godzina	mln m ³ /rok	0	441,6	0	105,7	0	336	49,1
					GWh	0	4 981	0	1 882	0	3 100	554

- 1) Maksymalna ciągła zdolność przesyłowa, jaką operator systemu przesyłowego może zaoferować użytkownikom sieci, biorąc pod uwagę integralność systemu i wymagania eksploatacyjne sieci przesyłowej.
- 2) Zdolność przerywana na IV poziomie pewności dostaw zgodnie z IRIESP i Taryfą dla usług przesyłania.
- 3) Przesył zrealizowany w miesiącach 7–12 2012 r. wyliczony w oparciu o średniomiesięczne ciepło spalania dla danego punktu wejścia/wyjścia.

Źródło: OGP GAZ-SYSTEM SA.

System Gazociągów Tranzytowych (SGT)

Tabela 43. Zdolności przesyłowe

Całkowita zdolność przesyłowa w punkcie wejścia do systemu [mln m ³ /godz.]	Całkowita zdolność przesyłowa w punkcie wyjścia z systemu na granicy pol.-niem. [mln m ³ /godz.]	Całkowita zdolność przesyłowa w punktach wyjścia do systemu OGP GAZ-SYSTEM SA [mln m ³ /godz.]	Niezarezerwowana zdolność przesyłowa w punkcie wejścia do systemu [mln m ³ /godz.]
3,850	3,500	0,619	0,014 T=0°C
Zdolności przesyłowe [mld m³/rok] (roczna = dobowa x 365 x 0,91)			
Zarezerwowane w punkcie wejścia do systemu	Zarezerwowane dla tranzytu	Zarezerwowane na potrzeby krajowe	Niezarezerwowane
30,583	27,900	2,682	0,111

Źródło: OGP GAZ-SYSTEM SA.

Tabela 44. Przesył na zasadach rewersu

Liczba podmiotów na rzecz których OSP świadczył w 2012 r. usługi przesyłu na zasadach rewersu	Ilość przesłanego gazu
6	881 822 476 m ³

Źródło: OGP GAZ-SYSTEM SA.

Tabela 45. Ilości gazu w ramach umów realizowanych przez OGP GAZ-SYSTEM SA

Ilość gazu wprowadzona do systemu [mld m ³ /rok]	Ilość gazu tranzytowego [mld m ³ /rok]	Ilość gazu przesłanego do punktów wyjścia w Lwówku Śląskim i Włocławku [mld m ³ /rok]
27,027*	23,663	3,111 0stC

* m³ (metr sześcienny normalny) – jednostka rozliczeniowa oznaczająca ilość suchego gazu zawartą w objętości 1 m³ przy ciśnieniu 101,325 kPa i temperaturze 0°C

Źródło: OGP GAZ-SYSTEM SA.

Gazowe Regionalne Plany Inwestycyjne

Zainicjowane przez operatora systemu przesyłowego w 2011 r. prace nad pierwszą edycją regionalnych planów inwestycyjnych (*Gas Regional Investment Plan* – GRIP) zostały zakończone w 2012 r. Na początku roku opublikowano Regionalny Plan Inwestycyjny w Europie Środkowo-Wschodniej (CEE GRIP) i Regionalny Plan Inwestycyjny w regionie Morza Bałtyckiego (BEMIP GRIP). OGP GAZ-SYSTEM SA uczestniczył w pracach nad oboma raportami, w tym pełnił funkcje koordynatora w przypadku BEMIP GRIP.

CEE GRIP został opublikowany 30 stycznia 2012 r. Celem opracowania jest przekazanie informacji na temat rozwoju infrastruktury gazowej w regionie oraz analiza szerszych aspektów związanych z rynkiem gazu ziemnego, takich jak scenariusze dostaw, integracja rynków, bezpieczeństwo dostaw na poziomie regionalnym. W toku prac nad raportem zaangażowanych było piętnastu OSP pochodzących z dziewięciu państw: Austria (BOG, GAS CONNECT AUSTRIA, TAG), Bułgaria (Bulgartransgaz), Chorwacja (PLINACRO), Republika Czeska (NET4GAS), Niemcy (GRTgaz Deutschland, Ontras, Open Grid Europe, WINGAS TRANSPORT), Polska (OGP GAZ-SYSTEM SA), Rumunia (Transgaz), Słowacja (Eustream), Węgry (FGSZ).

BEMIP GRIP został wydany 29 marca 2012 r. Raport ten koncentruje się przede wszystkim na przekazaniu informacji na temat rozwoju rynku i infrastruktury gazu ziemnego oraz analizie wyzwań i barier utrudniających rozbudowę infrastruktury w regionie Morza Bałtyckiego. W opracowanie BEMIP GRIP zaangażowani byli następujący OSP: Eesti Gaas (Estonia), Energinet.dk (Dania), Gasum Oy (Finlandia), Latvijas Gaze (Łotwa), Lietuvos Dujos (Litwa), OGP GAZ-SYSTEM SA (Polska), Swedegas AB (Szwecja).

Prace nad drugą edycją planów GRIP mają rozpocząć się w drugim kwartale 2013 r. OGP GAZ-SYSTEM SA będzie uczestniczył, tak jak poprzednio, w BEMIP GRIP i CEE GRIP, pełniąc rolę koordynatora w Planie dla Europy Środkowej (CEE GRIP).

Dziesięcioletnie Plany Rozwoju Sieci

W 2012 r. przedstawiciele OGP GAZ-SYSTEM SA współpracowali z OSP z innych państw członkowskich Unii Europejskiej w zakresie kolejnej, trzeciej edycji 10-letniego Planu Rozwoju Sieci (TYNDP). Zasadnicza część prac nad raportem miała miejsce w trakcie 2012 r. W tym czasie ENTSOG wykorzystał najlepsze praktyki wyniesione z procesu opracowania kodeksów sieciowych. Przede wszystkim rozszerzono zakres zaangażowania zainteresowanych podmiotów na rynku w pracach nad TYNDP poprzez organizację szeregu dedykowanych warsztatów (tzw. *Stakeholder Joint Working Sessions*), w trakcie których strony trzecie miały możliwość komentowania propozycji metodologicznych odnoszących się do wszystkich najważniejszych części TYNDP. Ponadto, w połowie roku ENTSOG w sposób otwarty i transparentny prowadził proces zbierania danych o projektach inwestycyjnych w infrastrukturę gazową.

W porównaniu do poprzedniego raportu, który został opublikowany na początku 2011 r., w trzeciej edycji TYNDP rozwinięto założenia metodologiczne w odniesieniu do scenariuszy popytowych, podażowych, analiz integracji rynkowej i kwestii związanych z bezpieczeństwem dostaw. Raport będzie zawierać analizę rozwoju infrastruktury gazowej w perspektywie do 2022 r. Publikacja TYNDP 2013–2022 planowana była na przełom lutego i marca 2013 r.

Spółka OGP GAZ-SYSTEM SA przekazała informacje o następujących projektach inwestycyjnych do TYNDP 2013–2022, CEE GRIP i BEMIP GRIP:

- Budowa terminalu LNG w Świnoujściu;
- Rozbudowa sieci wewnętrznej w północnej Polsce;
- Rozbudowa terminalu LNG;
- Baltic Pipe;
- Połączenie Polska-Litwa (GIPL);
- Rozbudowa połączenia Polska-Niemcy w Lasowie;
- Rozbudowa połączenia Polska-Czechy;
- Budowa połączenia Polska-Słowacja;
- Rozbudowa punktów wejścia z SGT do sieci wewnętrznej;
- Rozbudowa sieci wewnętrznej w ramach korytarza Północ-Południe w zachodniej Polsce;
- Rozbudowa sieci wewnętrznej w ramach korytarza Północ-Południe we wschodniej Polsce.

Integracja rynków gazu w ramach Grupy Wyszehradzkiej

1 lipca 2012 r. rozpoczęło się polskie przewodnictwo w Grupie Wyszehradzkiej (V4), które potrwa do 30 czerwca 2013 r. W związku z priorytetami polskiej Prezydencji w V4 oraz podpisanym przez Ministrów Gospodarki regionu V4 w dniu 31 października 2012 r. Porozumieniem ws. integracji rynków gazu V4 (*Memorandum of Understanding of gas market integration in the V4 region*), Prezes URE oraz pozostali regulatorzy regionu V4 (Republika Czeska – ERU, Słowacja – URSO, Węgry – MEH) zostali zobowiązani do przygotowania do końca 2012 r. analizy stanu płynności rynków gazu w regionie V4. W tym celu, w pierwszym etapie projektu, którego koordynatorem był Prezes URE, każdy z regulatorów opracował raport dotyczący oceny aktualnego stanu płynności krajowego rynku w kontekście możliwości jego integracji w ramach V4. Cztery raporty krajowe posłużyły do zdefiniowania krótko- i długoterminowych celów ukierunkowanych na wdrożenie założeń modelu funkcjonalnego rynku gazu w regionie. W konsultacji z pozostałymi regulatorami V4, Prezes URE opracował Wspólny Raport Organów Regulacyjnych na temat płynności rynku gazu w regionie V4 – *Analysis of the current state of market liquidity in the V4 region – state of play and challenges ahead*. Wspólny Raport wraz z raportami krajowymi stanowiącymi integralną część analizy zostały przekazane do Ministerstwa Spraw Zagranicznych i mają posłużyć do przeprowadzenia dalszych prac w celu zbadania możliwości wdrożenia Docelowego Modelu Rynku Gazu w regionie V4 oraz wytyczenia długofalowej strategii dla regionu V4 w postaci Mapy Drogowej w kierunku wspólnego rynku gazu w regionie V4, której opracowanie zaplanowano na czerwiec 2013 r.

2.3.2. Kontrolowanie realizacji obowiązków wynikających z rozporządzenia 715/2009 Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie warunków dostępu do sieci

Na mocy rozporządzenia 715/2009 OSP ma obowiązek podawania do wiadomości publicznej informacji dotyczących niedyskryminacyjnych i przejrzystych mechanizmów alokacji zdolności oraz procedury zarządzania ograniczeniami. Ponadto rozporządzenie zobowiązuje OSP do upublicznienia szczegółowych informacji dotyczących m.in.:

- oferowanych przez OSP usług i stosowanych warunków, wraz z informacjami technicznymi potrzebnymi użytkownikom sieci do uzyskania skutecznego dostępu do sieci,
- podstaw, metod kalkulacji i struktury taryf (za wyjątkiem, jeżeli dokonuje tego odpowiedni organ krajowy),
- technicznej, zakontraktowanej i dostępnej zdolności dla wszystkich właściwych punktów, w tym dla punktów wejścia i wyjścia, w sposób regularny i z zachowaniem ciągłości, w przyjaznej dla użytkownika i znormalizowanej formie,
- informacji *ex-post* i *ex-ante* odnośnie podaży i popytu, opartych na nominacjach, prognozach oraz zrealizowanych przepływach do i z systemu.

OSP jest zobowiązany ujawniać informacje wymagane na mocy ww. rozporządzenia w sposób zrozumiały, wymiennie jasny i łatwo dostępny oraz na niedyskryminacyjnych zasadach.

W 2012 r. Prezes URE przeprowadził badanie monitorujące sposób wypełniania przez OSP obowiązku publikowania powyższych informacji, które wykazało, że OSP w pełni realizuje nałożone na niego obowiązki wynikające z rozporządzenia. Operator udostępnia informacje również w angielskiej wersji językowej.

Ponadto, OSP publikował 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 oraz informacje dotyczące:
 - dziennego stanu zdolności przesyłowej ciągłej i przerywanej, maksymalnej technicznej zdolności przesyłowej, technicznej zdolności przesyłowej uwzględniającej ograniczenia, całkowitej zakontraktowanej oraz dostępnej zdolności przesyłowej dla poszczególnych punktów właściwych wraz ze wskaźnikiem dostępnej zdolności przesyłowej;
 - przepustowości stacji gazowych;
 - 18-miesięcznej oraz długoterminowej prognozy dostępnej zdolności przesyłowej dla poszczególnych punktów właściwych;
 - nominacji i renominacji dla poszczególnych punktów właściwych w podziale na każdy dzień tygodnia;
 - faktycznej ilości przesłanego gazu dla poszczególnych punktów właściwych;
 - planowanych okresów konserwacji i remontów, mogących mieć wpływ na ograniczenia w przesyłaniu paliwa gazowego;
 - danych archiwalnych odnośnie wskaźników średniego rocznego wykorzystania zdolności przesyłowej oraz miesięcznych wskaźników maksymalnego i minimalnego wykorzystania zdolności przesyłowej od 2007 r.

Wszelkie przekazane dane do operatora są traktowane jako poufne i przechowywane oraz przetwarzane zgodnie z obowiązującym prawem z zachowaniem odpowiednich środków bezpieczeństwa, o czym operator zapewnia na swojej stronie internetowej.

Prezes URE, realizując swoje zadania ustawowe, przeprowadził badanie zgodności informacji upublicznionych przez OGP GAZ-SYSTEM SA na swojej stronie internetowej z obowiązkami wynikającymi z obowiązujących przepisów w zakresie upubliczniania informacji w odniesieniu do polskiego odcinka gazociągu jamalskiego. W wyniku przeprowadzonego monitoringu stwierdzono, że OGP GAZ-SYSTEM SA spełnia wymagania wynikające z rozporządzenia 715/2009. Operator w sposób regularny i z zachowaniem ciągłości, w znormalizowanej formie przedstawia informacje dla poszczególnych punktów systemu (w tym dla usługi przesyłania w kierunku wstecznym na punkcie SGT Mallnow rewers) w postaci zbitej do informacji przedstawionych odnośnie krajowego systemu gazowego, w szczególności dotyczące:

- schematu systemu gazociągów tranzytowych wraz z punktami wejścia/wyjścia,
- parametrów charakteryzujących jakość przesyłanego gazu,

- planowanych prac, mogących powodować zmiany w warunkach funkcjonowania systemu gazociągów tranzytowych, wpływające na ograniczenia w przesyłce paliwa gazowego,
- 18-miesięcznej oraz długoterminowej prognozy dostępnej zdolności przesyłowej dla poszczególnych punktów właściwych,
- dostępnej dobowej zdolności przerywanej na następny dzień, a także
- danych archiwalnych dotyczących rocznego zrealizowanego przepływu na punktach wejścia/wyjścia oraz miesięcznych wskaźników maksymalnego i minimalnego wykorzystania zdolności przesyłowej od 2008 r.

OGP GAZ-SYSTEM SA publikuje także na stronie internetowej, zarówno w odniesieniu do krajowego systemu gazowego, jak i do systemu gazociągów tranzytowych, wymagane informacje odnośnie stawek opłat oraz metodologii kalkulacji i struktury taryf dla usług przesyłania paliw gazowych, załączając dodatkowo odpowiednie kalkulatory opłat za usługi przesyłania oraz usługi dodatkowe.

2.4. Przesłanki i ocena bezpieczeństwa dostarczania gazu ziemnego

2.4.1. Uzgadnianie projektów planów rozwoju gazowniczych 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 wydawaniem 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

Operator systemu przesyłowego (OGP GAZ-SYSTEM SA)

W 2012 r. obowiązywał plan rozwoju operatora sieci przesyłowej OGP GAZ-SYSTEM SA uzgodniony na okres od 1 maja 2010 r. do 30 kwietnia 2014 r. Został on uzgodniony jeszcze w 2009 r. i szczegółowa informacja na temat tego planu znajduje się w sprawozdaniu Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki za 2009 r. W 2012 r. w stosunku do informacji w tym zakresie zawartych w powołanym wyżej sprawozdaniu nic się nie zmieniło.

Operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSD)

W 2012 r. dla OSD uzgodniony został uzasadniony poziom nakładów inwestycyjnych na lata 2012–2013. Przy czym dla trzech spośród nich dotyczył on inwestycji, których zakres rzeczowy

uzgodniony został w 2009 r. (i obejmował okres 2009–2013). Natomiast dla trzech pozostałych odnosił się do zaktualizowanych planów na lata 2012–2013. Ze względu na przedłużające się prace nad wprowadzeniem nowej metodologii oceny przedsięwzięć inwestycyjnych przedsiębiorstw gazowniczych opracowanej w ramach projektu Transition Facility 2006/018–180.02.04, wyżej wymienione uzgodnienia uzasadnionych poziomów nakładów i aktualizacji planów rozwoju dokonano na bazie dotychczasowej metodologii.

Tabela 46. Zestawienie nakładów inwestycyjnych (suma: sześciu OSD oraz OSP) w cenach bieżących

Rok	Nakłady inwestycyjne	
	plan [tys. zł]	wykonanie [tys. zł]
2007	1 209 658	1 033 143
2008	1 276 197	1 224 561
2009	1 705 464	1 430 122
2010	1 907 838	1 454 936
2011	2 264 962	1 773 655
2012	3 056 846	2 173 850
2013	2 265 023	–

Źródło: URE.

Przedsiębiorstwa gazownicze pełniące funkcje OSD

W 2012 r. Prezes URE uzgodnił jeden projekt planu rozwoju przedsiębiorstwa gazowniczego pełniącego funkcję OSD, przedłożony jeszcze w 2011 r. Dodatkowo projekty planów rozwoju czterech przedsiębiorstw gazowniczych pełniących funkcję OSD są nadal w fazie uzgodnień.

2.4.2. Udzielanie zgody na budowę gazociągu bezpośredniego

Zgodnie z art. 7a ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne budowa gazociągu bezpośredniego, zdefiniowanego w art. 3 pkt 11e ww. ustawy (gazociąg, który został zbudowany w celu bezpośredniego dostarczania paliw gazowych do instalacji odbiorcy z pominięciem systemu gazowego), wymaga przed wydaniem pozwolenia na budowę w rozumieniu przepisów prawa budowlanego, uzyskania zgody Prezesa URE. Zgoda ta jest udzielana w drodze decyzji. W ramach postępowania o udzielenie takiej zgody Prezes URE – zgodnie z art. 7a ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne – uwzględnia następujące przesłanki:

- wykorzystanie zdolności przesyłowych istniejącej sieci gazowej,
- odmowę świadczenia usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych istniejącą siecią gazową podmiotowi występującemu o uzyskanie zgody oraz nieuwzględnienie złożonej przez niego skargi na tę odmowę.

W 2012 r. nie wpłynął żaden wniosek ani nie wydano żadnej decyzji w sprawie wyrażenia zgody na budowę gazociągu bezpośredniego.

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

Na mocy postanowień ustawy o zapasach, Prezes URE, w drodze decyzji, weryfikuje bądź ustala zapasy obowiązkowe importowanego gazu ziemnego, w ilościach odpowiadających w okresie od 1 października 2012 r. do 30 września 2013 r. – co najmniej 30-tu dniom średniego dziennego przywozu tego gazu realizowanego przez przedsiębiorstwo wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przywozu gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży odbiorcom. Celem utrzymywania zapasów obowiązkowych jest zabezpieczenie przed negatywnymi skutkami zakłóceń w dostawach gazu ziemnego, umożliwiające podjęcie szybkich działań interwencyjnych pozwalających wyrównać braki w bilansie dostaw tego gazu na rynek.

Weryfikacja wskazanych zapasów dotyczy przedsiębiorstw, które prowadzą już działalność w zakresie przywozu gazu w celu jego dalszej odsprzedaży odbiorcom, natomiast ich ustalenie odnosi się do podmiotów, które rozpoczynają działalność w zakresie przywozu gazu w celu jego dalszej odsprzedaży.

W pierwszym przypadku wielkość obowiązkowych zapasów gazu ziemnego przedsiębiorstwo ustala na podstawie wielkości jego przywozu, w okresie od 1 kwietnia ubiegłego roku do 31 marca danego roku, wynikających ze – sporządzanych przez nie – sprawozdań statystycznych. Informację o wielkościach zapasów ustalonych na podstawie realizowanego już przywozu, przedsiębiorstwo obowiązane jest przedłożyć Prezesowi URE do 15 maja danego roku.

Natomiast w przypadku drugim – stosownie do postanowień art. 25 ust. 5 ustawy o zapasach – 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 gazu przywiezionego w dotychczasowym okresie prowadzenia działalności.

W 2012 r. Prezes URE wydał jedną decyzję, którą zweryfikował ustaloną przez PGNiG SA wielkość zapasów, jakie Przedsiębiorstwo to obowiązane jest utrzymywać w okresie od 1 października 2012 r. do 30 września 2013 r. Przedsiębiorstwo wielkość tę (przyjmując 365 dni w roku) ustaliło na poziomie 886,12 mln m³, zaś Prezes URE na poziomie 883,7 mln m³ (w związku z tym, że rok stanowiący podstawę wyznaczenia omawianych zapasów liczył 366 dni). Wprowadzenie wielkości zapasów w wysokości 883,7 mln m³ jest wielkością minimalną i wielkość wyższa była wielkością prawnie dopuszczalną, to jednak – biorąc pod uwagę koszty utrzymania zapasów, które ponoszą wszyscy odbiorcy Przedsiębiorstwa – Prezes URE nie znalazł podstaw do ich ustalenia w ilości większej od ilości minimalnej.

2.4.4. Zatwierdzanie planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego

Jak stanowi art. 53 ustawy o zapasach, jeżeli w ocenie operatora systemu przesyłowego gazowego lub operatora systemów połączonych gazowych działania, o których mowa w art. 50 i art. 52 tejże ustawy, nie spowodują przywrócenia stanu bezpieczeństwa paliwowego państwa w zakresie gazu ziemnego, operator ten, z własnej inicjatywy lub na podstawie informacji uzyskanych od przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie przywozu gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży odbiorcom, zgłasza ministrowi właściwemu do spraw gospodarki potrzebę wprowadzenia ograniczeń w poborze gazu ziemnego, zgodnie z planami wprowadzania ograniczeń, o których mowa w art. 58 ust. 1 ustawy o zapasach. Art. 54 ust. 1 ustawy o zapasach określa, iż ograniczenia polegające na ograniczeniu maksymalnego godzinowego i dobowego poboru gazu ziemnego, mogą zostać wprowadzone w przypadku:

- zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa,
- nieprzewidzianego wzrostu zużycia gazu ziemnego przez odbiorców,
- wystąpienia zakłóceń w przywozie gazu ziemnego,
- awarii w sieciach operatorów systemów gazowych,
- zagrożenia bezpieczeństwa funkcjonowania sieci gazowych,
- zagrożenia bezpieczeństwa osób,
- zagrożenia wystąpieniem znacznych strat materialnych,
- konieczności wypełnienia przez Rzeczpospolitą Polską zobowiązań międzynarodowych.

Ograniczenia w poborze gazu ziemnego mogą być wprowadzone przez Radę Ministrów, na wniosek ministra właściwego do spraw gospodarki, w drodze rozporządzenia, na czas oznaczony, na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części, biorąc pod uwagę znaczenie odbiorców dla gospodarki i funkcjonowania państwa, w szczególności zadania wykonywane przez tych odbiorców oraz okres, na jaki będą wprowadzane te ograniczenia (art. 56 ust. 1 ustawy o zapasach).

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 ustawy o zapasach, 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 te plany, do 15 listopada danego roku, Prezesowi URE do zatwierdzenia w drodze decyzji. W myśl art. 58 ust. 3 ustawy o zapasach, podmioty obowiązane do sporządzania planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego, informują odbiorców o ustalonej dla nich w zatwierdzonym planie wprowadzania ograniczeń maksymalnej ilości poboru gazu ziemnego w poszczególnych stopniach zasilania. Wielkości te, określone w zatwierdzonych planach wprowadzania ograniczeń, stają się integralną częścią umów sprzedaży, umów o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji gazu ziemnego oraz umów kompleksowych, w rozumieniu art. 5 ust. 2 pkt 1 i 2 oraz ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne.

Zgodnie z rozporządzeniem Rady Ministrów z 19 września 2007 r. w sprawie sposobu i trybu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego⁸¹⁾ – dalej: „rozporządzenie”, przedkładane przez operatorów plany ograniczeń składają się z dwóch części, przy czym pierwsza część planu zawiera informacje dotyczące okresu obowiązywania planu, trybu wprowadzania ograniczeń przez operatora systemu gazowego, sumarycznych, maksymalnych godzinowych i dobowych ilości poboru gazu ziemnego dla poszczególnych stopni zasilania od 2 do 10 – określonych w danym planie dla poszczególnych rodzajów gazu ziemnego, sporządzone w formie zestawienia. Natomiast druga część planu ograniczeń zawiera informacje o maksymalnych godzinowych i dobowych ilościach poboru gazu ziemnego, w stopniach zasilania od 2 do 10, dla poszczególnych odbiorców ujętych w planie. Jak wskazuje rozporządzenie ograniczeniami objęci są odbiorcy, spełniający łącznie następujące warunki: pobierający gaz ziemny w punkcie wyjścia z systemu gazowego, jeżeli suma mocy umownych określonych w umowach, o których mowa w art. 5 ust. 2 pkt 2 oraz ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne, dla tego punktu wyjścia wynosi co najmniej 417 m³/h i ujęci w planach wprowadzania ograniczeń, o których mowa w art. 58 ust. 1 ustawy o zapasach (§ 4 ust. 1 rozporządzenia), przy czym ograniczenia wynikające z planów wprowadzania ograniczeń nie mają zastosowania do odbiorców gazu ziemnego w gospodarstwach domowych.

Stosownie do art. 59 ust. 1 ustawy o zapasach, w okresie obowiązywania ograniczeń, wprowadzonych zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 56 ust. 1 tejże ustawy, operator systemu przesyłowego gazowego, tj. przedsiębiorca OGP GAZ-SYSTEM SA:

- realizuje obowiązki związane z wprowadzaniem ograniczeń, przez ustalanie i podawanie do publicznej wiadomości stopni zasilania, zgodnie z planami wprowadzania ograniczeń,
- koordynuje działania przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym, innych operatorów systemów gazowych, operatorów systemów magazynowania gazu ziemnego, operatorów systemów skraplania gazu ziemnego w celu zapewnienia bezpieczeństwa systemu gazowego i realizacji ograniczeń wprowadzonych na podstawie art. 56 ust. 1 ustawy o zapasach,
- dysponuje pełną mocą i pojemnością instalacji magazynowania gazu ziemnego oraz skraplania gazu ziemnego przyłączonych do systemu gazowego oraz uruchamia zapasy obowiązkowe gazu ziemnego.

W 2012 r. do Prezesa URE wpłynęło 31 wniosków o zatwierdzenie planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego od Operatorów Systemów Dystrybucyjnych gazowych i jeden wniosek w tej sprawie od Operatora Gazociągów Przesyłowych. Prezes URE decyzjami wydanymi w grudniu 2012 r., zatwierdził plany wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego przedstawione przez siedmiu operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych. Dodatkowo, w lutym 2012 r. Prezes URE wydał decyzję w trybie art. 155 Kodeksu postępowania administracyjnego dotyczącą zmiany planu ograniczeń zatwierdzonego w 2011 r., co było następstwem zmian dokonanych w umowach z odbiorcami.

Wnioski pozostałych operatorów ws. zatwierdzenia planów ograniczeń na kolejny okres, w tym wniosek operatora systemu przesyłowego gazowego, będą rozpatrzone w 2013 r.

⁸¹⁾ Dz. U. z 2007 r. Nr 178, poz. 1252.

2.4.5. Monitorowanie warunków świadczenia usług magazynowania paliw gazowych

W 2012 r. OSM dysponował instalacjami magazynowymi w podziemnych magazynach gazu o łącznym wolumenie pojemności w wysokości 1 821,89 mln m³ oferując ciągle i przerywane usługi długo- i krótkoterminowe w formie pakietów, pakietów elastycznych i usług magazynowania rozdzielonych oraz usługi dobowe.

W ramach monitoringu OSM wskazał również, że zasady udostępniania zdolności magazynowych zostały określone przez niego w:

- Regulaminie Świadczenia Usług Magazynowania (RŚUM),
- Harmonogramie pierwszej procedury udostępniania nowych zdolności magazynowych w instalacjach magazynowych – PMG Strachocina, KPMG Mogilno,
- Harmonogramie procedury udostępniania nowych zdolności magazynowych w instalacji magazynowej PMG Wierzchowice,
- Taryfie w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego.

W odniesieniu do konieczności stosowania przez OSM wymogów przejrzystości w ramach prowadzonego monitoringu ustalono, że na stronie internetowej OSM, każdy zainteresowany podmiot mógł uzyskać szczegółowe informacje dotyczące oferowanych usług oraz stosowanych warunków zawierania umów, a także szczegółowe informacje dotyczące bieżącej i planowanej pracy Podziemnych Magazynów Gazu (http://osm.pgnig.pl/osm/uslugi/stan_napel), w tym:

- stan napełnienia każdego z podziemnych magazynów gazu na początek i na koniec doby magazynowej – stan uaktualniany raz na dzień,
- dobowe ilości zatłoczonego/odebranego paliwa gazowego – stan uaktualniany raz na dzień,
- niezakontraktowane zdolności magazynowe,
- planowane i nieplanowane przestoje w instalacjach magazynowych,
- dostępne niewykorzystane moce w ramach Umowy Magazynowej Dobowej – publikowane w ciągu kilku minut od pojawienia się niewykorzystanych nominalnych mocy zatłaczania i nominalnych mocy odbioru.

2.4.6. Monitorowanie wypełniania obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego

W 2012 r. Prezes URE, działając na podstawie art. 30 ust. 1 ustawy o zapasach, przeprowadził kontrolę wypełniania przez zobowiązane do tego podmioty obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego. Badaniem zostały objęte trzy przedsiębiorstwa, przy czym jedno postępowanie zostało zakończone na początku 2013 r., a dwa nadal są prowadzone. Zakończony badanie wykazało, że PGNiG SA nie naruszyło w badanym okresie przepisów ustawy o zapasach. Zapasy obowiązkowe były uruchomione zgodnie z posiadaną przez przedsiębiorstwo decyzją wydaną przez ministra właściwego ds. gospodarki na okres dwóch miesięcy. Zapasy te zostały uzupełnione w wymaganym ustawowo terminie.

2.4.7. Monitorowanie i ocena bezpieczeństwa dostarczania gazu ziemnego

Zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne organem państwa właściwym w sprawach polityki energetycznej, w tym zagadnień związanych z bezpieczeństwem energetycznym, a w szczególności obejmujących nadzór nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w paliwa gazowe, jest Minister Gospodarki. Niemniej, bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego definiowane jako zapewnienie dostępu odbiorców do energii o określonej jakości i po przejrzystych, zależnych od kosztów cenach, jest tym obszarem bezpieczeństwa energetycznego, które za pomocą przydzielonych narzędzi, jest stale monitorowane.

Prowadzone w 2012 r. monitorowanie bezpieczeństwa dostarczania paliw gazowych ukierunkowane było na te obszary funkcjonowania rynku, które odnosiły się do poniżej przedstawionych działań ze szczególnym uwzględnieniem zagadnień dotyczących:

- **koncesji**

W przypadku koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą, brana jest pod uwagę możliwość tworzenia przez podmiot zapasów obowiązkowych, mających wpływ na bezpieczeństwo dostaw. Wnioskodawca takiej koncesji musi posiadać własne pojemności magazynowe, mieć zawartą umowę przedwstępną na świadczenie usługi magazynowania zapasów obowiązkowych lub uzyskać zwolnienie z obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych (w drodze decyzji administracyjnej wydawanej przez Ministra Gospodarki). Ponadto Prezes URE, przy wydawaniu koncesji, informuje przedsiębiorcę o konieczności zapewnienia wymaganego stopnia dywersyfikacji dostaw, zgodnie z rozporządzeniem Rady Ministrów z 24 października 2000 r. w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy. W wydawanych koncesjach OGZ zamieszczany jest warunek dotyczący obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego.

- **taryf**

Pośrednią metodą monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych jest taryfowanie przedsiębiorstw infrastrukturalnych. W trakcie procesu taryfowego rozstrzygany jest zakres finansowania majątku (przesyłowego, dystrybucyjnego, magazynowego oraz instalacji skroplonego gazu ziemnego) niezbędnego dla dostarczania paliw do odbiorców. Wielkość nakładów inwestycyjnych na majątek sieciowy, wysokość kwot przeznaczanych na remonty i modernizacje tego majątku decydują o jego stanie fizycznym, czyli bezpieczeństwie operacyjnym. Przegląd rocznych i kwartalnych sprawozdań przesyłanych przez przedsiębiorstwa GK PGNiG SA oraz OGP GAZ-SYSTEM SA wskazują, że zatwierdzone taryfy zapewniły dobrą kondycję finansową przedsiębiorstw, tym samym możliwość finansowania zamierzeń inwestycyjnych, modernizacyjnych i prac remontowych.

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

Operatorzy systemów przesyłowych, dystrybucyjnych, połączonych przedkładają do zatwierdzenia Prezesowi URE plany ograniczeń w poborze gazu ziemnego na wypadek sytuacji awaryjnych. Tworzenie takich planów ma ułatwić zapewnienie bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego w przypadkach: zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa, nieprzewidzianego wzrostu zużycia gazu ziemnego przez odbiorców, wystąpienia zakłóceń w przywozie gazu ziemnego, awarii w sieciach operatorów systemów gazowych, zagrożenia bezpieczeństwa funkcjonowania sieci, zagrożenia bezpieczeństwa osób, zagrożenia wystąpieniem znacznych strat materialnych oraz konieczności wypełnienia przez Rzeczpospolitą Polską zobowiązań międzynarodowych (por. art. 54 ust. 1 ustawy o zapasach).

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

Uzgadnianie z Prezesem URE projektów planu rozwoju sieci 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.

- **ustalania w drodze decyzji wielkości obowiązkowych zapasów paliw gazowych oraz monitorowanie utrzymywania tych zapasów**

Powyższe jest kolejnym dla regulatora źródłem informacji istotnych z punktu widzenia oceny bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych. W 2012 r. obowiązek utrzymywania zapasu obowiązkowego gazu ziemnego realizowany był w czterech podziemnych magazynach gazu, w tym jednym kawernowym: KPMG Mogilno, PMG Husów, PMG Strachocina i PMG Wierzchowice. W okresie od 1 października 2011 r. do 30 września 2012 r. PGNiG SA utworzyło zapas obowiązkowy w ilości 555,8 mln m³. Natomiast w okresie od 1 października 2012 r. do 30 września 2013 r. PGNiG SA ma obowiązek utrzymywania zapasu obowiązkowego w ilości 883,7 mln m³ (wyniki monitorowania wielkości zapasów gazu ziemnego zostały omówione w pkt 2.4.6. Monitorowanie wypełniania obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego).

- **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 zagranicy⁸²⁾. Powyższe wielkości określają na okres od 2001 r. do 2020 r. maksymalny udział gazu importowanego z jednego kraju pochodzenia, w stosunku do całkowitej

⁸²⁾ Dz. U. z 2000 r. Nr 95, poz. 1042.

wielkości gazu importowanego w danym roku. W świetle przepisów powołanego rozporządzenia w latach 2010–2014 maksymalny udział importowanego gazu z jednego kraju pochodzenia w stosunku do całkowitej wielkości gazu importowanego w danym roku nie mógł być wyższy niż 70%.

Zgodnie z art. 32 ust. 1 pkt 4 i ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, koncesji wymaga wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą (OGZ), 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.

Prezes URE corocznie przeprowadza monitoring poziomu dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy i analizuje przestrzeganie przepisów ww. rozporządzenia przez podmioty posiadające koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą.

W 2012 r. Prezes URE przeprowadził po raz kolejny monitoring stopnia dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego zrealizowanych przez koncesjonariuszy, dotyczący wypełniania ww. obowiązku w 2012 r. oraz ukończył badanie poziomu dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy za 2010 r.

W wyniku przeprowadzonego badania poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy na podstawie informacji przedstawionych przez koncesjonariuszy ustalono, iż dwóch koncesjonariuszy w 2010 r. nie wypełniło obowiązku dywersyfikacji źródeł gazu.

Wobec ww. koncesjonariuszy zostały wszczęte postępowania w sprawie wymierzenia kary na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 12 ustawy – Prawo energetyczne za nieprzestrzeganie obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy, a tym samym naruszenie warunków koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą. W jednym przypadku postępowanie zostało zawieszono z urzędu z uwagi na wystąpienie zagadnienia wstępnego.

W związku z uzyskanymi wynikami monitoringu poziomu dywersyfikacji dostaw gazu za rok 2011 Prezes URE wszczął dwa postępowania administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej w związku z nie przestrzeganiem obowiązku dywersyfikacji źródeł gazu w 2011 r. Przy czym, w jednym przypadku, postępowanie dotyczy nieprzestrzegania obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego zarówno w 2011 r., jak i 2010 r.

W odniesieniu do jednego koncesjonariusza badanie poziomu realizacji obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego w 2011 r. na 31 grudnia 2012 r. nie zostało zakończone z uwagi na niepełne wyjaśnienia przedsiębiorcy.

- **monitorowanie zarządzania ograniczeniami systemowymi**

W wyniku monitorowania mechanizmów zarządzania ograniczeniami identyfikowane były bariery ograniczające możliwość korzystania z sieci. Pozwoliło to na podjęcie działań zmierzających do ich minimalizacji.

OGP GAZ-SYSTEM SA, jak co roku, przygotował Plany Ograniczeń w ścisłej współpracy z odbiorcami.

OSP zawarł Porozumienie o współpracy międzyoperatorskiej z OSM. Podstawowym celem dokumentu jest optymalizacja współpracy Podziemnych Magazynów Gazu z systemem przesyłowym oraz stabilna praca systemu przesyłowego. W 2012 r. zrealizowano również zadania w zakresie zarządzania przesyłem gazu ziemnego polegające m.in. na modernizacji ważniejszych istniejących obiektów systemu przesyłowego. Zmodernizowano system dyspozytorski SCADA. Zintegrowano systemy dyspozytorskie z systemem do zarządzania i obsługą Umów Przesyłowych. Przystosowano systemy do bilansowania w jednostkach energii.

- **ograniczenia handlowe w dostawach paliwa gazowego wprowadzone w 2012 r.**

Ograniczenia handlowe w dostawach paliwa gazowego z uwagi iż są rynkowym środkiem zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu są kluczowym narzędziem dla zapewnienia dostaw gazu ziemnego.

W I półroczu 2012 r. w związku z wysokim zapotrzebowaniem odbiorców na paliwo gazowe (ponad 60 mln m³/dobę) i prognozowanym jego dalszym wzrostem, jak również w związku ze sczerpywaniem gazu ziemnego dostępnego w ramach zapasu handlowego i zagrożeniem wystąpienia niezbilansowania, PGNiG SA wprowadziło ograniczenia handlowe w dostawach paliwa gazowego do trzech odbiorców przemysłowych.

Ocena bezpieczeństwa dostarczania gazu ziemnego

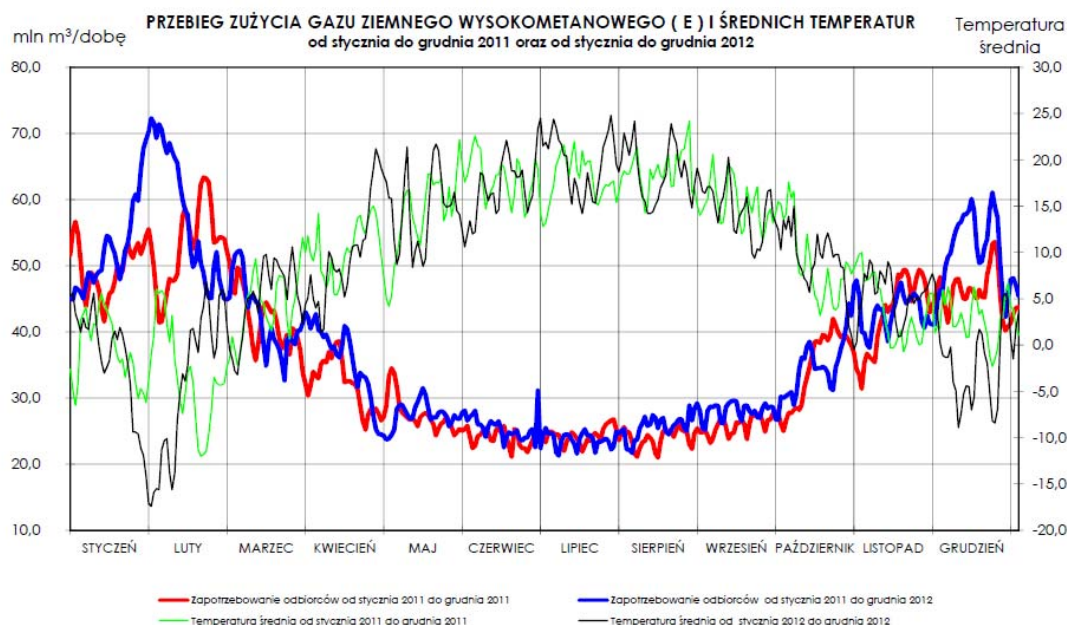
Przeprowadzając ocenę stanu bezpieczeństwa dostarczania gazu ziemnego w Polsce wzięto pod uwagę zarówno zapisy prawodawstwa krajowego, jak i wspólnotowego. W szczególności odniesiono się do bezpieczeństwa dostaw, w tym mechanizmów i procedur kryzysowych oraz zakresu dotyczącego wspierania inwestycji infrastrukturalnych, jak i polityki energetycznej Polski i innych państw europejskich oraz Komisji Europejskiej.

Niezwykle istotny wpływ na ocenę bezpieczeństwa dostaw miały takie czynniki, jak:

- zapotrzebowanie rynku na paliwa gazowe (maksymalne zapotrzebowanie na gaz ziemny w ciągu 2012 r. wynosiło 78,9 mln m³/d),
- stopień dywersyfikacji,
- portfolio kontraktowe na dostawy gazu do Polski,
- stan techniczny i funkcjonalność systemu:
 - przesyłowego (długość 10 601 km);
 - magazynowego (pojemność czynna 1,8 mld m³ na gaz ziemny wysokometanowy i 0,230 mld m³ na gaz ziemny zaazotowany);
 - systemów dystrybucyjnych (długość sieci 157 448,74 km na podstawie monitoringu),
- stopień połączeń polskiego systemu gazowego z systemem europejskim (zdolności importowe systemu przesyłowego 5,3 mln m³/h),
- potencjał wydobywczy (4,4 mld m³/rok).

Kluczowym czynnikiem dla oceny bezpieczeństwa dostaw jest charakterystyka popytu na gaz ziemny, który zależy od pory roku. Przyczyną zmienności zapotrzebowania są głównie wahania temperatur otoczenia. Dokładnie widać to na poniższym rysunku. Największe nierównomierności zużycia gazu występują w okresie grzewczym, gdy gwałtownie wzrasta zapotrzebowanie na gaz ziemny. Infrastruktura gazowa musi więc być przygotowana do zaspokojenia szczytowego zapotrzebowania.

Rysunek 23. Przebieg zużycia gazu ziemnego wysokometanowego i średnich temperatur w latach 2011 i 2012



Źródło: OGP GAZ-SYSTEM SA.

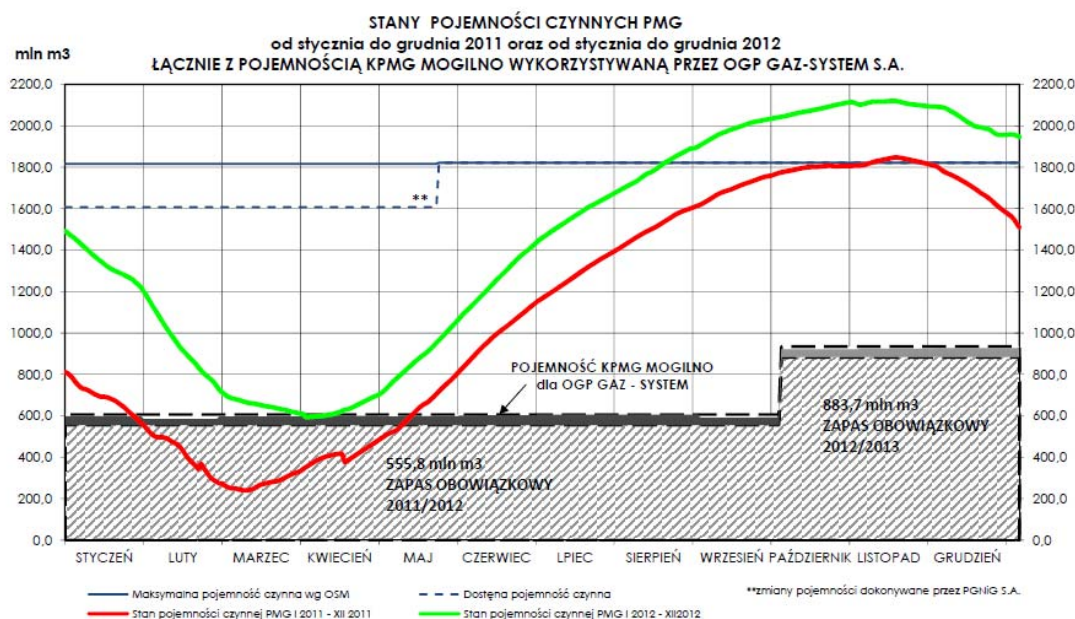
Przygotowania do sezonu jesienno-zimowego 2011/2012 były poprzedzone napełnieniem podziemnych magazynów gazu, które pełnią w systemie niezwykle istotną rolę regulatora nierównomierności zapotrzebowania. Większość z PMG to magazyny w byłych złożach gazu, charakteryzujące się niewielką, w stosunku do pojemności czynnej, zdolnością opróżniania. KPMG Mogilno to jedyny magazyn szczytowy dysponujący dużą zdolnością odbioru, zbudowany

w kawernach solnych. Istotną jego cechą jest możliwość natychmiastowego przestawienia w cyklu odbioru na cykl zatłaczania i odwrotnie, co jest często wykorzystywane w praktyce. OGP GAZ-SYSTEM SA dysponuje w magazynie KPMG Mogilno 50 mln m³, które są przeznaczone na potrzeby realizacji zadań operatora systemu przesyłowego gazowego, w tym bilansowanie systemu gazu ziemnego wysokometanowego.

W 2012 r. zakończono prace rozbudowy PMG Strachocina zwiększające pojemności czynnych ze 150 mln m³ do 330 mln m³. Niestety nie udało się zakończyć prac nad rozbudową PMG Wierzchowice z pojemności 575 mln m³ do 1 200 mln m³. Prace te powinny być zakończone w 2013 r. Obecnie magazyn ten jest w trakcie próbnej eksploatacji i w chwili obecnej ilość gazu zatłoczonego do magazynu oraz maksymalny stan magazynowy uwzględnia 171,0 mln m³ gazu zatłoczonego i przekwalifikowanego w III kwartale 2012 r. na gaz buforowy. Na koniec 2012 r. pojemność czynna magazynów w Polsce wynosiła 1,8 mld m³ na gaz ziemny wysokometanowy i 0,230 mld m³ na gaz ziemny zaazotowany.

Zgodnie z charakterystyką pracy magazynów zczyerpywanie magazynów rozpoczęło się jeszcze w grudniu 2011 r., z uwagi na niskie temperatury, kiedy to zapotrzebowanie odbiorców na gaz ziemny wynosiło ok. 60 mln m³ na dobę. Szczytowe zapotrzebowanie odbiorców wystąpiło jednak dopiero w lutym i w systemie wysokometanowym przekroczyło 70 mln m³ na dobę, a wartość maksymalnego zapotrzebowania na gaz ziemny dotycząca zarówno systemu przesyłowego wysokometanowego, jak i zaazotowanego wyniosła 78,9 mln m³ na dobę i była jednym z najwyższych w historii gazownictwa w Polsce. Porównanie prac magazynów w 2011 r. i 2012 r. przedstawia poniższy rysunek.

Rysunek 24. Porównanie stanów pojemności czynnych PMG w latach 2011 i 2012



Źródło: OGP GAZ-SYSTEM SA.

Zgodnie z przyjętymi w Polsce rozwiązaniami na rzecz bezpieczeństwa dostaw ustawa o zapasach nakłada na PGNiG SA obowiązek utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu. Zgodnie z decyzją Prezesa URE w okresie od 1 października 2011 r. do 30 września 2012 r. wynosił 555,8 mln m³. Jak widać na rysunku powyżej, w 2012 r. najniższy stan pojemności czynnych nie był mniejszy niż ustalona na ten rok wielkość zapasów obowiązkowych. Pomimo tego w lutym OGP GAZ-SYSTEM SA (po wniosku PGNiG SA) otrzymał zgodę na uruchomienie zapasów obowiązkowych gazu ziemnego od Ministra Gospodarki. Było to związane z techniczną charakterystyką pracy magazynów oraz obowiązkiem wynikającym z art. 24 ust. 2 pkt 2 ustawy o zapasach, który mówi, że zapasy obowiązkowe gazu ziemnego powinny być utrzymywane w instalacjach umożliwiającym odbiór gazu w okresie nie dłuższym niż 40 dni. Aby spełnić ten wymóg zapasy obowiązkowe muszą być uruchomiane zanim zostaną wykorzystane pozostałe wielkości

gazu znajdujące się w magazynach. Sytuacja ta powinna ulec poprawie, gdy zostaną oddane do użytku rozbudowywane lub budowane obecnie podziemne magazyny gazu, w tym KPMG Kossakowo, który jak magazyn KPMG Mogilno będzie magazynem kawernowym. Według planów PGNiG SA do 2015 r. pojemność czynna magazynowa w zakresie gazu wysokometanowego wzrośnie do wielkości rzędu ok. 2,8 mld m³.

Oprócz działań w zakresie rozbudowy instalacji magazynowych niezbędna jest równoległa rozbudowa sieci przesyłowej oraz połączeń międzysystemowych. Tylko łączne działania nad rozbudową całej infrastruktury przyczyni się do zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego kraju i pozwoli na szybkie reagowanie w sytuacjach awaryjnych.

Odnosząc się do infrastruktury gazowej Polski należy stwierdzić, iż obecny stopień jej rozwoju, choć ulegający stopniowej poprawie, uniemożliwia w pełni szybką i skuteczną reakcję na zakłócenia w dostawach. Szczególnego znaczenia nabiera tu konieczność intensyfikacji prac na rzecz dalszej rozbudowy połączeń wzajemnych oraz dywersyfikacji dróg i źródeł zaopatrzenia.

W połowie 2012 r. były przygotowane, a następnie zatwierdzone nowe Instrukcje ruchu i eksploatacji systemu przesyłowego i dystrybucyjnego, które regulują prawa i obowiązki stron oraz zasady świadczenia usługi przesyłania. Każda Instrukcja stanowi regulamin w zakresie świadczenia i korzystania z usług przesyłania paliwa gazowego, uwzględniając przy tym wszelkie wymagania prawne i techniczne zawarte w nadrzędnych regulacjach i przepisach dotyczących przesyłania gazu ziemnego. Zadaniem Instrukcji jest również ustanowienie zasad zapewniających bezpieczeństwo i niezawodność dostawy gazu ziemnego do odbiorców oraz utrzymanie równowagi pomiędzy dostawcami i odbiorcami korzystającymi z systemu przesyłowego i dystrybucyjnego.

Operatorzy świadczą usługi przesyłania gazu ziemnego zarówno na zasadach ciągłych, jak i przerywanych. To właśnie umowy na dostarczanie paliwa gazowego świadczone na zasadach przerywanych (przerwanie całkowite lub częściowe) są jednym z rynkowych instrumentów zapewnienia bezpieczeństwa dostaw. Dzięki całkowitej deregulacji cen będzie możliwe wprowadzenie kolejnych mechanizmów rynkowych ograniczenia popytu.

Również tworzone przez operatorów systemów przesyłowych, dystrybucyjnych, plany ograniczeń w poborze gazu ziemnego na wypadek sytuacji awaryjnych ułatwiają zapewnienie bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego w przypadkach: zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa, nieprzewidzianego wzrostu zużycia gazu ziemnego przez odbiorców, wystąpienia zakłóceń w przywozie gazu ziemnego, awarii w sieciach operatorów systemów gazowych, zagrożenia bezpieczeństwa funkcjonowania sieci.

Reasumując, w ramach prowadzonych prac operator systemu przesyłowego OGP GAZ SYSTEM SA w 2012 r. podejmował działania mające na celu:

- minimalizację skutków realizacji scenariuszy kryzysowych,
- likwidację wąskich gardeł w systemie przesyłowym w celu usprawnienia przepływów gazu ziemnego w sieci (rozwój sieci gazowej w Polsce północnej) oraz
- zapewnienie możliwości przesyłania zwrotnego gazu ziemnego na gazociąg Jamał-Europa w punkcie Mallnow oraz rozbudowa punktu Lasów,
- budowę kolejnych połączeń międzysystemowych pomiędzy państwami członkowskimi Unii Europejskiej (połączenie Polska – Czechy, Polska – Słowacja, Polska – Litwa),
- zwiększenie zdolności przesyłowych na połączeniach z systemami przesyłowymi państw członkowskich Unii Europejskiej,
- zwiększenie udziału środków rynkowych w przypadku wystąpienia sytuacji kryzysowej.

Działania te będą miały również kluczowe znaczenie dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw w przyszłości. Szczegółowe plany rozwoju sieci przesyłowej przedstawia rys. 25.

Rysunek 25. Planowany rozwój sieci przesyłowej do roku 2021



Źródło: OGP GAZ-SYSTEM SA.

Jak już wspomniano, ważnym elementem zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju jest stopień dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy i portfolio kontraktowe na dostawy gazu do Polski. W świetle przepisów maksymalny udział importowanego gazu z jednego kraju pochodzenia w stosunku do całkowitej wielkości gazu importowanego w danym roku nie powinien być wyższy niż 70%. Prezes URE corocznie przeprowadza monitoring poziomu dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy i analizuje przestrzeganie przepisów przez podmioty posiadające koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą.

Głównym importerem do Polski jest PGNiG SA, które importuje 10,99 mld m³ gazu, w tym 9,02 mld m³ z kierunku wschodniego na podstawie głównego kontraktu kupna-sprzedaży gazu ziemnego do Rzeczypospolitej Polskiej z 25 września 1996 r. z OOO Gazprom Eksport, obowiązującego do 2022 r. Drugim bardzo ważnym kontraktem jest Umowa sprzedaży gazu Lasów z 17 sierpnia 2006 r. z VNG-Verbundnetz Gas AG., obowiązująca do 1 października 2016 r.

Duży stopień uzależnienia Polski od dostaw gazu z jednego kierunku i występujące w ostatnich latach problemy dostawców z zapewnieniem ciągłości dostaw, wymuszają potrzebę podjęcia działań zmierzających do ograniczenia wpływu tego rodzaju zdarzeń na krajowy rynek gazu. Należy wymienić dwa główne ryzyka wynikające z niskiego wskaźnika dywersyfikacji dostaw, jak również związane z działalnością dostawców gazu: ryzyko rynkowe oraz ryzyka polityczno-rynkowe.

Bardzo istotne dla bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego są działania na rzecz wdrażania w państwach członkowskich Wspólnoty, w tym Polsce, przepisów wynikających z III pakietu energetycznego. Legislacja wspólnotowa dąży bowiem do ujednoczenia zasady funkcjonowania i rozwoju sieci oraz zapewnienia bezpieczeństwa dostaw. W kontekście bezpiecznych dostaw paliwa gazowego niezwykle istotna jest realizacja zapisów rozporządzenia 994/2010. Wypełniając obowiązek nałożony przepisem art. 9 ust. 1 ww. rozporządzenia, pod przewodnictwem Ministerstwa Gospodarki w 2011 r. została przygotowana „Ocena ryzyka związanego z bezpieczeństwem dostaw gazu ziemnego do Polski”. Następnie na podstawie wyników tego opracowania

przygotowano „Plan Działań Zapobiegawczych”. W dokumencie tym, w oparciu o Ocenę Ryzyka, przeanalizowano najpoważniejsze zagrożenia dla bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego, wskazując jednocześnie na możliwe działania, które prowadzą do złagodzenia skutków zakłócenia dostaw. Dokument ten, zgodnie z art. 4 ust. 2 podlega obecnie konsultacji zarówno z organami krajowymi, jak i wspólnotowymi w celu zapewnienia, by projekty planów i środków były zgodne z planami działań zapobiegawczych i planami na wypadek sytuacji nadzwyczajnej innych państw członkowskich.

W obu wspomnianych dokumentach założono, że aby infrastruktura gazownicza mogła być uznana za spełniającą kryteria wystarczające do pokrycia szczytowego zapotrzebowania odbiorców w dniu nadzwyczajnie wysokiego zapotrzebowania na gaz ziemny występującego statystycznie raz na 20 lat, współczynnik N-1 powinien być na poziomie powyżej 100% do 3 grudnia 2013 r. Aktualnie współczynnik ten dla Polski wynosi 102,3% (przeprowadzona w 2012 r. aktualizacja scenariuszy uwzględniła nowy punkt wejścia do systemu przesyłowego Cieszyn, rozbudowę punktu wejścia Lasów oraz zwiększone możliwości dostawy gazu z magazynów gazu związane z rozbudową PMG Wierzchowice i Strachocina. Scenariusze ilustrują stan na szczyt 2012/2013). W 2011 r. wynik analizy N-1 zawarty w Ocenie ryzyka był na poziomie 97,3%. Należy pamiętać, iż przeprowadzone analizy pokazują, że przy niektórych wariantach zakłócenia w dostawach mogą nadal wystąpić problemy z rozprowadzeniem gazu w krajowym systemie przesyłowym. Jest to głównie związane z ograniczeniami kontraktowymi a nie ograniczeniami technicznymi infrastruktury.

W ocenie regulatora kontynuowane w 2012 r. działania na rzecz rozwoju infrastruktury należy ocenić pozytywnie, mimo iż nie pojawiły się wtedy żadne nowe połączenia międzysystemowe. W przypadku inwestycji rozbudowy podziemnych magazynów gazu, w 2012 r. został oddany do użytku PMG Strachocina oraz rozpoczęto rozruch techniczny PMG Wierzchowice. W kolejnych latach będą odczuwalne wyniki obecnie prowadzonych inwestycji, w tym zakończenie budowy terminalu LNG. Zrealizowane inwestycje niewątpliwie miały pozytywny wpływ na poziom bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego do Polski w 2012 r. W przyszłości dostęp do nowych źródeł gazu ziemnego i możliwość magazynowania gazu ziemnego pozwoli na fizyczne zdywersyfikowanie kierunków importu tego surowca.

Kluczowym elementem dla zapewnienia bezpieczeństwa jest także rozwój konkurencyjnego rynku gazu ziemnego, w tym zniesienie regulacji cen. Bowiem w przypadku wystąpienia zakłóceń w dostawach lub nadzwyczajnie wysokiego zapotrzebowania na gaz przedsiębiorstwa energetyczne są zobowiązane stosować jak najdłużej instrumenty oparte na mechanizmach rynkowych (np. ograniczenia handlowe). W przypadku wystąpienia stanu nadzwyczajnego instrumenty oparte na mechanizmach rynkowych powinny również mieć pierwszeństwo przy złagodzeniu skutków zakłócenia w dostawach.

3. CIEPŁOWNICTWO

3.1. Rynek ciepła – ogólna sytuacja

3.1.1. Lokalne rynki ciepła

Sektor usług ciepłowniczych charakteryzuje się lokalnym zasięgiem podmiotów prowadzących działalność w obszarze zaopatrywania odbiorców w ciepło. Specyfika zaopatrzenia w ciepło wynika stąd, że ciepło jest dostarczane do odbiorców za pośrednictwem nośnika ciepła – gorącej wody lub pary, a jego podatność na zmiany podstawowych parametrów (temperatury i ciśnienia) skutkujących obniżeniem jakości w czasie transportu, determinuje jego dostawę rurociągami na bliskie odległości. Powoduje to, że poszczególne źródła i sieci ciepłownicze działają na ogół w obszarze jednej miejscowości lub aglomeracji.

Na lokalnym rynku ciepła konkurencja pomiędzy przedsiębiorstwami ciepłowniczymi możliwa jest praktycznie tylko na etapie podejmowania decyzji o budowie nowych lub rozbudowie istniejących systemów ciepłowniczych. Ostatnio zaobserwowaną tendencją są projekty budowy dodatkowych mocy wytwórczych. Jeżeli zostaną one zrealizowane mogą zdarzyć się przypadki nadwyżki podaży ciepła na lokalnych rynkach. W takiej sytuacji odbiorca, na etapie podejmowania decyzji o sposobie zaopatrzenia obiektu w ciepło (i/lub chłód) będzie miał możliwość wyboru części systemu ciepłowniczego, w tym źródła, z którego będzie zasilany. Przypadek taki może mieć miejsce w sytuacji możliwości przyłączenia się do dwóch odrębnych części systemu ciepłowniczego (odrębnych źródeł ciepła, z których każde zasila wyodrębnione, przyłączone do tego źródła, sieci ciepłownicze). Natomiast w przypadku systemu ciepłowniczego zasilanego z zespołu źródeł wytwarzających ciepło i pracujących na wspólną sieć ciepłowniczą, taki wybór nie jest możliwy, a obowiązek optymalizacji kosztów zakupu ciepła i jego dostawy będzie spoczywał na dystrybutorze ciepła. Dodatkowo należy wspomnieć o istniejących ograniczeniach, które wynikają przede wszystkim z uwarunkowań technicznych (m.in. układ i parametry istniejących sieci). Powyższe uwarunkowania są istotnym elementem działalności gospodarczej w zakresie zaopatrzenia odbiorców w ciepło, która co do zasady ma charakter monopolu naturalnego.

Stan bezpieczeństwa energetycznego na lokalnych rynkach ciepła to przede wszystkim zdolność przedsiębiorstw energetycznych do bieżącego i przyszłego zaspokojenia potrzeb cieplnych odbiorców. Zdolność ta zależy od stanu infrastruktury technicznej przedsiębiorstw ciepłowniczych oraz od możliwości jej modernizacji i rozwoju, będących pochodną zwłaszcza sytuacji ekonomicznej przedsiębiorstw ciepłowniczych i kompetencji kadry zarządzającej. Z uwagi na lokalny wymiar działalności ciepłowniczej, istotnym czynnikiem wpływającym na poziom kondycji finansowej przedsiębiorstw ciepłowniczych, który w sposób szczególny w przypadku ciepłownictwa musi być brany pod uwagę, jest dostępność cenowa ciepła systemowego dla odbiorców, z którą bezpośrednio związana jest regularność wnoszenia opłat z tytułu zaopatrzenia w ciepło. Zaległości płatnicze odbiorców wobec przedsiębiorstw ciepłowniczych mogą powodować trudności w zgromadzeniu środków niezbędnych do utrzymania należytego stanu technicznego urządzeń i instalacji, co w konsekwencji wymaga od tych podmiotów dołożenia szczególnej staranności w działaniach zapobiegających potencjalnym zagrożeniom w utrzymaniu ciągłości zaopatrzenia w ciepło.

Silna zależność od warunków lokalnych a także zaszczości historycznych ma niewątpliwie bezpośredni wpływ na zróżnicowanie rozwiązań organizacyjnych obserwowanych w systemach ciepłowniczych w Polsce. Właścicielami poszczególnych elementów systemów ciepłowniczych (źródeł ciepła, sieci ciepłowniczych, węzłów cieplnych) mogą być różne podmioty, a ich eksploatacją mogą zajmować się różne przedsiębiorstwa.

Zaprezentowany poniżej opis sektora ciepłowniczego został przygotowany w oparciu o dane za 2011 r. zebrane w corocznym badaniu koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych

przeprowadzonym przez Prezesa URE w lutym 2011 r.⁸³⁾ Dane za 2012 r. dostępne będą dopiero po zakończeniu I kwartału 2012 r.⁸⁴⁾

W okresie od 1 stycznia do 31 grudnia 2011 r. na regulowanym rynku ciepła funkcjonowało 480 przedsiębiorstw posiadających koncesje Prezesa URE na działalność związaną z zaopatrzeniem w ciepło, z czego w badaniu wzięło udział 476, tj. 99,2%. Różnica pomiędzy liczbą przedsiębiorstw koncesjonowanych a tymi, które nadsyłały wypełnione formularze sprawozdawcze wynikała z faktu, że nie wszystkie przedsiębiorstwa, które miały koncesje, zajmowały się w 2011 r. koncesjonowaną działalnością ciepłowniczą. Ponadto, niektóre z nich, w okresie sprawozdawczym występowały o cofnięcie koncesji w związku z zaprzestaniem działalności lub znacznym jej ograniczeniem i tym samym odmawiały złożenia sprawozdania.

Koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze były w większości przypadków zintegrowane pionowo i zajmowały się zarówno wytwarzaniem ciepła, jak i jego dystrybucją a także obrotem, w związku z tym posiadały koncesje na różne rodzaje działalności ciepłowniczej. W 2011 r. wszystkie rodzaje koncesjonowanej działalności ciepłowniczej prowadziło 12,8% badanych przedsiębiorstw, 67,2% łączyło wytwarzanie ciepła z przesyłaniem i dystrybucją, 7,6% podmiotów prowadziło wyłącznie działalność wytwórczą, a 12,4% zajmowało się przesyłaniem i dystrybucją połączonymi z obrotem. Część z tych ostatnich wytwarzała zazwyczaj ciepło we własnych źródłach, ale takich, które nie podlegały koncesjonowaniu (suma mocy zainstalowanej w tych źródłach nie przekraczała 5 MW). Z całej badanej grupy przedsiębiorstw 87,6% zajmowało się wytwarzaniem ciepła, a 92,4% świadczyło usługi dystrybucyjne.

Zgodnie z Polską Klasyfikacją Działalności⁸⁵⁾ sektor usług ciepłowniczych stanowią trzy zasadnicze grupy przedsiębiorstw:

- przedsiębiorstwa ciepłownictwa zawodowego (grupa PKD 35.3), 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,
- przedsiębiorstwa elektroenergetyki zawodowej (grupa PKD 35.1), zajmujące się przede wszystkim wytwarzaniem i dystrybucją energii elektrycznej, w których produkcja ciepła jest działalnością dodatkową,
- grupa elektrociepłowni oraz ciepłowni należących do małych, średnich i dużych jednostek przemysłowych oraz usługowych, dla których działalność ciepłownicza to zaledwie ułamek, czasem bardzo niewielki, całej wykonywanej przez nie działalności gospodarczej.

W 2011 r. przedsiębiorstwa należące do grupy PKD 35.3 stanowiły 70,4% badanych koncesjonowanych przedsiębiorstw, należące do grupy PKD 35.1 – 7,1%, a pozostałe – 22,5%.

Koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze cechuje duża różnorodność zarówno pod względem form organizacyjno-prawnych, jak i własnościowych oraz stopnia zaangażowania w działalność ciepłowniczą, a także wielkości produkcji i sprzedaży ciepła pochodzącego, zarów-

⁸³⁾ W ramach badania koncesjonowanych przedsiębiorstw zajmujących się działalnością ciepłowniczą w 2011 r. gromadzone były dane z zakresu:

- charakterystyki techniczno-ekonomicznej przedsiębiorstwa odnośnie 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 związanych z działalnością koncesjonowaną,
- paliw zużywanych do produkcji ciepła,
- nakładów inwestycyjnych na modernizację, rozwój i ochronę środowiska oraz źródeł finansowania tych nakładów.

Koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze wypełniały formularz URE-C1 – *Sprawozdanie z działalności wytwórców, dystrybutorów i przedsiębiorstw obrotu ciepłem w 2011 r.* Wzór formularza oraz objaśnienia do niego umieszczone były na stronach internetowych URE. Zebrane informacje zostały przetworzone elektronicznie i zasilily bazę urzędu oraz zostały przekazane do Ministerstwa Gospodarki i zasilily krajową bazę gospodarki paliwowo-energetycznej. Wyniki badania przedstawiono obszernie w wydawnictwie Prezesa URE „Energetyka ciepła w liczbach – 2011”, które zamieszczone zostało na stronach internetowych URE we wrześniu 2012 r. W publikacji, będącej przede wszystkim zbiorem tablic statystycznych, znalazła się również syntetyczna charakterystyka podstawowych tendencji zaobserwowanych w energetyce ciepłej w 2011 r., oraz informacje o sposobie badania i szczegółowe uwagi metodyczne.

⁸⁴⁾ Dane z badań koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych, za poprzedni rok kalendarzowy, dostępne są zawsze po zakończeniu I kwartału następnego roku, a więc po dacie, o której mowa w art. 24 ustawy – Prawo energetyczne.

⁸⁵⁾ Polska Klasyfikacja Działalności 2007 wprowadzona rozporządzeniem Rady Ministrów z 24 grudnia 2007 r. w sprawie Polskiej Klasyfikacji Działalności (PKD) (Dz. U. Nr 251, poz. 1885, z późn. zm.).

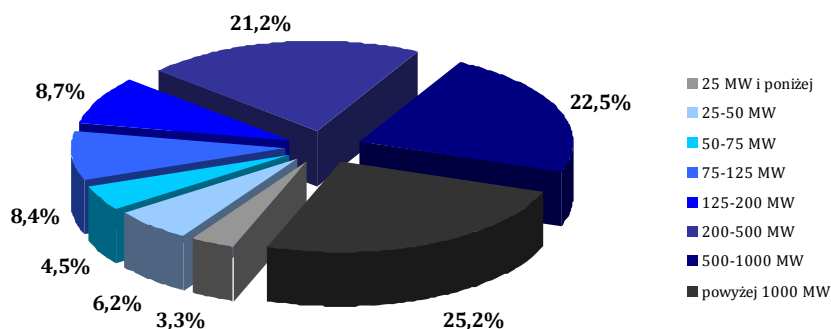
no ze źródeł własnych, jak i kupowanego od innych przedsiębiorstw ciepłowniczych w celu dalszej odsprzedaży.

W 2011 r. prawie 30% podmiotów sektora ciepłowniczego posiadało niejednorodną strukturę właścicielską, co niewątpliwie świadczy o trwających w sektorze procesach prywatyzacyjnych. Spośród pozostałych koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych, charakteryzujących się jednolitą strukturą właścicielską 71,6% było własnością sektora publicznego a pozostałe pozostawały w rękach sektora prywatnego, zarówno inwestorów krajowych, jak i zagranicznych. W zdecydowanej większości przedsiębiorstw będących własnością sektora publicznego funkcje właścicielskie sprawowały organy samorządu terytorialnego (90,0%). Wśród podmiotów należących do sektora prywatnego zdecydowanie przeważała własność prywatnych inwestorów krajowych – 84,2% wszystkich podmiotów będących własnością sektora prywatnego. W rękach inwestorów zagranicznych pozostawało 15,8% podmiotów sektora prywatnego.

Pod względem form organizacyjno-prawnych, w strukturze koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych w 2011 r. zdecydowanie przeważały podmioty prawa handlowego, w tym: spółki z ograniczoną odpowiedzialnością (72,7%) i spółki akcyjne (19,7%); 7,0% stanowiły łącznie przedsiębiorstwa komunalne, gminne zakłady budżetowe, spółdzielnie mieszkaniowe oraz podmioty prywatne, natomiast udział przedsiębiorstw państwowych wynosił tylko 0,6%.

Przedsiębiorstwa ciepłownicze dysponują bardzo zróżnicowanym i rozdrobnionym potencjałem technicznym określanym przez dwie podstawowe wielkości, tj. zainstalowaną moc cieplną i długość sieci ciepłowniczej. Koncesjonowani wytwórcy ciepła wytwarzają ciepło w źródłach różnej wielkości, jednak zdecydowaną przewagą ilościową mają źródła małe. W 2011 r. 13,2% koncesjonowanych przedsiębiorstw wytwórczych dysponowało źródłami o mocy osiągalnej do 10 MW, dalsze 44,1% eksploatowało źródła o mocy od 10 do 50 MW. Tylko siedem przedsiębiorstw miało w swoich źródłach moc osiągalną powyżej 1 000 MW, a ich łączna moc osiągalna stanowiła 1/4 mocy osiągalnej wszystkich źródeł koncesjonowanych. Były to podmioty działające również w obszarze produkcji energii elektrycznej. W 2011 r. całkowita moc cieplna zainstalowana u koncesjonowanych wytwórców ciepła wynosiła 58 301 MW, a osiągalna – 57 561,1 MW.

Rysunek 26. Struktura mocy zainstalowanej według wielkości źródeł w 2011 r.

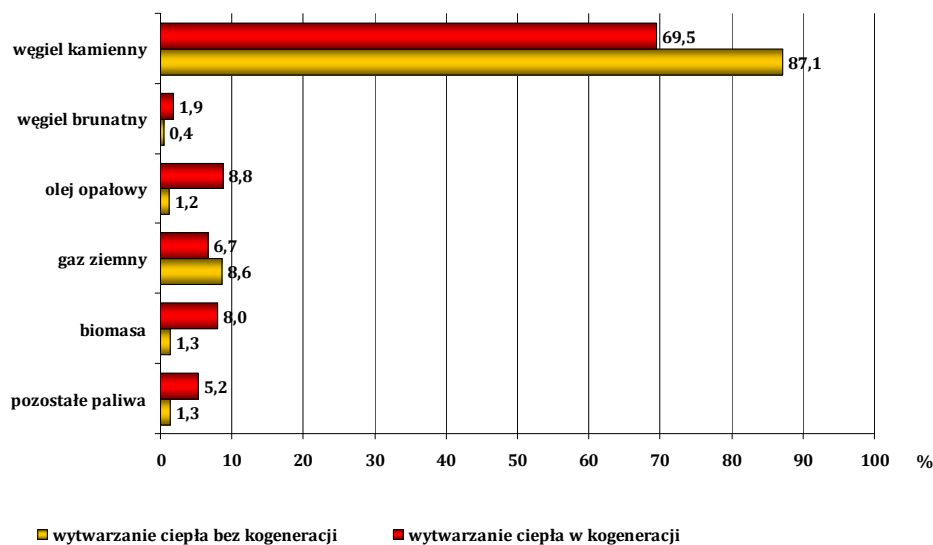


Źródło: URE.

W źródłach ciepła podstawowym paliwem wykorzystywanym do produkcji ciepła był nadal węgiel kamienny. Jednak udział ciepła produkowanego z wykorzystaniem węgla kamiennego systematycznie maleje, w 2011 r. wynosił on 74,1%. Zwiększa się natomiast udział ciepła uzyskiwanego w wyniku spalania biomasy – w 2011 r. wynosił on 6,3%.

Struktura paliw zużywanych do produkcji ciepła była zdecydowanie bardziej zróżnicowana w grupie koncesjonowanych przedsiębiorstw wytwarzających ciepło w procesie kogeneracji. W przedsiębiorstwach wytwarzających ciepło bez kogeneracji nadal dominującym paliwem zużywającym do produkcji ciepła był węgiel kamienny – 87,1%.

Rysunek 27. Struktura produkcji ciepła w kogeneracji i bez kogeneracji według stosowanych paliw w 2011 r.



Źródło: URE.

Zróżnicowanie udziału poszczególnych paliw w wytwarzaniu ciepła jest także duże pod względem terytorialnym. W trzech województwach ponad 90% ciepła wytwarzane było z węgla kamiennego: w warmińsko-mazurskim (94,1%), opolskim (92,6%) i świętokrzyskim (92,0%), natomiast w województwie lubuskim najmniej, bo tylko 18,9%. W województwie mazowieckim 25,4% ciepła wytwarzane było z oleju opałowego ciężkiego, natomiast w województwie lubuskim aż 76,0% ciepła wytworzone zostało z gazu ziemnego. Gaz ziemny w znaczących ilościach zużywany był do wytwarzania ciepła jeszcze w województwach: podkarpackim (33,8%), lubelskim (14,0%) i mazowieckim (10,0%). Najwięcej ciepła z biomasy wytwarzane było w województwach: kujawsko-pomorskim (24,5%), podlaskim (14,8%) oraz pomorskim (14,3%).

Koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze dysponowały w 2011 r. sieciami o łącznej długości 19 620,6 km⁸⁶⁾, z czego ponad 18,9% przedsiębiorstw posiadało sieci krótkie o długości do 5 km. Najdłuższe sieci, o długości powyżej 50 km posiadało tylko 17,1% koncesjonowanych przedsiębiorstw prowadzących działalność w zakresie dystrybucji ciepła.

Wielkością charakteryzującą potencjał sektora jest również zatrudnienie. W latach 2002–2011 średnie zatrudnienie mierzone liczbą etatów przypadających na jedno koncesjonowane przedsiębiorstwo wzrosło o 12,7%, tj. z 71 etatów w 2002 r. do 80 etatów w 2011 r. Koncesjonowane ciepłownictwo zatrudniało łącznie w 2011 r. około 38,3 tys. osób w przeliczeniu na pełne etaty.

Potencjał koncesjonowanego ciepłownictwa charakteryzuje się dużym zróżnicowaniem terytorialnym. Prawie 1/3 wartości majątku ciepłowniczego netto skupiona jest w dwóch województwach: mazowieckim i śląskim. Najniższym udziałem w krajowym potencjale ciepłowniczym charakteryzują się województwa: lubuskie, opolskie, warmińsko-mazurskie, podkarpackie i świętokrzyskie.

⁸⁶⁾ Wielkość ta obejmuje sieci ciepłownicze łączące źródła ciepła z węzłami cieplnymi oraz sieci niskoparametrowe – zewnętrzne instalacje odbiorcze.

Tabela 47. Potencjał koncesjonowanego ciepłownictwa według województw w 2011 r.

Wyszczególnienie	Moc zainstalowana [MW]	Długość sieci [km]	Zatrudnienie [etat]	Aktywa trwałe brutto	Aktywa trwałe netto
				[tys. zł]	
Polska	58 301,0	19 620,6	35 904	42 969 237,3	18 567 726,3
Dolnośląskie	4 057,2	1 538,1	2 340	3 599 161,0	1 868 982,6
Kujawsko-pomorskie	5 322,4	1 236,2	2 484	2 443 067,4	1 325 293,5
Lubelskie	2 806,2	989,5	2 033	1 295 548,7	587 173,3
Lubuskie	1 055,9	282,4	545	622 237,0	371 687,2
Łódzkie	3 475,8	1 463,1	2 762	2 265 086,5	828 973,8
Małopolskie	4 338,4	1 461,8	2 205	3 263 164,7	1 785 478,1
Mazowieckie	9 410,5	3 141,2	4 646	9 684 311,2	3 124 810,0
Opolskie	1 612,5	586,9	1 039	874 594,8	399 769,2
Podkarpackie	1 803,1	730,7	1 565	976 387,6	438 713,8
Podlaskie	1 299,7	588,0	1 464	1 264 163,3	640 878,8
Pomorskie	3 760,4	1 445,5	1 674	3 427 281,5	1 448 317,6
Śląskie	10 877,6	3 094,5	6 741	7 243 327,9	2 898 492,9
Świętokrzyskie	1 396,1	424,7	1 531	841 673,1	460 991,7
Warmińsko-mazurskie	1 494,6	638,0	1 578	986 042,7	424 788,0
Wielkopolskie	3 160,0	1 200,8	1 636	2 602 705,6	1 139 955,1
Zachodniopomorskie	2 430,6	799,2	1 660	1 580 484,2	823 420,7

Źródło: URE.

W 2011 r. łączna wartość majątku trwałego koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych wynosiła brutto prawie 43 mld zł, natomiast netto – 18,6 mld zł. Prawie 74% całego majątku ciepłowniczego netto było w posiadaniu przedsiębiorstw ciepłownictwa zawodowego (grupa PKD 35.3), a niecałe 11% majątku należało do przedsiębiorstw spoza energetyki. Majątek przedsiębiorstw sieciowych i wytwórców ciepła charakteryzuje się wysokim stopniem dekapitalizacji. Jednak w ostatnich latach odnotowano zahamowanie wzrostu wskaźnika dekapitalizacji majątku trwałego⁸⁷⁾, który w 2011 r. ukształtował się na poziomie 56,79%. Najniższym wskaźnikiem dekapitalizacji, podobnie jak w latach ubiegłych, charakteryzował się majątek ciepłowniczny w przedsiębiorstwach spoza energetyki. Reprodukacja majątku trwałego dokonywana była w 2011 r. znacznie powyżej poziomu amortyzacji, o czym świadczyła wartość wskaźnika reprodukcji majątku trwałego w sektorze⁸⁸⁾, który ukształtował się na poziomie 1,72.

Spośród koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych w 2011 r. ponad 74% poniosło nakłady związane z działalnością ciepłowniczą. W 2011 r. przedsiębiorstwa poniosły łącznie nakłady w wysokości 2 714,2 mln zł. Ponad 67% nakładów przedsiębiorstwa przeznaczyły na inwestycje w źródła ciepła, pozostałą część w sieci dystrybucyjne. Od 2002 r. nakłady w źródła ciepła wzrosły 2,5-krotnie, podczas gdy inwestycje w sieci wzrosły o 63%.

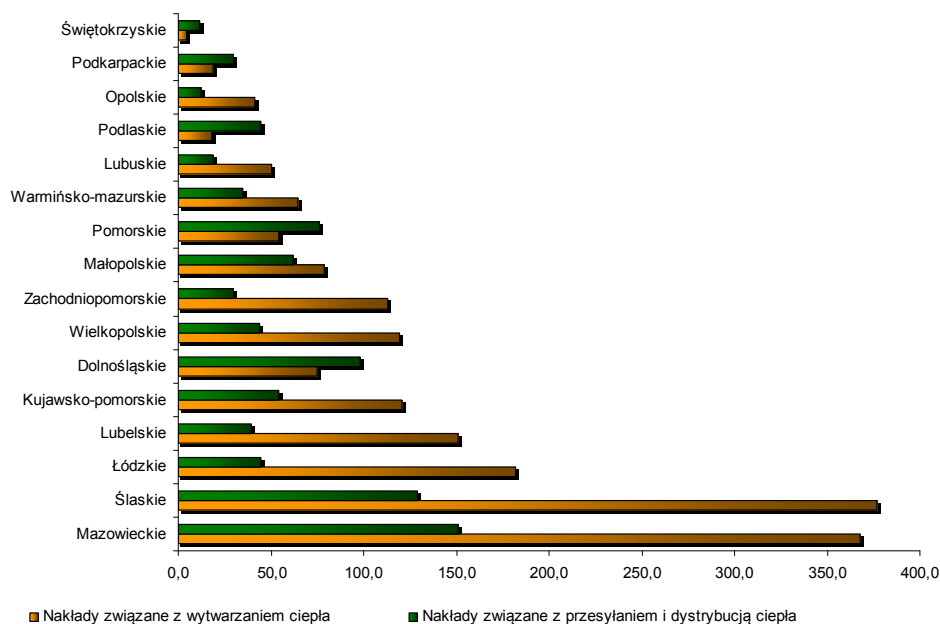
Ponad połowa nakładów inwestycyjnych ponoszonych przez koncesjonowane ciepłownictwo w 2011 r. przypadała na sektor publiczny (52,6%). Jednak zdecydowanie więcej inwestowały przedsiębiorstwa należące do sektora prywatnego. Średnio jedno przedsiębiorstwo w sektorze prywatnym ponosiło nakłady w wysokości 7,1 mln zł, a więc inwestowało o 47% więcej niż przedsiębiorstwo w sektorze publicznym.

Poziom nakładów w poszczególnych województwach został przedstawiony na rys. 28.

⁸⁷⁾ Wskaźnik dekapitalizacji majątku trwałego liczony ilorazem wartości umorzenia majątku do wartości księgowej aktywów trwałych brutto.

⁸⁸⁾ Wskaźnik reprodukcji majątku trwałego liczony ilorazem nakładów inwestycyjnych do amortyzacji.

Rysunek 28. Nakłady inwestycyjne według województw w 2011 r. [mln zł]



Źródło: URE.

Przychody sektora ciepłowniczego w 2011 r. obniżyły się 6,2% w stosunku do roku ubiegłego i ukształtowały się na poziomie 15 433,0 mln zł. Największy udział w przychodach całego sektora stanowiły przychody z wytwarzania (54,7%), a udział przychodów z przesyłania i dystrybucji oraz obrotu ciepłem kształtował się na tym samym poziomie i wynosił 22,6%. Podstawowymi elementami kształtującymi poziom przychodów w przedsiębiorstwach ciepłowniczych są wielkość sprzedaży ciepła oraz jego ceny. Niewątpliwie największy wpływ na obniżenie przychodów sektora miało obniżenie wolumen sprzedawanego ciepła przez przedsiębiorstwa ciepłownicze w 2011 r. ze względu na łagodne warunki pogodowe zimy w 2011 r., jak również zmniejszenie liczby koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych biorących udział w badaniu. W 2011 r. przeciętne przychody jednego koncesjonowanego przedsiębiorstwa kształtowały się na poziomie 32,4 mln zł przy 33,7 mln zł w 2010 r.

Koszty sektora w 2011 r. uległy również obniżeniu, jednak spadek ten był o 1,8 punktu procentowego mniejszy niż spadek przychodów.

Kondycja finansowa sektora mierzona wynikiem finansowym brutto, uległa nieznacznemu pogorszeniu w stosunku do roku ubiegłego. W 2011 r. wynik ukształtował się na poziomie (-) 240 549,3 tys. zł⁸⁹⁾.

3.1.2. Bilans podaży i zużycia ciepła

Podażowa strona rynku

Koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze wytworzyły (wraz z odzyskiem) w 2011 r. ponad 421,3 PJ ciepła. Ponad 64% wyprodukowanego ciepła, tj. 252,2 PJ zostało wytworzone w kogeneracji z produkcją energii elektrycznej. Jednak tylko 21% wszystkich badanych koncesjonowanych przedsiębiorstw wytwarzało ciepło w kogeneracji. Są to w większości duże elektro-

⁸⁹⁾ Zdecydowany wpływ na wynik finansowy koncesjonowanego sektora ciepłowniczego ma wynik finansowy na działalności ciepłowniczey w przedsiębiorstwach wytwarzających ciepło i energię elektryczną w kogeneracji. W tych przedsiębiorstwach nie da się jednoznacznie rozdzielić łącznych kosztów wytwarzania na część dotyczącą ciepła i część dotyczącą energii elektrycznej. Przedsiębiorstwa te same ustalają klucz podziału kosztów wspólnych, aby przedstawić wynik finansowy tylko w zakresie działalności ciepłowniczey, w tym na potrzeby badania Prezesa URE. Zmiany w sposobie podziału łącznych kosztów, dokonane przez te przedsiębiorstwa w ostatnich latach, powodują zaniżoną rentowność na działalności ciepłowniczey także w przypadku wzrostu rentowności na całej działalności (łącznego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej w kogeneracji).

ciepłownie należące do elektroenergetyki zawodowej oraz ciepłownictwa zawodowego, elekrownie po tzw. „uciepłnieniu”, a także elektrociepłownie należące do przedsiębiorstw spoza energetyki. Najczęściej są to duże źródła zaopatrujące w ciepło duże miasta.

Znaczną część wyprodukowanego ciepła koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze zużywały na zaspokojenie własnych potrzeb ciepłych – 34,8% w 2011 r. Pozostała jego część wprowadzona była do sieci ciepłowniczych zarówno własnych, jak również sieci będących własnością odbiorców. Przy czym ostatecznie do odbiorców przyłączonych do sieci, po uwzględnieniu strat podczas przesyłania, trafiło około 57,1% wyprodukowanego ciepła. Ponad 50,0% ciepła oddanego do sieci w 2011 r. było przedmiotem dalszego obrotu.

W 2011 r. wolumen sprzedanego ciepła ogółem (łącznie z odsprzedażą innym przedsiębiorstwom) wyniósł 377 794,2 TJ, a więc był o 13,0% mniejszy niż w roku ubiegłym (434 483,9 TJ). Było to spowodowane przede wszystkim łagodnymi warunkami pogodowymi zimy w 2011 r., co wpłynęło na obniżenie sprzedaży ciepła na potrzeby ogrzewania pomieszczeń. Prawie 40% wolumenu sprzedawanego ciepła realizowane było bezpośrednio ze źródeł, natomiast pozostała część za pośrednictwem sieci ciepłowniczej. Tylko 11,7% ciepła sprzedawanego bezpośrednio ze źródeł zostało dostarczone do odbiorców końcowych, natomiast w przypadku sprzedaży ciepła za pośrednictwem sieci ciepłowniczej udział ten ukształtował się na poziomie 95,1%.

W 2011 r. średnia jednoskładnikowa cena ciepła w kraju, stosowana przez koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze, ukształtowała się na poziomie 39,19 zł/GJ, co oznacza wzrost o 7,4% w stosunku do poprzedniego roku.

W rozliczeniach z odbiorcami przedsiębiorstwa stosują ceny za zamówioną moc cieplną, ceny ciepła, nośnika ciepła, stawki opłat stałych i zmiennych za usługi przesyłania i dystrybucji określone w taryfie przedsiębiorstwa, z którym odbiorca ma podpisaną umowę regulującą kwestie związane z dostarczaniem ciepła. Zakres usług świadczonych odbiorcom przez przedsiębiorstwa ciepłownicze ma bezpośredni wpływ na poziom cen ciepła stosowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne, co prezentuje poniższa tabela.

Tabela 48. Ceny ciepła w 2011 r.

Województwa	Średnia cena ciepła sprzedawanego bezpośrednio ze źródeł ⁹⁰⁾	Średnia jednoskładnikowa cena ciepła sprzedawanego z sieci ciepłowniczych ⁹¹⁾
	[zł/GJ]	
Polska	28,25	46,21
Dolnośląskie	31,62	49,76
Kujawsko-pomorskie	31,02	48,81
Lubelskie	28,68	44,49
Lubuskie	41,71	45,12
Łódzkie	28,64	42,95
Małopolskie	25,67	44,34
Mazowieckie	22,81	39,12
Opolskie	45,55	52,65
Podkarpackie	36,73	50,35
Podlaskie	33,37	48,93
Pomorskie	28,40	51,74
Śląskie	30,13	47,77
Świętokrzyskie	27,43	53,85
Warmińsko-mazurskie	33,17	47,46
Wielkopolskie	30,53	49,69
Zachodniopomorskie	35,55	52,74

Źródło: URE.

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, charaktery-

⁹⁰⁾ Średnia cena ciepła sprzedawanego bezpośrednio ze źródeł obliczona została jako iloraz sumy przychodów ze sprzedaży mocy, ciepła i nośnika ciepła oraz sumy wolumenu sprzedaży ciepła bezpośrednio ze źródeł.

⁹¹⁾ Średnia jednoskładnikowa cena ciepła sprzedawanego z sieci ciepłowniczych obliczona została jako iloraz sumy przychodów ze sprzedaży mocy, ciepła, nośnika ciepła, przychodów z przesyłania i dystrybucji oraz sumy wolumenu ciepła sprzedanego z sieci ciepłowniczych.

styki potrzeb ciepłych odbiorców. Istotny wpływ na kształtowanie cen ciepła ma rodzaj paliwa zużywanego do produkcji ciepła. W 2011 r., podobnie jak w latach poprzednich, najdroższe było ciepło ze źródeł opalanych olejem opałowym lekkim.

Tabela 49. Ceny ciepła wytwarzanego z różnych rodzajów paliw w 2011 r.

Województwo	Średnia cena ciepła							
	węgiel kamienny	węgiel brunatny	olej opałowy lekki	olej opałowy ciężki	gaz ziemny wysokometanowy	gaz ziemny zaazotowany	biomasa	inne odnawialne źródła energii
	[zł/GJ]							
Polska	30,57	21,13	80,87	22,65	47,06	34,28	32,59	39,05
Dolnośląskie	33,03	22,65	96,96	65,16	68,18	74,37	29,25	-
Kujawsko-pomorskie	32,95	-	86,88	38,04	48,16	-	34,22	-
Lubelskie	32,12	-	-	-	27,45	-	58,65	-
Lubuskie	40,37	46,74	91,98	-	77,13	29,39	35,06	-
Łódzkie	30,83	17,70	83,84	-	64,34	-	49,00	73,91
Małopolskie	28,18	-	83,59	-	50,29	-	23,39	33,88
Mazowieckie	24,78	-	88,01	21,33	45,96	65,32	35,26	63,18
Opolskie	38,09	-	65,35	-	46,21	63,88	-	-
Podkarpackie	36,26	-	84,19	45,14	38,94	-	47,30	31,67
Podlaskie	32,76	-	39,06	-	53,36	-	35,06	-
Pomorskie	30,06	-	89,30	28,86	63,94	-	39,55	-
Śląskie	32,29	-	86,89	28,90	55,59	-	27,71	-
Świętokrzyskie	32,12	-	129,93	-	63,00	-	27,38	-
Warmińsko-mazurskie	32,87	-	83,83	-	59,70	-	40,26	26,14
Wielkopolskie	32,27	24,18	82,27	-	59,89	65,07	31,40	-
Zachodniopomorskie	35,38	-	81,38	-	69,45	61,76	38,54	58,56

Źródło: URE.

Odbiorcy ciepła

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, ze znacznego ograniczenia produkcji przemysłowej i rezygnacji z energochłonnych technologii oraz ograniczania udziału powierzchni ogrzewanych za pomocą scentralizowanych systemów zaopatrzenia w ciepło w łącznej powierzchni ogrzewanej (przede wszystkim na skutek wyboru indywidualnych sposobów ogrzewania nowych obiektów na etapie decyzji inwestycyjnych).

Głównym odbiorcą ciepła pozostaje obecnie sektor bytowo-komunalny, chociaż zużycie ciepła przez odbiorców z tego sektora ulega również zmniejszaniu. Związane jest to z podejmowaniem przez odbiorców działań w kierunku racjonalizacji użytkowania ciepła – nowoczesne, energooszczędne systemy budownictwa, przedsięwzięcia termomodernizacyjne i racjonalizatorskie. Odbiorcy lub inwestorzy budujący osiedla domów wielolokalowych, często już na etapie podejmowania decyzji o wyborze sposobu zasilania nowych obiektów, w niektórych przypadkach rezygnują z dostaw ciepła oferowanego przez przedsiębiorstwa ciepłownicze.

Potrzeby ciepłe odbiorców pokrywane są zarówno przez ciepło wytwarzane w scentralizowanych źródłach ciepła (i dostarczane za pośrednictwem sieci ciepłowniczych do wielu odbiorców), jak też w źródłach lokalnych.

Do sieci ciepłowniczych przyłączeni są przede wszystkim odbiorcy końcowi, ale też i podmioty, które pośredniczą w sprzedaży 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 ciepłych 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.

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. Określenie ilości ciepła dostarczonego z sieci ciepłowniczej do węzła cieplnego na pokrycie kilku rodzajów potrzeb cieplnych wymaga dokonania podziału łącznej ilości dostarczonego ciepła na poszczególne potrzeby oraz instalacje odbiorcze (np. instalację centralnego ogrzewania i instalację ciepłej wody użytkowej) a także, w szczególnych przypadkach na poszczególne budynki, lokale mieszkalne i niemieszkalne. Podziałów tych zwykle 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.

W związku z powyższym opłat ponoszonych przez indywidualnych konsumentów ciepła w lokalach nie można ustalić w prosty sposób na podstawie cen i stawek opłat stosowanych przez przedsiębiorstwa ciepłownicze. Wynika to także z faktu, iż ustalone dla danej grupy odbiorców ceny i stawki opłat za ciepło są kalkulowane dla średnich warunków zużycia ciepła dla całej grupy, podczas gdy poszczególni odbiorcy z tej grupy mają indywidualną charakterystykę poboru ciepła. W 2011 r. wskaźnik wzrostu cen ciepła u odbiorców bytowo-komunalnych odnotowany przez GUS wynosił 5,2%, co oznacza, że ukształtował się poniżej wskaźnika wzrostu cen ciepła stosowanych przez koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze (7,4%), jednak zdecydowanie powyżej wskaźnika inflacji, który wynosił w 2011 r. 4,3%⁹²).

Na uwagę zasługuje fakt, że od 1 lipca 2012 r. weszła w życie zmiana przepisów w zakresie przyłączania odbiorców do sieci ciepłowniczej wprowadzona ustawą o efektywności energetycznej. Nowe przepisy nakładają obowiązek przyłączania obiektów do sieci ciepłowniczej w systemach spełniających określone warunki. Od takich przyłączeń nie będą pobierane opłaty za przyłączenie do sieci. Realizacja tych przepisów może wpłynąć na zmianę liczby odbiorców przyłączanych do sieci ciepłowniczych w Polsce.

3.2. Regulowanie działalności przedsiębiorstw ciepłowniczych

Regulacja prawno-ekonomiczna przedsiębiorstw ciepłowniczych ze względu na lokalny charakter rynku realizowana jest w oddziałach terenowych URE (OT URE). Szczegółowe dane liczbowe przedstawione są w Aneksie do niniejszego sprawozdania.

3.2.1. Koncesjonowanie

W 2012 r. nie uległy zmianie przepisy dotyczące koncesjonowania działalności polegającej na dostarczaniu ciepła do odbiorców. Obowiązkiem uzyskania koncesji objęta jest cała działalność gospodarcza związana z zaopatrzeniem 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.

W 2012 r. nastąpił nieznaczny spadek liczby koncesjonariuszy zajmujących się tą działalnością gospodarczą. Według stanu na 31 grudnia 2012 r. na krajowym rynku ciepła koncesję na

⁹²) Biuletyn Statystyczny GUS, Nr 2, marzec 2012.

prorowadzenie działalności w zakresie zaopatrzenia odbiorców w ciepło posiadało 456 przedsiębiorstw wobec 478 w 2011 r.

Pewną stabilizację liczby koncesjonariuszy obserwuje się od kilku lat, tj. od 2005 r. gdy graniczna wartość mocy działalności objętej obowiązkiem uzyskania koncesji wzrosła z 1 MW do 5 MW. Od tego roku zmiany na rynku ciepłowniczym były raczej niewielkie i w szczególności wynikały z przekształceń organizacyjno-własnościowych – przejmowania majątku ciepłowniczego przez inne przedsiębiorstwa koncesjonowane, konsolidację przedsiębiorstw oraz ograniczanie zakresu działalności skutkujące brakiem obowiązku posiadania koncesji.

W 2012 r. największy udział wśród decyzji administracyjnych w sprawach koncesyjnych dotyczących działalności gospodarczej związanej z zaopatrzeniem odbiorców w ciepło miały rozstrzygnięcia w przedmiocie zmiany koncesji. Było to związane przede wszystkim z koniecznością zaktualizowania zapisów koncesji i dostosowania do aktualnie prowadzonego zakresu działalności oraz obowiązujących przepisów prawa. Zmiany dokonane w 2012 r. spowodowane były przede wszystkim procesami konsolidacji w sektorze ciepłowniczym, polegającymi na przejmowaniu obiektów ciepłowniczych, rozszerzaniu zakresu działalności w związku z eksploatacją nowych źródeł ciepła czy sieci ciepłowniczych, prowadzonymi pracami modernizacyjnymi infrastruktury ciepłowniczej, a także zmianami rodzaju stosowanego paliwa.

Na przestrzeni ostatnich lat obserwuje się zainteresowanie podmiotów funkcjonujących na rynku ciepła nowymi obszarami działalności. Przedsiębiorstwa energetyczne szukają możliwości wejścia na nowe lokalne rynki ciepła bez względu na ich wielkość. Zakres działalności niektórych firm ciepłowniczych wyraźnie przekracza tereny ich pierwotnego funkcjonowania i ukierunkowuje się na inne województwa – często wykracza poza województwa ościenne. Pozyskiwanie nowych rynków ciepła następuje zazwyczaj poprzez przejęcie innych przedsiębiorstw ciepłowniczych. Mając na uwadze stale zmniejszające się zużycie ciepła przez odbiorców komunalnych, związane m.in. z termomodernizacją, firmy ciepłownicze zmuszone są szukać rozwiązań optymalizujących zasady ich funkcjonowania. Wykorzystanie wiedzy technicznej, ekonomicznej i organizacyjnej firm ciepłowniczych mających ugruntowaną pozycję na rynku ciepła, sprzyja zmianom na lokalnych rynkach ciepła.

3.2.2. Zatwierdzanie taryf

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).

Ostatnia zmiana przepisów prawa regulujących sposób kształtowania taryf dla ciepła dotycząca przede wszystkim przedsiębiorstw wytwarzających ciepło w kogeneracji z energią elektryczną, weszła w życie w listopadzie 2010 r.⁹³⁾ Przepisy te wprowadziły uproszczony sposób kształtowania taryf oraz doprecyzowały kryteria, jakie należy uwzględnić przy ustalaniu wysokości zwrotu z kapitału. Podstawowym założeniem przy wprowadzeniu w życie rozporządzenia taryfowego dla ciepła było wywołanie tendencji, w której – dzięki zachęcie wynikającej z zastosowania uproszczonej procedury kształtowania i zatwierdzania taryfy dla ciepła – zmniejszać się będzie liczba źródeł nie posiadających jednostek kogeneracji, m.in. w wyniku konwersji klasycznych ciepłowni na źródła pracujące w kogeneracji. Rozwiązanie to powinno pozytywnie wpłynąć nie tylko na sytuację przedsiębiorstw, ale także zwiększyć bezpieczeństwo dostaw ciepła oraz poprawić ochronę środowiska naturalnego.

W 2012 r. kontynuowano proces zatwierdzania taryf dla ciepła przedsiębiorstw wytwarzających energię elektryczną i ciepło w kogeneracji, w oparciu o przepisy wprowadzające uproszczony system zatwierdzania taryf. Przedsiębiorstwa wytwarzające ciepło w kogeneracji korzystały o wiele chętniej niż w roku poprzednim z możliwości zastosowania uproszczonego sposobu zatwierdzania taryf dla ciepła.

Wynikało to przede wszystkim z faktu, iż poziom średnich cen sprzedaży ciepła ze źródeł nie posiadających jednostek kogeneracji, o których mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. c ustawy –

⁹³⁾ Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 17 września 2010 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło (Dz. U. z 2010 r. Nr 194, poz. 1291), które weszło w życie 3 listopada 2010 r. Do tego dnia podstawą taryfowania w ciepłownictwie było rozporządzenie Ministra Gospodarki z 9 października 2006 r. (Dz. U. z 2006 r. Nr 193, poz. 1423).

Prawo energetyczne, zdecydowanie wzrósł w stosunku do roku ubiegłego (ceny te zostały opublikowane przez Prezesa URE do końca I kwartału 2012 r.). Spowodowało to również wzrost cen referencyjnych odzwierciedlających (z pewnym opóźnieniem czasowym) zmiany kosztów funkcjonowania przedsiębiorstw. Wysokie wskaźniki wzrostu średnich cen ciepła ze źródeł nie posiadających jednostek kogeneracji miały bezpośrednie przełożenia na kształtowanie wysokości wskaźnika wzrostu przychodów ze sprzedaży ciepła. Przedsiębiorstwa mogły zaplanować swoje przychody na odpowiednio wyższym poziomie, co w dalszej konsekwencji zapewniło im oczekiwane efekty w postaci generowania dodatkowych, znaczących środków na działania inwestycyjne i modernizacyjne.

W 2012 r. Prezes URE zatwierdził 119 taryf dla źródeł, w których ciepło wytwarzane jest w jednostkach kogeneracji, w tym 84 taryfy dla ciepła ukształtowane w sposób uproszczony, o jakim mowa w § 13 ww. rozporządzenia.

W składanych Prezesowi URE wnioskach o zatwierdzenie taryfy dla ciepła w sposób uproszczony, nie wszystkie przedsiębiorstwa wykorzystywały maksymalny możliwy wzrost przychodów określony w rozporządzeniu, kierując się interesem odbiorców i oceną akceptowalności przez nich ceny ciepła. W 2012 r. rozporządzenie taryfowe dla ciepła przewidywało maksymalny wzrost przychodów nie przekraczający dwóch punktów procentowych powyżej przyrostu średnich cen ciepła wytworzonego w jednostkach niebędących jednostkami kogeneracji.

Natomiast przepis § 47 rozporządzenia taryfowego dla ciepła stanowi, iż w przypadku oddania do użytku jednostek kogeneracji po dniu wejścia w życie przepisów tego rozporządzenia, przedsiębiorstwa korzystając z możliwości kształtowania cen ciepła w sposób uproszczony, mają prawo stosowania do obliczenia planowanego przychodu w odniesieniu do nowo powstałych jednostek kogeneracji, cenę równą cenie referencyjnej bez uwzględniania ww. ograniczeń.

W 2011 r. i 2012 r., to jest w okresie obowiązywania możliwości korzystania z przywileju, który daje § 47 ww. rozporządzenia, w 41 przypadkach udzielono promes koncesji, udzielono koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w kogeneracji lub dokonano zmian w koncesjach dla ciepła w związku z budową nowych jednostek kogeneracji lub zamianą jednostek w źródłach wytwarzających ciepło na jednostki wytwarzające energię elektryczną i ciepło w kogeneracji. Niestety, w przeważającej większości były to jednostki małe, tylko dobudowywane do nadal istniejących źródeł ciepła lub tylko zastępujące wysłużone już jednostki wytwórcze ciepła, jednostkami pracującymi w kogeneracji w większym źródle ciepła. W tym dwuletnim okresie pełnej konwersji całego źródła dokonano tylko w dwóch miejscach wytwarzania ciepła i udzielono promesy koncesji w związku z planowaną pełną konwersją źródła także w dwóch przypadkach.

W pozostałym zakresie (w odniesieniu do źródeł nie posiadających jednostek kogeneracji, a więc nie korzystających z uproszczonego sposobu kształtowania taryf), z uwagi na obiektywne zmiany zewnętrznych warunków prowadzenia działalności ciepłowniczej (wzrost cen paliw i energii elektrycznej) nastąpiły wzrosty cen i stawek opłat za dostawę ciepła w zatwierdzonych taryfach. Również efektem tych obiektywnych okoliczności była konieczność systematycznych (niekiedy nawet kilkukrotnych) zmian cen i stawek opłat w taryfach dla ciepła, celem zapewnienia przedsiębiorstwom pokrycia uzasadnionych kosztów prowadzenia działalności.

Na początku roku nastąpiły podwyżki cen i stawek opłat za dostawę ciepła w części dotyczącej dostarczania ciepła ze źródeł opalanych węglem kamiennym, natomiast po I kwartale 2012 r., po istotnym wzroście cen gazu w Polsce, dla dostarczania ciepła ze źródeł opalanych paliwami gazowymi.

W trakcie prowadzonych postępowań administracyjnych konieczna była modyfikacja metod oceny i wymiarowania efektywności prowadzonej przez przedsiębiorstwa działalności w zakresie dostarczania ciepła, w szczególności w związku z utrzymującymi się wysokimi oczekiwaniami dotyczącymi wynagradzania pracowników przedsiębiorstw, kosztów remontów i wydatków na inwestycje i modernizacje. W toku prowadzonych w tym okresie w oddziałach terenowych postępowań administracyjnych w sprawie zatwierdzenia tych taryf dla ciepła, w tym ich zmian, zaobserwowano dodatkowe, poniżej opisane, 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, a w konsekwencji wzrost cen dostarczania ciepła do odbiorców. Wyjątkiem od tej zasady były przedsiębiorstwa stosujące metodę planowania sprzedaży ciepła na podstawie wielkości sprzedaży z poprzedniego roku kalendarzowego. Kolejnym istotnym elementem kształtowania taryf dla ciepła w 2012 r. były obiektywne zmiany wysokości kosztów prowadzonej działalności będące efektem działań modernizacyjnych, co powodowało konieczność poniesienia dodatkowych kosztów amortyzacji i podatków.

Istotnym elementem uzasadnionych przychodów, na podstawie których były ustalane ceny i stawki opłat w taryfach zatwierdzanych w 2012 r., był zwrot z kapitału. Prezes URE uwzględniając wysokość uzasadnionego zwrotu z kapitału w taryfach dla ciepła przedsiębiorstw energetycznych zatwierdzanych w 2012 r. brał pod uwagę całokształt okoliczności wpływających na warunki prowadzenia tego rodzaju działalności gospodarczej. Prezes URE oceniając wysokość uzasadnionego zwrotu z kapitału uwzględnionego w przychodach planowanych na pierwszy rok stosowania nowych taryf dla ciepła, zatwierdzanych w 2012 r., uwzględniał także zasadę ochrony interesów odbiorców ciepła przed nieuzasadnionym poziomem cen i stawek opłat. Większość przedsiębiorstw, których taryfy były zatwierdzane w 2012 r., brało pod uwagę również interes odbiorców ciepła przy ustaleniu wielkości zwrotu z kapitału w przychodach stanowiących podstawę kalkulacji cen i stawek opłat w taryfach, a w niektórych przypadkach rezygnowało w całości lub części z realizacji kolejnego etapu „ścieżki dojścia” do uwzględnienia pełnego zwrotu z kapitału w taryfie.

Dążąc do wyznaczonego strategicznego celu takiego kształtowania warunków funkcjonowania sektora ciepłowniczego, które umożliwi sektorowi stabilny i zrównoważony rozwój, przy pełnym uwzględnieniu interesów odbiorców, Prezes URE we współpracy z organizacjami przedsiębiorców (tj. Izbą Gospodarczą Ciepłownictwo Polskie i Polskim Towarzystwem Elektrociepłowni Zawodowych) na początku 2011 r. powołał Zespół, którego zadaniem miało być wypracowanie projektu modelu ustalania wysokości uzasadnionego zwrotu z kapitału. W trakcie prac tego Zespołu, które były prowadzone w roku sprawozdawczym, nie udało się jednak osiągnąć rozwiązania możliwego do zaakceptowania przez wszystkie strony tego procesu. W związku z powyższym, Prezes URE w 2012 r. przedstawił do dyskusji model zwrotu z kapitału na konsultacjach społecznych, aby wziąć pod uwagę wszystkie wypowiedzi stron zainteresowanych, przed podjęciem ostatecznej decyzji w zakresie wyboru jednolitej metody ustalania poziomu uzasadnionego zwrotu z kapitału zaangażowanego w regulowaną działalność dostawy ciepła. Po analizie uzyskanych wypowiedzi, którą dokonano w 2012 r., już w roku następnym zostaną przeprowadzone warsztaty z udziałem interesariuszy, po czym zostaną opublikowane zasady ustalania zwrotu kapitału.

Ciągła niepewność na rynku cen paliw i energii w ostatnich latach spowodowała, że większość przedsiębiorstw wnioskowała o zatwierdzenie taryf na rok. Taryfy wieloletnie zatwierdzano, podobnie jak w roku ubiegłym, incydentalnie.

W 2012 r. zatwierdzono 373 taryfy dla przedsiębiorstw ciepłowniczych oraz przeprowadzono 251 postępowań dotyczących zmian taryf dla ciepła, w tym w 215 przypadkach zatwierdzono zmiany obowiązujących taryf dla ciepła. Większość tych zmian (prawie 68%) związana była ze zmianą cen w wyniku zmiany kosztów wytwarzania ciepła.

Pomimo stosowania jednolitych kryteriów oceny wniosków o zatwierdzenie taryf dla ciepła, dynamika i poziom cen i stawek opłat za dostarczane odbiorcom ciepło, determinowane były warunkami panującymi na lokalnych rynkach ciepła (tab. 50).

OT URE prowadziły systematyczny monitoring remontów, napraw, a także modernizacji sieci ciepłowniczej, a jego efekty zostały wykorzystane dla celów postępowań z obszaru taryfowania ciepła. Na etapie rozpatrywania wniosków o zatwierdzenie nowych taryf wnikliwie analizowane były koszty remontów i napraw sieci, a także każdorazowo sprawdzane było wykonanie nakładów inwestycyjnych w roku poprzedzającym pierwszy rok stosowania taryfy będącej przedmiotem danego postępowania administracyjnego w sprawie jej zatwierdzenia.

Tabela 50. Średnioważone ceny ciepła oraz średnioważone stawki opłat za usługi przesyłowe dla pierwszego roku stosowania taryf zatwierdzonych w 2012 r.

Województwo	Przedsiębiorstwa prowadzące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania ciepła		Przedsiębiorstwa prowadzące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła	
	liczba przedsiębiorstw	średnioważona cena ciepła [zł/GJ]	liczba przedsiębiorstw	średnioważona stawka opłaty za usługi przesyłowe [zł/GJ]
Mazowieckie	31	27,64	31	12,71
Dolnośląskie	20	36,63	22	16,61
Opolskie	9	38,98	10	14,79
Kujawsko-pomorskie	23	37,25	23	15,71
Wielkopolskie	27	34,24	23	14,78
Pomorskie	19	34,45	18	18,22
Warmińsko-mazurskie	20	37,67	20	15,05
Małopolskie	16	32,14	15	17,50
Podkarpackie	18	41,75	20	16,43
Śląskie	40	36,02	45	15,41
Łódzkie	25	35,42	28	13,82
Świętokrzyskie	12	34,17	12	16,73
Zachodniopomorskie	26	39,79	25	17,20
Lubuskie	8	35,65	6	17,58
Lubelskie	18	33,97	18	16,03
Podlaskie	16	37,23	16	16,07
Ogółem kraj	328	34,26	332	15,16

Źródło: URE.

3.2.3. Inne działania Prezesa URE

Wśród pozostałych spraw z zakresu ciepłownictwa załatwianych w OT URE, należy wymienić zgłaszane przez przedsiębiorców odmowy przyłączenia do sieci ciepłowniczej. OT URE systematycznie monitorują warunki przyłączania podmiotów do sieci ciepłowniczej.

W 2012 r., podobnie jak w roku ubiegłym, zaobserwowano duże zainteresowanie odbiorców ciepła, jak również właścicieli bądź najemców lokali mieszkalnych, kwestiami związanymi z prawidłowością rozliczania na poszczególnych użytkowników mieszkań kosztów dostarczania ciepła do budynków, w tym w szczególności budynków mieszkalnych. Pracownicy OT URE udzielali wyjaśnień na liczne zapytania kierowane w tym zakresie do poszczególnych oddziałów. Wśród innych zagadnień stanowiących przedmiot pytań i wątpliwości zgłaszanych do OT URE, należy w szczególności wymienić kwestie dotyczące sposobu ustalania cen w taryfach, trybu weryfikacji kosztów dokonywanej przez OT w trakcie postępowania administracyjnego w zakresie taryfowania ciepła, odmów przyłączenia do sieci ciepłowniczej. Wyżej wymienione zagadnienia stały się również przedmiot bezpośrednich spotkań w siedzibach OT URE, które najczęściej odbywały się z inicjatywy przedsiębiorstw energetycznych i pozostałych uczestników rynku.

Oddziały terenowe kontynuowały współpracę z Powiatowymi Rzecznikami Konsumentów, którzy informowani są na bieżąco o wszczętych postępowaniach w zakresie zatwierdzenia kolejnych taryf dla ciepła, o wydawanych decyzjach dotyczących zatwierdzonych taryf oraz o wynikach postępowań wyjaśniających prowadzonych na wnioski odbiorców z rejonu działania rzecznika i OT.

Ponadto przedstawiciele OT kontynuowali swoją działalność w wojewódzkich zespołach/radach ds. bezpieczeństwa energetycznego powołanych przez poszczególnych Wojewodów. W trakcie posiedzeń tych zespołów poruszane są m.in. zagadnienia związane z oceną stanu wykonania i uchwalenia gminnych projektów do planu zaopatrzenia w ciepło, dokonywana jest również ocena stanu technicznego infrastruktury ciepłowniczej poszczególnych województw i jej wpływu na ciągłość i niezawodność dostaw. Omawiane są również problemy w realizowaniu planowanych inwestycji w zakresie ciepłownictwa.

Przedstawiciele OT URE wzięli udział w licznych konferencjach, seminariach, spotkaniach i szkoleniach dotyczących problematyki związanej z dostarczaniem ciepła, organizowanych

w szczególności przez przedsiębiorstwa ciepłownicze oraz stowarzyszenia skupiające jednostki samorządu terytorialnego.

W 2012 r. OT URE podejmowały również szereg przedsięwzięć o charakterze informacyjno-edukacyjnym. Pracownicy OT URE brali udział w projektach i warsztatach edukacyjnych, nad którymi niejednokrotnie sprawował patronat honorowy Prezes URE. Projekty te, skierowane do różnych grup odbiorców (zarówno przedsiębiorców, jak i odbiorców w gospodarstwach domowych), dotyczyły m.in. zagadnień z zakresu efektywności energetycznej, w tym kwestii związanych z oszczędzaniem energii oraz zagadnień z zakresu praw i obowiązków odbiorców energii, sposobu dokonywania rozliczeń za dostarczane nośniki energii (w tym ciepło).

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 około 75% przez Polski Koncern Naftowy ORLEN SA i Grupę Lotos SA, 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. Liczba stacji paliw, jak również ich struktura właścicielska nie zmieniła się znacząco w stosunku do 2011 r. Na terenie kraju funkcjonuje około 6 760 stacji paliw, z czego około 3 050 to obiekty należące do przedsiębiorców niezrzeszonych bądź skupione w sieciach niezależnych.

Biorąc pod uwagę liczbę eksploatowanych stacji paliw, niezmiennie dominuje Polski Koncern Naftowy ORLEN SA, posiadający obecnie około 1 760 stacji. Drugim polskim operatorem pod względem ilości użytkowanych stacji paliw jest Grupa Lotos SA, która posiada łącznie około 370 stacji w całej Polsce.

Koncerny zagraniczne posiadają natomiast ponad 1 410 stacji paliw. Liderem pod tym względem jest koncern BP. W jego barwach działa w sumie ponad 440 stacji paliw. Drugie miejsce zajmuje koncern Shell, który posiada niemalże 380 stacji. Na trzecim miejscu plasuje się Statoil z liczbą około 350 stacji (w tym 80 pod logo 1-2-3). Czwartą pozycję zajmuje Lukoil z liczbą ponad 110 stacji. Piąte miejsce należy do sieci samoobsługowych stacji Neste – posiada ona w Polsce nieco ponad 100 stacji paliw.

Niezależni operatorzy operują w Polsce na ponad 3 050 stacjach paliw. Stacje w sieciach operatorów niezależnych posiadających więcej niż 10 stacji paliw to ponad 700 obiektów. Wzrasta również ilość stacji należących do sieci sklepowych. Obecnie liczba takich stacji paliw to około 160 obiektów⁹⁴⁾.

Zauważalny jest również dalszy wzrost liczby stacji franczyzowych. Tendencja ta wynika z faktu, iż wielu prywatnych przedsiębiorców, wobec konkurencji ze strony koncernów, a nie rzadko także hipermarketów, podejmuje współpracę z partnerem posiadającym silną markę oraz stabilną pozycję rynkową.

Ceny. Ceny paliw ciekłych nie podlegają regulacji Prezesa URE. Są one wyznaczone na zasadach rynkowych – zasadniczo uzależnione są od cen ropy naftowej na rynkach światowych, wysokości stawek podatku akcyzowego i opłaty paliwowej, a także od kursu USD oraz euro.

Jakość paliw. W 2012 r. do URE wpłynęło łącznie 75 informacji, przekazanych przez Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, dotyczących podmiotów, u których w wyniku przeprowadzonych kontroli stwierdzono wykonywanie działalności z naruszeniem obowiązujących przepisów, polegającym na wprowadzaniu do obrotu paliw ciekłych o jakości niezgodnej z obowiązującymi normami. W odniesieniu do 2011 r. zauważalny jest zatem zdecydowany, ponad dwukrotny wzrost liczby ujawnionych przypadków naruszania przez przedsiębiorców warunków koncesji obligujących do zapewnienia właściwej jakości paliw wprowadzanych do obrotu. W 2011 r. Prezes URE otrzymał bowiem informacje o jedynie 32 przypadkach wykonywania działalności z naruszeniem prawa, które dotyczyły wprowadzania do obrotu paliw ciekłych

⁹⁴⁾ Dane zaczerpnięte z www.popihn.pl – Stacje paliw w Polsce w latach 2005–2012.

o niewłaściwej jakości. Prezes URE nie dysponuje jednak informacjami na temat ogólnej ilości kontroli przeprowadzonych w 2012 r. przez inspektorów Inspekcji Handlowej w tym zakresie.

Wnioski. Od kilku już lat obserwowana jest stała dominacja w handlu hurtowym dwóch firm, tj. Polskiego Koncernu Naftowego ORLEN SA oraz Grupy Lotos SA. Na rynku detalicznym zauważalna jest natomiast ogólna tendencja zmiany udziału stacji paliw użytkowanych przez przedsiębiorców niezrzeszonych, na rzecz stacji należących do koncernów paliwowych (zarówno własnych, jak i eksploatowanych w ramach umów franczyzowych) oraz stacji skupionych w sieciach niezależnych.

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), wyeliminowaniem 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, ochrony środowiska i Prawa wodnego, 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 ustawy – Prawo energetyczne, przy czym regulacje prawne dotyczące obowiązku koncesjonowania nie uległy zmianie w odniesieniu do 2011 r. W dalszym ciągu, zgodnie z obowiązującymi przepisami ustawy – Prawo energetyczne, nie wymaga uzyskania koncesji wykonywanie działalności w zakresie obrotu gazem płynnym (LPG), jeżeli roczna wartość tego obrotu nie przekracza równowartości 10 000 euro (art. 32 ust. 1 pkt 4 lit. a ustawy – Prawo energetyczne) oraz działalność gospodarcza 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 (art. 32 ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne).

Regulacje prawne dotyczące koncesjonowania paliw ciekłych, co do zasady nie sprawiały przedsiębiorcom trudności w ich interpretacji i stosowaniu, co przejawiało się w skutecznym identyfikowaniu działalności, której wykonywanie wymaga posiadania koncesji.

Pewne trudności dotyczyły zidentyfikowania działalności polegającej na wytwarzaniu paliw ciekłych oraz produktów, których wytwarzanie podlega obowiązkowi koncesyjnemu. Pod pojęciem „wytwarzania paliw ciekłych” należy bowiem rozumieć wszelkiego rodzaju procesy technologiczne, bez względu na stopień ich skomplikowania, zmierzające do uzyskania substancji wypełniającej definicję paliwa ciekłego. Zatem każde połączenie co najmniej dwóch różnych substancji (w tym produktów będących paliwami ciekłymi) o różnych właściwościach fizykochemicznych i/lub przeznaczeniu, które powoduje powstanie paliwa ciekłego o parametrach innych niż przynajmniej jeden z półproduktów/produktów skomponowanych, jest wytwarzaniem paliwa ciekłego. Istotne jest również, z czego nie zawsze zdają sobie sprawę przedsiębiorcy, iż w przy-

padku posiadania koncesji na wytwarzanie paliw ciekłych, dla wprowadzania do obrotu wytworzonego paliwa, brak jest konieczności posiadania odrębnej koncesji na obrót paliwami ciekłymi.

Zgodnie zaś z brzmieniem art. 3 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne, „paliwa ciekłe” są definiowane jako „nośnik energii chemicznej”, przy czym przepis ten paliw nie różnicuje. Spośród natomiast wielu substancji ciekłych będących nośnikami energii chemicznej jako paliwa ciekłe (podlegające koncesjonowaniu przez Prezesa URE) kwalifikowane są te, które wykorzystywane są jako źródła tejże energii w rozumieniu przemian energetycznych, co oznacza ich spalanie w przystosowanych do tego celu urządzeniach (np. silniki) i instalacjach (np. kotły ciepłownicze). W związku z przedstawioną powyżej kwalifikacją, uwzględniającą przeznaczenie danego paliwa, dla potrzeb koncesjonowania wydzielono w Urzędzie Regulacji Energetyki następujące grupy paliw ciekłych: benzyny silnikowe inne niż benzyny lotnicze, paliwa lotnicze, oleje napędowe, estry stanowiące samoistne paliwo ciekłe (tzw. B-100), oleje opałowe, gaz płynny oraz naftę, przy czym paliwa ciekłe zawierające komponenty, w tym również biokomponenty, nie stanowią odrębnego rodzaju paliw ciekłych, lecz zaliczane są do tej kategorii, której parametry jakościowe spełniają.

Głównym kryterium zakwalifikowania substancji chemicznej jako określonego rodzaju paliwa ciekłego jest zatem jednoznaczne określenie przeznaczenia danego produktu zgodnie z ww. definicją, przy czym samo wskazanie potencjalnego przeznaczenia jakiegoś produktu np. do celów napędowych, nie powoduje jednocześnie możliwości uznania tego produktu jako paliwa ciekłego w rozumieniu ustawy – Prawo energetyczne.

Ponadto nadal zauważalny jest również brak wiedzy, iż znakowanie lub barwienie wyrobów energetycznych – paliw ciekłych przeznaczonych do celów opałowych lub napędowych, w zakresie uregulowanym przepisami ustawy z 6 grudnia 2008 r. o podatku akcyzowym⁹⁵⁾, tj. dla celów podatkowych, nie jest wytwarzaniem paliw ciekłych w rozumieniu ustawy – Prawo energetyczne. Podobnie jak określony w ustawie o podatku akcyzowym jako produkcja – rozlew gazu płynnego do butli gazowych – również nie stanowi wytwarzania paliw ciekłych w rozumieniu ustawy – Prawo energetyczne.

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 2012 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 (przekształcenia), zmiana nazwy firmy oraz rozszerzenie działalności koncesjonowanej. Pojawiały się także wnioski o zmianę koncesji spowodowane połączeniem lub przejęciem podmiotów gospodarczych w oparciu o przepisy Kodeksu spółek handlowych.

Co warte podkreślenia, zgodnie z obecnymi uregulowaniami, 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, SA w Warszawie, 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 udzielenia koncesji lub odmowy jej zmiany, podobnie jak w latach ubiegłych, był brak posiadania lub brak możliwości udokumentowania posiadania przez przedsiębiorcę środków finansowych lub możliwości technicznych pozwalających na prawidłowe wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie, w jakim przedsiębiorca wnioskował o udzielenie lub zmianę koncesji.

W minionym roku, podobnie jak w roku poprzednim, złożonych zostało wiele wniosków dotyczących przedłużenia okresu obowiązywania koncesji. Większość przedsiębiorców wykazała się znajomością prawa w tym zakresie, składając wniosek o przedłużenie ważności koncesji nie później, niż na 18 miesięcy przed terminem wygaśnięcia koncesji, zgodnie z art. 39 ustawy –

⁹⁵⁾ Dz. U. z 2011 r. Nr 108, poz. 626, z późn. zm.

Prawo energetyczne. Natomiast w przypadku złożenia przez przedsiębiorców wniosku po upływie ww. terminu, przedsiębiorca zobowiązany był złożyć wniosek o udzielenie nowej koncesji.

Wytwarzanie paliw ciekłych

W 2012 r. stwierdzono spadek wpływu wniosków o udzielenie koncesji na wytwarzanie paliw ciekłych w porównaniu do roku poprzedniego. Łącznie udzielono dwóch koncesji na wytwarzanie paliw ciekłych. Dokonano również zmiany dziewięciu koncesji, przy czym zmiany te w większości przypadków dotyczyły zmiany siedziby koncesjonariusza lub zmiany przedmiotu i zakresu wykonywania działalności koncesjonowanej. Ponadto, w 2012 r. utraciło moc obowiązującą dziesięć koncesji na wytwarzanie paliw ciekłych, zarówno na skutek ich cofnięcia, stwierdzenia wygaśnięcia (m.in. na podstawie art. 41 ust. 2 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne, zgodnie z którym Prezes URE cofa koncesję w przypadku cofnięcia przez właściwego naczelnika urzędu celnego zezwolenia na prowadzenie składu podatkowego lub jego wygaśnięcia), jak też upływu terminu ich ważności.

Dane dotyczące ważnych na 31 grudnia 2012 r. koncesji na wytwarzanie paliw ciekłych zawiera tab. 51.

Przesyłanie lub dystrybucja paliw ciekłych

Koncesję na przesyłanie paliw ciekłych posiada w dalszym ciągu tylko jeden przedsiębiorca. W 2012 r. do urzędu nie został również skierowany wniosek o udzielenie koncesji w tym zakresie.

Magazynowanie paliw ciekłych

W 2012 r. Prezes URE udzielił pięciu koncesji na magazynowanie paliw ciekłych. Dokonano również jedenastu zmian decyzji. W 2012 r. utraciło moc obowiązującą pięć koncesji na magazynowanie paliw ciekłych wobec ich cofnięcia, stwierdzenia wygaśnięcia, jak też upływu terminu ich ważności.

Dane dotyczące ważnych na 31 grudnia 2012 r. koncesji na magazynowanie paliw ciekłych zawiera tab. 51.

Obrót paliwami ciekłymi

Koncesjonowanie działalności gospodarczej polegającej na obrocie paliwami ciekłymi w 2012 r. skoncentrowane było przede wszystkim na udzielaniu nowych koncesji przedsiębiorcom, którzy: (1) wybudowali nowe miejsca sprzedaży paliw, (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 (w szczególności możliwości technicznych oraz finansowych) 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 2012 r. udzielił 765 koncesji na obrót paliwami ciekłymi. Równocześnie odmówił udzielenia koncesji w 34 przypadkach, natomiast 23 postępowania zostały umorzone. Dokonano również 472 zmian obowiązujących koncesji, w tym w 60 przypadkach dokonano zmiany okresu ich obowiązywania.

Dane dotyczące ważnych na 31 grudnia 2012 r. koncesji na obrót paliwami ciekłymi zawiera tab. 51.

Tabela 51. Koncesjonowanie paliw ciekłych

Paliwa ciekłe	Koncesje udzielone przez Prezesa URE w 2012 r. [szt.]	Koncesje ważne na koniec 2012 r. [szt.]
Wytwarzanie	2	74
Magazynowanie	5	52
Przesyłanie	0	1
Obrót	765	8 490
Razem	772	8 617

Źródło: URE.

Cofnięcie i wygaśnięcie koncesji, inne działania Prezesa URE w obszarze koncesjonowania

Koncesja udzielona przedsiębiorstwu wygasa przed upływem czasu, na jaki została wydana, z dniem wykreślenia danego przedsiębiorcy z właściwego rejestru lub ewidencji (art. 42 Prawa energetycznego). O fakcie wykreślenia przedsiębiorcy z właściwego rejestru lub ewidencji Prezes URE dowiadyuje się z reguły z wykorzystaniem dostępu do Centralnej Ewidencji i Informacji o Działalności Gospodarczej oraz od innych organów, ponieważ przedsiębiorcy po zaprzestaniu działalności zazwyczaj nie są zainteresowani formalnym powiadomieniem organu koncesyjnego. 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.

Jedną z przyczyn zmiany liczby ważnych koncesji jest również upływ terminu ich obowiązywania, przy czym należy uwzględnić, iż w części tego rodzaju przypadków koncesjonariusze nie występują już o ponowne udzielenie koncesji.

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,
- w rażący sposób naruszali warunki udzielonej koncesji, w tym nie uiszczali opłat koncesyjnych, oraz
- gdy wydano prawomocne orzeczenie zakazujące przedsiębiorcy wykonywania działalności gospodarczej objętej koncesją.

W 2012 r. utraciły moc obowiązującą 594 koncesje na obrót paliwami ciekłymi. Należy przy tym podkreślić, iż liczba ta obejmuje zarówno koncesje cofnięte na wniosek przedsiębiorcy, wygaste z uwagi na wykreślenie koncesjonariusza z właściwego rejestru lub ewidencji, jak i też koncesje, których okres ważności zakończył się w 2012 r. Tym samym liczba ta obejmuje przedsiębiorców, którym została udzielona nowa koncesja, gdyż nie został przez nich złożony wniosek o przedłużenie dotychczasowej koncesji w terminie wynikającym z art. 39 ustawy – Prawo energetyczne. Nie jest ona natomiast równoznaczna z ilością koncesjonariuszy, którym w którykolwiek z opisanych sposobów odebrane zostały uprawnienia do wykonywania działalności koncesjonowanej w zakresie paliw ciekłych.

W procesie koncesjonowania paliw ciekłych, jak również monitorowania tego sektora rynku *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 koncesje⁹⁶⁾.

⁹⁶⁾ 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, jednostki Państwowej Straży Pożarnej, organy ścigania, organy podatkowe, organy nadzoru budowlanego.

Po otrzymaniu takich informacji Prezes URE dysponuje trójakimi narzędziami oddziaływania na podmioty koncesjonowane. Może, stosownie do indywidualnie ocenionego przypadku, nałożyć karę pieniężną, cofnąć koncesję, jak również ograniczyć jej zakres. Na podstawie art. 41 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE może bowiem zmienić (ograniczyć) zakres udzielonej koncesji w przypadkach określonych w art. 58 ust. 2 pkt 1 i 2 ustawy o swobodzie działalności gospodarczej tj. w przypadku, gdy przedsiębiorca rażąco narusza warunki określone w koncesji lub inne warunki wykonywania koncesjonowanej działalności gospodarczej, określone przepisami prawa oraz w wyznaczonym terminie nie usunął stanu faktycznego lub prawnego niezgodnego z warunkami określonymi w koncesji lub z przepisami regulującymi działalność gospodarczą objętą koncesją. Cofnięcie koncesji stanowi niewątpliwie najdotkliwszą sankcją, jaka może spotkać przedsiębiorcę. Kary pieniężne nakładane są zaś na przedsiębiorców, którzy nie przestrzegają obowiązków wynikających z koncesji.

Podobnie jak w roku poprzednim, w 2012 r. organy państwowe ujawniały fakt prowadzenia działalności bez wymaganej koncesji i przekazywały takie informacje do Prezesa URE, pomimo, iż działanie takie stanowi wykroczenie z art. 60¹ Kodeksu wykroczeń i co do zasady nie podlega kognicji tego organu. W takich przypadkach działania powinna podejmować Policja, przygotowując wniosek o ukaranie przedsiębiorcy wykonującego działalność bez stosownej koncesji Prezesa URE w zakresie wymagającym jej uzyskania, do sądu powszechnego. Jednocześnie jednak istotną z punktu widzenia Prezesa URE informacją jest wskazanie dostawcy paliwa ciekłego, który sprzedawał paliwa przedsiębiorcy nieposiadającemu wymaganej prawem koncesji. Zgodnie bowiem z warunkami koncesji na obrót paliwami ciekłymi koncesjonariusz nie może zawierać umów kupna – sprzedaży paliw ciekłych z przedsiębiorstwami energetycznymi, które nie posiadają koncesji w przypadkach, gdy koncesja taka jest wymagana przepisami Prawa energetycznego. Powzięcie zatem wyżej wymienionej informacji może stanowić podstawę do wszczęcia przez Prezesa URE wobec tego koncesjonariusza postępowania w sprawie wymierzenia mu kary pieniężnej.

Prezes URE kontynuował również współpracę z instytucjami i organizacjami związanymi z rynkiem paliw, w tym w szczególności z Polską Izbą Paliw Płynnych, Polską Organizacją Przemysłu i Handlu Naftowego, Krajową Izbą Biopaliw itp.

4.2. Monitorowanie rynku biokomponentów, paliw ciekłych i biopaliw ciekłych

4.2.1. Podstawy prawne

Zagadnienia dotyczące monitorowania rynku biokomponentów, paliw ciekłych i biopaliw ciekłych zostały uregulowane w Rozdziale 6 ustawy o biopaliwach. Zauważyć należy, iż regulacje prawne dotyczące przedstawionej niżej materii uległy z początkiem 2012 r. pewnym zmianom w odniesieniu do stanu prawnego istniejącego w 2011 r. Ustawa z 27 maja 2011 r. o zmianie ustawy o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw oraz niektórych innych ustaw⁹⁷⁾, mocą art. 3 pkt 4 wprowadziła w art. 30 ustawy o biopaliwach dodatkowy ust. 2b, w którym zostało zawarte upoważnienie dla Prezesa URE do opracowania i udostępnienia wzorów sprawozdań kwartalnych, o których mowa w art. 30 ust. 1 i 2 ustawy o biopaliwach. Zapisy ww. ustawy weszły w życie 1 stycznia 2012 r. w związku z wejściem w życie powołanej powyżej ustawy o zmianie ustawy o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw oraz niektórych innych ustaw. Prezes URE, na podstawie upoważnienia wprowadzonego do ustawy o biopaliwach, jeszcze w 2011 r. opracował i udostępnił nowe wzory sprawozdań kwartalnych dla wytwórców biokomponentów (oznaczone symbolem DPE-4.1) i producentów paliw ciekłych i biopaliw ciekłych (oznaczone symbolem DPE-4.2), znajdujące zastosowanie do sprawozdań kwartalnych składanych od 1 stycznia 2012 r.

⁹⁷⁾ Dz. U. Nr 153, poz. 902 i Nr 234, poz. 1392.

W 2012 r. ustawa o biopaliwach zobowiązywała Prezesa URE do prowadzenia monitoringu rynku biokomponentów, paliw ciekłych i biopaliw ciekłych na podstawie:

- A.** Sprawozdań kwartalnych (art. 30 ust. 1 ustawy o biopaliwach) przekazywanych w terminie do 45 dni po zakończeniu kwartału przez wytwórców biokomponentów⁹⁸⁾, 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 ciekłych⁹⁹⁾, zawierających informacje dotyczące ilości i rodzajów 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 ciekłych¹⁰⁰⁾.

Niewykonywanie lub nierzetelne wykonywanie przez przedsiębiorców ww. obowiązków sprawozdawczych zagrożone jest sankcją w postaci kary pieniężnej (por. pkt 5.3.).

Należy podkreślić, że również w 2012 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. Powyższe powoduje, że przydatność sprawozdań Ministra Finansów dla celów realizacji przepisów ustawy o biopaliwach jest ograniczona. Taki stan rzeczy jest wysoce niepokojący. Doświadczenia Prezesa URE związane z regulowaniem działalności przedsiębiorstw energetycznych, w tym w szczególności w zakresie monitorowania realizacji NCW wskazują, iż informacjom z systemów administracji celnej, pomimo pewnej poprawy w tym względzie, nie można nadać przymiotu danych kompleksowych, przez co istnieje duże ryzyko nie zidentyfikowania podmiotu, na którym spoczywa obowiązek przewidziany w art. 23 ust. 1 ustawy o biopaliwach. Katalog podmiotów przekazywany przez Ministra Finansów do dyspozycji Prezesa URE w trybie określonym w art. 30 ust. 3 powołanej ustawy nie ma zatem charakteru zamkniętego, o czym wyraźnie świadczą przypadki, w których Prezes URE, na skutek informacji pozyskanych w toku odrębnych postępowań, dokonuje indywidualnej identyfikacji podmiotu nie wskazanego w żadnym z raportów kwartalnych Ministra Finansów za dany rok rozliczeniowy, a obowiązane do wykonania NCW. Dodatkowo podkreślić należy, iż ryzyko powstania luki w systemie monitorowania realizacji NCW wzrasta wraz ze zjawiskiem polegającym na podejmowaniu przez poszczególnych przedsiębiorców działalności gospodarczej w celu zrealizowania zaledwie kilku istotnych transakcji w zakresie wprowadzenia na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej zaimportowanych, względnie nabytych wewnątrzspółnotowo paliw lub biopaliw ciekłych.

Przedstawiony stan faktyczny, wskazujący na działania zmierzające do obejścia przepisów prawa przewidujących obowiązek realizacji NCW sprawia, iż po raz kolejny krytycznie ocenić trzeba wiarygodność danych przekazywanych Prezesowi URE w trybie art. 30 ust. 3 ustawy o biopaliwach.

Rezultatem działań prowadzonych w zakresie monitoringu rynku biokomponentów, paliw ciekłych i biopaliw ciekłych były zbiorcze raporty kwartalne Prezesa URE, sporządzane na pod-

⁹⁸⁾ 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.

⁹⁹⁾ 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.

¹⁰⁰⁾ 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).

stawie art. 30 ust. 4 ustawy o biopaliwach, przekazywane ministrom właściwym do spraw: finansów publicznych, gospodarki, rynków rolnych oraz środowiska, a także Prezesowi Agencji Rynku Rolnego.

4.2.2. Biokomponenty

W 2012 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 2012 r. zawarte zostało w tab. 52.

Tabela 52. Biokomponenty – podstawowe informacje

Wyszczególnienie	Jedn. miary	Ogółem	Bioetanol	Ester
Ilość biokomponentów wytworzonych przez ogół wytwórców	[tona]	759 760	167 802	591 957
Ilość biokomponentów sprzedanych przez wytwórców na terytorium kraju	[tona]	652 221	98 847	553 375
Ilość biokomponentów sprzedanych przez wytwórców podmiotom zagranicznym	[tona]	20 954	3 165	17 789

Źródło: URE na podstawie informacji uzyskanych: w I, II, III i IV kwartale 2012 r., odpowiednio od 34, 34, 32 i 32 wytwórców, którzy przekazali sprawozdania kwartalne, o których mowa w art. 30 ust. 1 ustawy o biopaliwach.

4.2.3. Biopaliwa ciekłe

W 2012 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 2012 r. zawarte zostało w tab. 53.

Tabela 53. Biopaliwa ciekłe – podstawowe informacje

Wyszczególnienie	Jedn. miary	Ogółem	Na bazie benzyn silnikowych	Na bazie oleju napędowego	Ester (samostne paliwo)
biopaliwa ciekłe wytworzone przez ogół producentów	[tona]	28 743	0	0	28 743
biopaliwa ciekłe sprzedane na terytorium kraju	[tona]	65 358	11	0	65 347
biopaliwa ciekłe przeznaczone do zastosowania w wybranych flotach* oraz zużyte na potrzeby własne	[tona]	306	0	0	306

* 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 2012 r., odpowiednio od 47, 47, 40 i 43 producentów, którzy przekazali sprawozdania kwartalne, o których mowa w art. 30 ust. 2 ustawy o biopaliwach.

4.3. Monitorowanie realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego

Istotną kompetencją Prezesa URE, która umożliwia realizację zobowiązań Polski wynikających z przepisów Dyrektywy 2009/28/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, zmieniającej i w następstwie uchylającej dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE, jest monitorowanie oraz egzekwowanie wykonania Narodowego Celu Wskaźnikowego (NCW), o którym mowa w art. 23 ustawy o biopaliwach, tj. zapewnienia co najmniej minimalnego udziału biokomponentów i innych paliw odna-

wialnych w ogólnej ilości paliw ciekłych i biopaliw ciekłych sprzedanych, zbytych w innej formie lub zużytych na potrzeby własne, liczonego według wartości opałowej.

Przepisy ustawy o biopaliwach zakładają, że 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 zakresie¹⁰¹⁾. Aktualnie obowiązujące rozporządzenie Rady Ministrów z 15 czerwca 2007 r.¹⁰²⁾ stanowi, że wysokość NCW w 2011 r. powinna wynosić 6,20%, zaś w 2012 r. – 6,65%.

Zobowiązanymi do realizacji NCW są przedsiębiorcy wykonujący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, importu lub nabycia wewnątrzwspólnotowego paliw ciekłych lub biopaliw ciekłych, którzy sprzedają lub zbywają je w innej formie na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub zużywają na potrzeby własne¹⁰³⁾. Obowiązek ten jest zabezpieczony możliwością stosowania przez Prezesa URE sankcji finansowych w postaci kar pieniężnych (por. pkt 5.3).

W związku z wejściem w życie ustawy o zmianie ustawy o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw oraz niektórych innych ustaw¹⁰⁴⁾, z początkiem 2012 r. podmioty zobowiązane do realizacji NCW uzyskały możliwość zastosowania współczynnika redukującego wysokość NCW w przypadku udokumentowania wykorzystania w danym roku nie mniej niż 70% biokomponentów wytworzonych przez wytwórców (w rozumieniu art. 2 ust. 1 pkt 18 ustawy o biopaliwach), prowadzących działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania biokomponentów, z surowców rolniczych lub biomasy, których pochodzenie zostało określone przepisami art. 23 ust. 4 pkt 1-3 ustawy o biopaliwach. Wysokość ww. współczynnika redukcyjnego na lata 2012–2013 została przy tym ustalona na poziomie 0,85, co oznacza możliwość skorzystania przez podmiot realizujący Narodowy Cel Wskaźnikowy z obniżki NCW w tych latach o 15%, po spełnieniu wymagań uprawniających do tej obniżki, określonych w art. 23 ustawy o biopaliwach.

Jednocześnie w związku z wejściem w życie ustawy o zmianie ustawy o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw oraz niektórych innych ustaw¹⁰⁵⁾, Prezes URE, na podstawie nowo wprowadzonych do ustawy o biopaliwach regulacji prawnych, jeszcze w 2011 r. opracował i udostępnił nowe wzory sprawozdań rocznych dotyczących realizacji NCW w 2011 r. i w latach następnych (oznaczone symbolem DPE-4.3), uwzględniających przy tym możliwość zastosowania, w odniesieniu do wymaganego w danym okresie rozliczeniowym poziomu NCW, współczynnika redukcyjnego.

Na podstawie ww. sprawozdań rocznych zebranych w 2012 r. od 25 spośród 27 podmiotów, zidentyfikowanych jako obowiązane do realizacji NCW w 2011 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 2011 r. wyniósł 6,24%. 23 spośród 27 podmiotów zobowiązanych do realizacji NCW, wykazało wykonanie tego obowiązku na wymaganym prawem poziomie.

Z ustaleń dokonanych w 2011 r. wynika, iż w grupie 27 podmiotów zidentyfikowanych jako obowiązane do realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego w 2011 r. znalazły się:

- cztery podmioty, które osiągnęły NCW na poziomie poniżej 6,20% lub nie wykazały realizacji,
- dwanaście podmiotów, które osiągnęły NCW na poziomie od 6,20% do 6,49%,
- trzy podmioty, które osiągnęły NCW na poziomie od 6,50% do 6,99%,
- trzy podmioty, które osiągnęły NCW na poziomie od 7,00% do 29,99%,
- jeden podmiot, który osiągnął NCW na poziomie od 30,00% do 99,99%,
- cztery podmioty, które osiągnęły NCW na poziomie 100%.

Ponadto, w 2012 r. do przedsiębiorców podlegających dyspozycji art. 23 ust. 1 ustawy o biopaliwach skierowano wezwania do przedstawienia szczegółowych informacji i dokumentów w zakresie realizacji NCW w 2011 r. Na podstawie przekazanych od ww. przedsiębiorców informacji i dokumentów prowadzone były czynności rozliczeniowe w powyższym zakresie, jak również czynności rozliczeniowe za lata 2009–2010. W stosunku do podmiotów, które nie zrealizo-

¹⁰¹⁾ Art. 24 ust. 1 ustawy o biopaliwach.

¹⁰²⁾ Rozporządzenie Rady Ministrów z 15 czerwca 2007 r. w sprawie Narodowych Celów Wskaźnikowych na lata 2008–2013 (Dz. U. Nr 110, poz. 757).

¹⁰³⁾ Art. 2 ust. 1 pkt 25 ustawy o biopaliwach.

¹⁰⁴⁾ Ustawa z 27 maja 2011 r. o zmianie ustawy o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. Nr 153, poz. 902 z późn. zm.).

¹⁰⁵⁾ j.w.

wały w 2011 r. NCW na wymaganym poziomie, bądź nie wykazały jego realizacji prowadzono postępowania zmierzające do zastosowania sankcji przewidzianych w przepisach ustawy o biopaliwach.

Z kolei, na podstawie sprawozdań kwartalnych (art. 30 ust. 2 ustawy o biopaliwach) przekazywanych w terminie do 45 dni po zakończeniu danego 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 NCW za 2012 r. wyniósł 5,30%. Należy jednak dodać, że wstępne informacje dotyczące realizacji NCW za cały rok 2012 będą dostępne w drugim kwartale 2013 r., co wynika z uwarunkowań formalno-prawnych monitorowania realizacji NCW, w tym terminu składania sprawozdania rocznego, o którym mowa w treści art. 30b ust. 1 ustawy o biopaliwach.

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 przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub jej obrotem i sprzedające tę energię odbiorcom końcowym, przyłączonym do sieci na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej; odbiorców końcowych będących członkami giełdy towarowej lub członkami rynku organizowanego przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany, w odniesieniu do transakcji zawieranych we własnym imieniu na giełdzie towarowej lub na rynku organizowanym przez ten podmiot, towarowych domów maklerskich lub domów maklerskich, w odniesieniu do transakcji realizowanych na zlecenie odbiorców końcowych na giełdzie towarowej lub na rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany; kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz kontrolowanie na wniosek odbiorcy dotrzymania parametrów jakościowych paliw gazowych i energii elektrycznej oraz kontrola kwalifikacji osób, o których mowa w art. 54 ustawy. Kompetencje Prezesa URE upoważniają go do kontroli przestrzegania warunków prowadzenia działalności 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.

Prezes URE sprawuje bieżącą kontrolę nad posiadaniem taryf dla energii elektrycznej i paliw gazowych przez przedsiębiorstwa, które uzyskały koncesje na prowadzenie działalności w tym zakresie. A mianowicie, działając na podstawie art. 28 ustawy – Prawo energetyczne przedsiębiorstwa te proszone są o przedstawienie ogólnych informacji nt. prowadzonej działalności, tj. podanie w szczególności:

- czy została podjęta działalność gospodarcza w zakresie objętym koncesjami,
- czy Przedsiębiorstwo posiada zatwierdzoną przez Prezesa URE taryfę na prowadzenie danej działalności lub wystąpiło z wnioskiem o jej zatwierdzenie,
- planowanej liczby odbiorców paliw gazowych lub energii elektrycznej,
- planowanej rocznej dostawy paliw gazowych lub energii elektrycznej.

Przedsiębiorstwa pouczane są o konieczności ustalenia taryf i przedłożenia ich do zatwierdzenia Prezesowi URE, jak również o sankcjach wynikających z art. 56 ust. pkt 5 i 5a ustawy – Prawo energetyczne za stosowanie cen i taryf, nie przestrzegając obowiązku ich przedstawienia Prezesowi URE do zatwierdzenia.

Ponadto przepisy ustawy – Prawo energetyczne wskazują wprost obszary, które podlegają kontroli Prezesa URE. Zgodnie z delegacją ustawową zawartą w art. 23 ust. 2 pkt 2 ww. ustawy, do zakresu działania Prezesa URE należy m.in. kontrola stosowania taryf paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła pod względem ich 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.

Zmierzając więc do równoważenia interesów przedsiębiorstw i odbiorców paliw i energii, Prezes URE dokonuje kontroli w każdym postępowaniu administracyjnym w sprawie zatwierdzenia taryfy, bez względu na rodzaj nośnika m.in. poprzez:

- 1) analizowanie i weryfikowanie kosztów przyjmowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne 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 i stawek opłat zapewnia ochronę interesów odbiorców przed ich nieuzasadnionym poziomem,
- 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 itp., o które to przychody pomniejszany jest przychód pokrywający koszty uzasadnione przedsiębiorstwa, a stanowiący podstawę do kalkulacji stawek opłat, itd.

Ponadto, Prezes URE prowadzi stały, bieżący nadzór nad stosowaniem taryf przez przedsiębiorstwa energetyczne, w szczególności w związku z wątpliwościami odbiorców, co do prawidłowości ich stosowania. Najczęstszymi przypadkami są kontrole pod kątem zgodności stosowania taryf z określonymi w niej warunkami, dotyczącymi: zasad kwalifikacji odbiorców do poszczególnych grup taryfowych, zmiany grupy taryfowej, sposobu rozliczeń, udzielania bonifikat z tytułu przerw w dostawie energii elektrycznej oraz sposobu naliczania opłat za ponadumowny pobór energii biernej i za przekroczenia mocy umownej.

Następstwem ujawnienia nieprawidłowości są natomiast stosowne, opisane poniżej, działania interwencyjne przy wykorzystaniu dostępnych instrumentów prawnych.

5.1.1. Działania interwencyjne

Energia elektryczna

W 2012 r. monitorowano sprawę awarii urządzeń wytwórczych w kontekście zgodności wykonywania przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania energii elektrycznej, zgodnie z warunkami określonymi w udzielonej koncesji.

Ponadto prowadzono dwa postępowania wyjaśniające dotyczące podejrzenia naruszenia przez przedsiębiorców warunków koncesji na obrót energią elektryczną w związku z dokonaniem zakupu energii elektrycznej od wytwórcy energii odnawialnej nie posiadającego stosownej koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej. W wyniku uzyskanych informacji w styczniu 2013 r. wszczęto postępowanie w sprawie wymierzenia kary pieniężnej w stosunku do jednego z przedsiębiorców, natomiast w stosunku do drugiego na koniec 2012 r. nie zakończono postępowania wyjaśniającego.

Prezes URE prowadzi także **bieżący nadzór** wynikający z napływającej korespondencji, od odbiorców paliw i energii, pod kątem zgodności stosowania taryf z określonymi w nich warunkami. Tylko w nielicznych przypadkach urząd podejmował interwencje w przedsiębiorstwach energetycznych, aby uzyskać informację na temat sprawy mając na celu pomoc odbiorcy i doprowadzenie do rozliczeń zgodnych z warunkami określonymi w taryfie. W większości przypadków udzielano wyczerpujących odpowiedzi, gdyż zadawane pytania lub stawiane zarzuty wynikały raczej z niezajomości tematu przez piszącego, natomiast w pozostałych przypadkach podejmowano interwencje:

1. W związku z pismem odbiorcy przesłanym w 2011 r., w sprawie stosowania w rozliczeniach za energię elektryczną przez przedsiębiorstwo energetyczne współczynnika pewności zasilania w wysokości 1,2, przeprowadzono postępowanie wyjaśniające w sprawie zasadności stosowania współczynnika i jego wysokości, które zostało zakończone w 2012 r. Z analizy odpowiedzi przedsiębiorstwa energetycznego w tej sprawie, a także z przedstawionego schematu zasilania wynikało, że oba ciągi zasilania odbiorcy były w gotowości do dostarczania

energii elektrycznej, a wysokość współczynnika w sposób adekwatny odzwierciedlała stan faktyczny, o czym odbiorca został poinformowany.

2. Odbiorca zwrócił się do Prezesa URE o interwencję w sprawie sposobu naliczania przez jedno z przedsiębiorstw energetycznych energii w strefach w dzień wolny od pracy, wskazując, że naliczanie odbywało się tak, jak w dzień powszedni. W wyniku przeprowadzonego postępowania wyjaśniającego przedsiębiorstwo stwierdziło, że wymiana i przeprogramowanie liczników dokonywana jest sukcesywnie oraz iż podjęło działania mające na celu właściwe rozliczenie tych odbiorców, których urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe nie są jeszcze odpowiednio zaprogramowane. Ponadto przedsiębiorstwo dokonało korekty rozliczenia energii zużytej przez odbiorcę w dniu wolnym.
3. Odbiorca przyłączony do sieci jednego z operatorów sieci dystrybucyjnej wystąpił do URE w sprawie nieprawidłowo stosowanej grupy taryfowej C12b zamiast grupy G w rozliczeniach należących do niego obiektów, tj. domu mieszkalnego oraz garażu, w którym prowadzony jest warsztat samochodowy. W toku prowadzonego postępowania wyjaśniającego ustalono, że odbiorca posiada dwie odrębne umowy: na gospodarstwo domowe (grupa taryfowa G11) oraz na warsztat (grupa C12b), o czym urząd poinformował odbiorcę. Odbiorca w swoim kolejnym wystąpieniu wyjaśnił, iż stary budynek mieszkalny (grupa G11) został przeznaczony na budynek gospodarczy, a nowo wybudowany dom został podpięty pod wspólny licznik z garażem (grupa C12b). W tej sytuacji URE wskazał odbiorcy na konieczność wyjaśnienia opisanych okoliczności z przedsiębiorstwem, z którym odbiorca ma podpisaną umowę oraz dokonania stosownych zmian w zawartych umowach. Ponadto przesłano odbiorcy kopie jego umów zawartych z przedsiębiorstwem, którymi nie dysponował.
4. Odbiorca przyłączony do sieci jednego z operatorów sieci dystrybucyjnej wystąpił do urzędu w sprawie rozdzielania istniejącej instalacji elektrycznej w domu rekreacyjnym w związku z kupnem jego części. Rozdzielenie instalacji wiązało się z podziałem mocy przypadającej na istniejące przyłącze (25 kW) – na potrzeby dotychczasowych właścicieli domu (17 kW) oraz nowego właściciela (8 kW) z jednoczesnym zwiększeniem przez niego mocy (o 2 kW). Odbiorca z powyższym wnioskiem wystąpił do przedsiębiorstwa, załączając zgodę dotychczasowych właścicieli na rozdzielanie przyłącza i podział mocy. W przedstawionych warunkach przyłączenia oraz projekcie umowy o przyłączenie przedsiębiorstwo, jako moc przyłączeniową przyjęło 10 kW i za taką moc zażądało uiszczenia opłaty przyłączeniowej. Natomiast zdaniem odbiorcy powinien on ponieść opłatę jedynie za przyrost mocy tj., za 2 kW. Z przeprowadzonego postępowania wyjaśniającego – z informacji otrzymanych za pośrednictwem sprzedawcy, z którym odbiorca miał podpisaną umowę kompleksową wynikało, iż dotychczasowi właściciele domu letniskowego nie podjęli kroków w celu formalnego zmniejszenia mocy przyłączeniowej przypadającej na ich część budynku. Odbiorca został więc poinformowany przez urząd, iż konieczne jest zawarcie nowej umowy przez dotychczasowych właścicieli budynku oraz wystąpienie przez niego o zmianę wydanych warunków przyłączenia. Odbiorca otrzymał od przedsiębiorstwa aneks do warunków zmieniający wartość zwiększanej mocy przyłączeniowej do 2 kW z odpłatnością jedynie za tę wielkość mocy.
5. W związku z pismem odbiorcy dotyczącym kwalifikacji obiektu (altany w ogródku działkowym) do grupy taryfowej C11, urząd wystąpił w tej sprawie do przedsiębiorstwa energetycznego. W odpowiedzi przedsiębiorstwo poinformowało, iż na podstawie analizy posiadanej dokumentacji stwierdza, że obiekt odbiorcy nie jest, w rozumieniu zapisów taryfowych, ani domem letniskowym, ani kempingowym, ani altaną w ogródku działkowym, ani żadnym innym budynkiem służącym do celów bytowych, gdyż przedmiotowy obiekt to działka niezabudowana, na której postawiono pawilon ogrodowy (namiot). Przedsiębiorstwo zadeklarowało jednak, iż wychodząc naprzeciw oczekiwaniom odbiorcy jest w stanie przychylić się do jego wniosku o zmianę grupy taryfowej na G11, pod warunkiem uzyskania od niego stosownego oświadczenia, z którego wynikać będzie, że energia elektryczna zużywana będzie wyłącznie na cele bytowe, z wyłączeniem jakiegokolwiek działalności gospodarczej.
6. Wskutek wystąpienia odbiorcy, dotyczącego odmowy przez przedsiębiorstwo energetyczne przyjęcia zamówienia mocy umownej w niejednakowych wysokościach na poszczególne miesiące roku, urząd podjął interwencję w sprawie i przeprowadził postępowanie wyjaśniające. W ramach korespondencji, przedsiębiorstwo oświadczyło, że – co prawda – jest możliwe zamówienie niejednakowej wielkości mocy umownej w poszczególnych miesiącach, jednakże jedynie w przypadkach szczególnych, np. gdy odbiorca prowadzi sezonową działalność pro-

- dukcyjną lub usługową. Jednocześnie przedsiębiorstwo wystąpiło z wnioskiem o dokonanie interpretacji obowiązujących przepisów prawa w tym zakresie. Postępowanie jest w toku.
7. W związku z wystąpieniem odbiorcy odnośnie nieprawidłowości w rozliczeniu za energię elektryczną przez jedno z przedsiębiorstw tzw. energetyki przemysłowej mające status OSD w związku z nieprawidłowym działaniem liczników energii elektrycznej oraz błędnych rozliczeń za przekroczenie mocy umownej, podjęto interwencję w sprawie. Według odbiorcy, układ pomiarowo-rozliczeniowy umożliwia rozliczenie wg sumy dziesięciu największych wielkości nadwyżek mocy pobranej ponad moc umowną, podczas gdy przedsiębiorstwo przyjmuje do rozliczeń dziesięciokrotność najwyższego przekroczenia mocy. Trwa postępowanie wyjaśniające dotyczące rozliczania odbiorcy.
 8. W związku z wystąpieniem odbiorcy odnośnie, jego zdaniem, błędnego sposobu naliczania, przez przedsiębiorstwo energetyczne, opłat za przekroczenie mocy umownej dla tego odbiorcy, urząd podjął interwencję w powyższej sprawie. Mimo wymiany korespondencji z przedsiębiorstwem, nadal trwa postępowanie wyjaśniające dotyczące różnicy w naliczaniu opłat za przekroczenie mocy umownej dla odbiorcy z okresem rozliczeniowym od 26 dnia każdego miesiąca do 25 dnia danego miesiąca, a kwestią liczenia przekroczeń mocy w miesiącu kalendarzowym. Ponadto wątpliwości wzbudził sposób, przyjęty przez przedsiębiorstwo, prezentowania na fakturze trwania okresu rozliczeniowego, sugerujący, że okresy rozliczeniowe kończą się i zaczynają się w tym samym dniu.
 9. W związku z pismem odbiorcy w sprawie nieprawidłowego stosowania postanowień taryfy przedsiębiorstwa energetycznego przy naliczaniu opłaty za nielegalny pobór energii elektrycznej, przeprowadzono postępowanie wyjaśniające. Wg odbiorcy, w przypadku nielegalnego poboru energii przy ingerencji w układ pomiarowo-rozliczeniowy, przy naliczaniu tej opłaty przedsiębiorstwo powinno – stosownie do zapisów taryfy dla dystrybucji energii elektrycznej – nie tylko zastosować ryczałtowe ilości energii elektrycznej, ale również uwzględnić rzeczywistą możliwość pobierania energii przez danego odbiorcę, wynikającą z mocy i rodzaju zainstalowanych odbiorników. W trakcie postępowania wyjaśniającego przedsiębiorstwo poinformowało, że pomiędzy odbiorcą a przedsiębiorstwem energetycznym została zawarta ugoda przedsądowa. Natomiast, co do kwestii sposobu naliczenia opłaty za nielegalny pobór energii w tym przypadku, nie stwierdzono nieprawidłowości.
 10. W związku z licznymi zapytaniami uczestników rynku energii w Polsce, dotyczącymi zasad prowadzenia rozliczeń za ponadumowny pobór energii biernej, Prezes URE przesłał swoje stanowisko w powyższej sprawie. Zgodnie z zapisami zatwierdzonych taryf analizowanych podmiotów, „*Okresem rozliczeniowym w zakresie prowadzenia rozliczeń za ponadumowny pobór energii biernej jest okres rozliczeniowy, który jest jasno zdefiniowany jako okres miesięczny*”. Wskazane zapisy zarówno w rozporządzeniu taryfowym, jak i w analizowanych taryfach przedsiębiorstw, jasno określają, że w obecnym stanie prawnym opłatę za ponadumowny pobór energii biernej, nalicza się za cały okres rozliczeniowy, zdefiniowany w zatwierdzonej taryfie dostawcy usługi dystrybucyjnej bądź przesyłowej. Należy przy tym zwrócić szczególną uwagę, że wzór, wg którego naliczana powinna być opłata za nadwyżki energii biernej, nie zawiera znaku sumy poszczególnych dób, a odnosi się do całej ilości pobranej energii elektrycznej w okresie rozliczeniowym wg metody rozliczenia całodobowego, zgodnie z zatwierdzoną taryfą, o czym zainteresowane strony zostały powiadomione.

Ponadto prowadzone były działania interwencyjne o **charakterze ogólnym**, które dotyczyły sześciu Operatorów Systemów Dystrybucyjnych.

1. Prezes URE przeprowadził szczegółową analizę zamieszczanych na stronach internetowych, poszczególnych operatorów systemów dystrybucyjnych, wskaźników niezawodności sieci dystrybucyjnej, która wykazała szereg niezgodności, wynikłych z różnej interpretacji przepisów rozporządzenia Ministra Gospodarki z 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. W związku z powyższym, po przeanalizowaniu metod stosowanych przez OSD przy obliczaniu ww. wskaźników, w celu zapewnienia ich porównywalności oraz jednakowego podejścia metodologicznego przez wszystkich OSD w kraju, Prezes URE wystosował Informację nr 16/2012 z 21 czerwca 2012 r.

W swoim stanowisku poinformował, iż do obliczeń wskaźników niezawodności sieci dystrybucyjnej należy przyjmować ilość odbiorców przyłączonych do sieci operatora na koniec roku kalendarzowego, dla którego prowadzone są obliczenia wskaźników.

Podkreślił również zasadność publikowanych wskaźników niezawodności sieci informując, że publikowane przez operatorów wskaźniki, wykorzystywane są przez różne podmioty i instytucje do sporządzania sprawozdań oraz analiz, zarówno dotyczących rynku krajowego energii elektrycznej, jak i międzynarodowego, zatem należy dołożyć wszelkiej staranności w wyznaczaniu tych wskaźników, które podawane są do publicznej wiadomości.

2. Ze względu na duże zróżnicowanie stawek opłat za przekazywanie danych pomiarowych dla potrzeb rozliczeń na rynku bilansującym, które wykazywały przedsiębiorstwa będące OSDn do kalkulacji taryf dla energii elektrycznej, Prezes URE poddał szczegółowej analizie porównawczej sześciu największych operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD), w zakresie stosowania stawek i zasad rozliczeń związanych z realizacją umów na przekazywanie danych pomiarowych do OSP dla potrzeb rozliczeń na rynku bilansującym przez OSD na rzecz OSDn zgodnie z art. 9c ust. 3a ustawy – Prawo energetyczne oraz rodzaju majątku zaangażowanego do świadczenia tej usługi. Przeprowadzona analiza wykazała bardzo duże różnice zarówno w wysokościach pobieranych opłat jak i odnośnie metod prowadzonych rozliczeń. Dlatego też mając na uwadze jednakowe traktowanie przedsiębiorstw w zakresie ponoszonych przez nich kosztów wynikających z czynności, o której mowa wyżej, Prezes URE wydał w tej sprawie Informację nr 25/2012 z 10 września 2012 r., w której poinformował, że za uzasadnioną, jednolitą dla wszystkich OSD stawkę miesięczną za realizowanie czynności opisanej w § 22 ust. 1 pkt 5 rozporządzenia taryfowego będzie uznawał 170 zł/umowę/miesiąc, dodatkowo informując, że w procesie zatwierdzania kosztów przedsiębiorstw energetycznych będących OSDn, nie będą uwzględniane koszty wyższe niż wskazane w informacji.

W 2012 r. do Prezesa URE wpłynęło 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:

1. Jedna ze spółek napotkała problemy z realizacją umowy sprzedaży energii elektrycznej zawartej z OSD. Odbiorca współpracował z operatorem od 2010 r. Ostatnią umowę sprzedaży spółka podpisała w styczniu 2011 r. z terminem obowiązywania do końca 2012 r. i jednocześnie udzieliła pełnomocnictwa do reprezentowania jej u właściwego OSD. W trakcie 2012 r. wystąpiły problemy z doręczaniem odbiorcy faktur VAT za dostarczoną energię elektryczną, a następnie odbiorca został poinformowany przez operatora o zawarciu umowy sprzedaży energii elektrycznej ze sprzedawcą rezerwowym. Po interwencji regulatora operator przyznał, że ze względu na nieprawidłowości proceduralne nie dopełniono formalności przedłużenia umowy sprzedaży ze spółką na rok 2012. Jednocześnie przedsiębiorstwo obrotu podjęło decyzję o rekompensacie kwoty nadpłaconej przez spółkę z tytułu zastosowania cennika rezerwowego przez sprzedawcę wypełniającego funkcje sprzedawcy z urzędu.
2. Kolejna interwencja dotyczyła firmy, która pismem z 27 września 2012 r. złożyła skargę na niewłaściwe przeprowadzenie procedury zmiany sprzedawcy przez przedstawiciela handlowego u dotychczasowego sprzedawcy.

Prezes URE zwrócił się do OSD z prośbą o udzielenie wyjaśnień dotyczących realizacji przez OSD procedury zmiany sprzedawcy na rzecz odbiorcy. Operator udzielił wyjaśnień, z których wynikało, że 19 stycznia 2012 r. spółka zajmująca się obsługą klientów dotychczasowego sprzedawcy otrzymała od nowego sprzedawcy podwójne zgłoszenie zmiany sprzedawcy, dotyczące odbiorcy z planowaną datą rozpoczęcia sprzedaży 1 marca 2012 r. Zgłoszenie zostało zweryfikowane negatywnie ze względu na nieskuteczność rozwiązania Umowy kompleksowej, o czym nowy sprzedawca został poinformowany poprzez Platformę Wymiany Informacji. Następne zgłoszenie z 9 marca 2012 r. z planowaną datą rozpoczęcia sprzedaży 1 czerwca 2012 r., również zostało odrzucone z tego samego powodu.

Ponieważ wyjaśnienia udzielone przez OSD nie dały odpowiedzi na pytanie, dlaczego w tym samym czasie na rzecz odbiorcy realizowane były dwie Umowy sprzedaży energii elektrycznej tj. Umowa kompleksowa obowiązująca pomiędzy dotychczasowym sprzedawcą a odbiorcą oraz Umowa Sprzedaży energii elektrycznej zawarta pomiędzy nowym sprzedaw-

cą a odbiorcą, Prezes URE zwrócił się także do tych firm z prośbą o udzielenie szczegółowych wyjaśnień w sprawie.

Z wyjaśnień udzielonych przez nowego sprzedawcę wynika, że działania podejmowane w tym okresie po marcu 2012 r. determinowane założeniem wejścia w życie Umowy sprzedaży energii elektrycznej poczynając od czerwca 2012 r., przebiegały w warunkach błędu wywołanego faktem dokonania przez operatora pozytywnej weryfikacji zgłoszenia zmiany sprzedawcy dokonanego na rzecz odbiorcy 9 marca 2012 r. Tym niemniej z informacji zawartych w piśmie sprzedawcy wynika, że po otrzymaniu od spółki zajmującej się obsługą klientów dotychczasowego sprzedawcy informacji o przerwaniu procesu zmiany sprzedawcy, nowy sprzedawca poinformował odbiorcę o tym, że Umowa sprzedaży energii elektrycznej nie weszła w życie. Ponadto sprzedawca poinformował, że nie wystawił faktury będącej karą umowną oraz dokonał zwrotu na rzecz ww. klienta całości wpłaty dokonanej tytułem dwóch faktur za energię elektryczną. Natomiast z wyjaśnień udzielonych przez dotychczasowego sprzedawcę wynika, że odbiorca ciągle pozostaje jego klientem. Dodatkowo dotychczasowy sprzedawca poinformował o uwzględnieniu reklamacji klienta w sprawie niesłusznego naliczenia opłaty karnej.

13 czerwca 2012 r. nowy sprzedawca złożył skargę na działania dotychczasowego sprzedawcę ograniczające prawa odbiorców do wyboru sprzedawcy. Prezes URE wystąpił do dotychczasowego sprzedawcy z żądaniem wznowienia realizacji procedury zmiany sprzedawcy w odniesieniu do jednego odbiorcy oraz wszczęcia procedury w odniesieniu do kolejnego odbiorcy. W odpowiedzi dotychczasowy sprzedawca przesłał swoje stanowisko, w którym odniósł się negatywnie do żądania Prezesa URE, wywodząc, że jest uprawniony a nawet zobowiązany do żądania przedstawienia oryginału bądź notarialnie poświadczonej za zgodność z oryginałem kopii pełnomocnictwa do podejmowania czynności związanych z procedurą zmiany sprzedawcy. W związku z powyższym dotychczasowy sprzedawca podtrzymał swoje stanowisko o zawieszeniu realizacji procedury zmiany sprzedawcy wobec jednego z odbiorców z tytułu nieskutecznego wypowiedzenia umowy. Ponadto dotychczasowy sprzedawca ponownie odmówił wszczęcia procedury zmiany sprzedawcy wobec drugiego z odbiorców argumentując swoją decyzję brakiem zachowania przez nowego sprzedawcę terminu złożenia wniosku zgłoszenia zmiany sprzedawcy.

Wobec powyższego Prezes URE zmuszony był wystosować do dotychczasowego sprzedawcy powtórne wezwanie do zaprzestania działań skutkujących ograniczeniem prawa odbiorcy do swobodnej zmiany sprzedawcy, wynikającej z art. 4j ustawy – Prawo energetyczne. Dotychczasowy sprzedawca w odpowiedzi na to wezwanie Prezesa URE poinformował o wznowieniu procedury zmiany sprzedawcy dla jednego z odbiorców oraz o jej zrealizowaniu wobec kolejnego odbiorcy – co umożliwiło tym odbiorcom skorzystanie z zasady TPA.

3. Następną interwencją dotyczyła skarga odbiorcy z 30 sierpnia 2012 r. w sprawie utrudnienia realizacji zmiany sprzedawcy. W przesłanej korespondencji firma skarży się, iż operator nie realizuje ustawowo nałożonego obowiązku umożliwienia odbiorcy zmiany sprzedawcy energii elektrycznej. Skarżąca firma informowała Prezesa URE, iż wielokrotnie zwracała się z prośbą o podanie numerów identyfikacyjnych punktów poboru energii elektrycznej (PPE) i numeru licznika zgodnie z podpisaną umową i grupą taryfową C21. Firma zwracała się również z prośbą o zaprzestanie prowadzenia rozliczeń w oparciu o odczyty, które są prowadzone poza ich budynkiem (w sytuacji, kiedy nie są opomiarowane części wspólne) i ponoszenia przez odbiorcę kosztów strat przesyłowych. Z przedstawionych wyjaśnień wynika, że OSD informował skarżącą firmę o konieczności dostosowania układów pomiarowo-rozliczeniowych w związku z brakiem opomiarowania części wspólnych budynku pozostającego w zarządzie tej firmy, a indywidualne zasady wzajemnego rozliczania zostały określone w podpisanej i zaakceptowanej przez obie strony umowie sprzedaży energii elektrycznej i świadczenia usług przesyłowych. Ponadto OSD poinformował, że skarżąca firma rozliczana jest na niskim napięciu wg stawek grupy taryfowej C21, a wolumen energii przyjęty do rozliczenia stanowi różnica pomiędzy zużyciem wskazanym przez dwa liczniki zakupowe, a sumą energii zużytej przez wszystkich najemców. Reasumując w świetle uzyskanych wyjaśnień należy stwierdzić, iż w chwili obecnej nie ma podstaw do stwierdzenia naruszenia prawa odbiorcy do zmiany sprzedawcy przez to przedsiębiorstwo.

Paliwa gazowe

W ramach prowadzonego przez Prezesa URE bieżącego nadzoru nad rynkiem paliw gazowych, w 2012 r. prowadzono działania interwencyjne w następujących sprawach:

1. Do urzędu zwróciła się spółdzielnia mieszkaniowa o analizę opłat pobieranych przez jedną ze spółek gazowniczych za założenie plomb na układ pomiarowy i elementy instalacji zasilającej w miejsce plomb zerwanych lub naruszonych. Jej zdaniem w przypadku, gdy założenie kilku plomb odbywa się przy okazji jednego przyjazdu służb technicznych (a więc niejako „hurtowo”), opłata nie powinna wynikać wprost z iloczynu – ustalonej w taryfie – stawki opłat za tę czynność i ilości założonych plomb, gdyż wówczas ryczałtowe koszty dojazdu wkalkulowane w ww. stawkę są pobierane kilkukrotnie. Spółdzielnia wskazała przy tym, że w latach minionych „hurtowe” zakładanie plomb rozliczane było z uwzględnieniem rzeczywistych kosztów dojazdu.

Spółka poproszona o wypowiedzenie się w ww. zakresie wyjaśniła, że przyczyną nieobniżenia opłat za plombowanie gazomierzy był kolejny przypadek niepowiadomienia przez spółdzielnię o planowanych pracach na instalacji gazowej, co jest niezgodne z obowiązującym prawem. Pracownicy spółdzielni nie powinni demontować układów pomiarowych u odbiorców gazu, gdyż układy te są własnością spółki i tylko ona ma wyłączne prawo do wykonywania prac związanych z obsługą gazomierzy w celu wykluczenia jakiegokolwiek ingerencji w układ pomiarowy. Zgodnie bowiem z art. 3 pkt 25 ustawy – Prawo energetyczne przedsiębiorstwo to odpowiada za bezpieczeństwo dostaw paliwa gazowego i każda ingerencja osoby trzeciej [tu: pracowników spółdzielni] w układ pomiarowy zagraża bezpieczeństwu dostaw, na które w tym momencie spółka nie ma wpływu.

Niezależnie od tego wskazała również, że stosowanie stawek niższych niż zatwierdzone w obowiązującej taryfie jest kwestionowane przez jej służby audytorskie.

Wystąpienie spółdzielni było podstawą żądania przez Prezesa URE, w procesie zatwierdzania taryf spółek dystrybucyjnych GK PGNiG SA, wprowadzenia do nich zapisów, w myśl których w przypadku, gdy w ramach jednego dojazdu do odbiorcy wykonywana jest więcej niż jedna usługa dodatkowa zlecona przez tego odbiorcę (w tym np. założenie plomb), każda z opłat za wykonywanie drugiej i następnych czynności pomniejsza się o, ustaloną w taryfie, ryczałtową kwotę za dojazd do miejsca wykonywania czynności. Do taryf wprowadzony został również zapis o możliwości zastosowania niższych stawek za usługi świadczone na dodatkowe zlecenie odbiorcy w sytuacji wykonywania ich w budynku wielolokalowym lub w budynkach zlokalizowanych na tym samym terenie.

2. Następną sprawą, rozpatrywaną przez urząd, wynikała ze skargi odbiorcy na działania przedsiębiorstwa, które nie znalazło podstaw do przekwalifikowania go z mniej dla niego korzystnej grupy W-3.6 do grupy W-2, mimo że podjął on starania, aby nie przekroczyć limitu kwalifikującego go do grupy W-2. Zapytane w tej sprawie przedsiębiorstwo wyjaśniło, że kwalifikacji dokonało zgodnie z postanowieniami ustalonej przez siebie taryfy, która weszła w życie 15 lipca 2011 r. i która wprowadziła istotne zmiany w zakresie zasad kwalifikacji odbiorców do grup taryfowych w stosunku do jego poprzednich taryf. Przed wskazaną bowiem datą podstawą kwalifikacji odbiorców, o niewielkim zużyciu gazu, do grup taryfowych było zużycie przez nich gazu w poprzednim roku umownym, który był tożsamy z rokiem kalendarzowym. Z uwagi jednak na to, że ustalenie zużycia faktycznego w okresie od 1 stycznia do 31 grudnia było fizycznie niemożliwe, gdyż wymagałoby dokonania rzeczywistych odczytów gazomierzy u ponad 6,2 mln odbiorców w jednym dniu (31 grudnia każdego roku) wielkość zużycia będąca podstawą kwalifikacji była wartością szacunkową¹⁰⁶⁾ i odbiorcy wielokrotnie domagali się, aby podstawą ich kwalifikacji do grup taryfowych były rzeczywiste pomiary zużycia. Stąd też w taryfie przedsiębiorstwa powiązано rok umowny (również obejmujący 12 kolejnych miesięcy) z datami rzeczywistych odczytów odbiorców, którzy na danym terenie odczytywani są raz w roku.

Zmiana zasad dla znakomitej większości odbiorców (których zużycie mieści się bliżej środkowych wartości określonych dla danej grupy taryfowej) pozostała obojętna. Dla części odbiorców była korzystna (gdy wydłużenie roku umownego ponad 12 miesięcy wiązało się

¹⁰⁶⁾ W skrajnych przypadkach, szacowanie zużycia na 31 grudnia mogło być oparte o odczyt rzeczywisty np. z czerwca – w przypadku odbiorców odczytywanych raz w roku właśnie w tym miesiącu.

z pozostaniem w grupie taryfowej o niższych opłatach stałych), dla pewnej jednak grupy, do której zaliczał się skarżący, wiązała się z niekorzystnymi skutkami finansowymi.

Wprawdzie taryfa przedsiębiorstwa przewidywała możliwość zakwalifikowania odbiorcy do innej grupy taryfowej niż wynikało to z ogólnych zasad kwalifikacji, po złożeniu przez niego pisemnej deklaracji o przewidywanej istotnej zmianie wielkości poboru, ale termin złożenia tej deklaracji został określony na 30 dni przed rozpoczęciem kolejnego roku umownego, co przez ogromną większość odbiorców nie zostało dostrzeżone (odbiorcy bowiem z reguły nie zapoznają się z treścią przesyłanych im wyciągów z taryf), a część z nich nawet gdyby zapoznała się z nowymi zasadami i tak nie miała możliwości złożenia deklaracji w wymaganym terminie, tak jak miało to miejsce w przypadku skarżącego (przy czym ten ostatni taką deklarację złożył długo po terminie akceptowanym przez przedsiębiorstwo, tj. wydłużonym w stosunku do zapisów taryfy).

Po szczegółowym przeanalizowaniu powyższej skargi (jak również innych skarg na zmianę zasad kwalifikacji do grup taryfowych, kierowanych do urzędu w dużej ilości drogą telefoniczną), URE jednoznacznie negatywnie ocenił rygorystyczne przestrzeganie przez przedsiębiorstwo ustalonej przez siebie treści taryfy – w szczególności w odniesieniu do nieuregulowanego w tej taryfie okresu przejściowego, jakim powinien być pierwszy rok stosowania nowej definicji roku umownego.

Stąd też, kierując się przekonaniem, że żadna zmiana zasad (nawet jeśli generalnie oceniana jest przez urząd pozytywnie) nie powinna niweczyć wysiłków odbiorców na rzecz racjonalnego wykorzystania paliwa gazowego, do przedsiębiorstwa skierowane zostało pismo rekomendujące rozpatrywanie reklamacji odbiorców dotyczących kwalifikacji do grup taryfowych na ich korzyść. Poproszono przy tym o przekazanie informacji dotyczącej liczby deklaracji złożonych przez odbiorców po wprowadzeniu taryfy, z podziałem na gazownie, z wyszczególnieniem deklaracji niezaakceptowanych i określeniem przyczyn braku akceptacji. W odpowiedzi przedsiębiorstwo poinformowało, że w przypadkach, jeżeli reklamacja odbiorcy została negatywnie rozpatrzona z powodu wydłużenia roku umownego, a analiza zużycia w okresie 1 stycznia 2011 r. – 31 grudnia 2011 r. wskazuje, że od 1 stycznia 2012 r. taki odbiorca zostałby – według zasad ustalonych w poprzednich taryfach – zakwalifikowany do korzystniejszej dla niego grupy taryfowej, możliwe jest jej ponowne rozpatrzenie z uwzględnieniem indywidualnych okoliczności sprawy.

Odbiorcom przekazana została informacja o gotowości przedsiębiorstwa do ponownego rozpatrzenia ich wniosków (czy reklamacji) i zważywszy, że nie interweniowali już w urzędzie można przyjąć, że ich wnioski zostały rozpatrzone zgodnie z ich oczekiwaniami.

3. Kolejna interwencja, jaką podjął urząd, wynikała z przekazanej przez Departament Skarg i Wniosków KPRM skargi odbiorcy gazu w sprawie niekorzystnej dla niego zmiany przez przedsiębiorstwo grupy taryfowej z W-2.1, w której był rozliczany na W-3.6. Z analizy wskazań odczytów rzeczywistych gazomierza skarżącego – dokonanej po uzyskaniu od przedsiębiorstwa informacji dotyczącej terminów odczytów oraz stanu gazomierza – wynikało, iż – w omawianym przypadku – taka zmiana grupy taryfowej nie powinna mieć miejsca.

Zgodnie bowiem z postanowieniami pkt 3.3.5 taryfy w zakresie dostarczania paliw gazowych ustalonej przez przedsiębiorstwo, kwalifikacja odbiorców do grup taryfowych od W.1.1 do W-4 następuje na podstawie rocznej ilości umownej, którą ustala się w oparciu o odczyt kwalifikacyjny oraz odczyt OSD dokonany na 12 miesięcy przed odczytem kwalifikacyjnym albo – w przypadku braku takiego odczytu – jako iloczyn 365 dni oraz średniodobowego zużycia gazu w okresie pomiędzy odczytem OSD dokonany w dacie najbardziej zbliżonej do 12 miesięcy przed odczytem kwalifikacyjnym. Przy czym okresu najbardziej zbliżonego do 12 miesięcy nie można rozumieć dowolnie. Okresem takim absolutnie nie powinien być okres niespełna 11 miesięcy, który przyjęty został do rozliczeń w przypadku skarżącego.

W związku z powyższym urząd wystąpił do przedsiębiorstwa o pozytywne rozpatrzenie skargi odbiorcy i idącą w ślad za tym korektę wystawionych mu faktur. W odpowiedzi przedsiębiorstwo poinformowało, że ponownie przeanalizowało reklamację odbiorcy i zgodnie z zaleceniem urzędu za dostarczany mu gaz rozliczać go będzie według cen i stawek opłat właściwych dla grupy W-2.1. Wskazało przy tym, że dokonało korekty dotychczasowych, niekorzystnych dla odbiorcy faktur.

4. W 2012 r. do URE wpłynęła prośba przedsiębiorstwa budowlanego o podjęcie działań mających na celu przeciwdziałanie praktykom obciążania, przez spółki dystrybucyjne GK PGNiG SA (OSD), ogromnymi opłatami, niewspółmiernie wysokimi w stosunku do wyrządzonych

szkód, sprawców nieumyślnego uszkodzenia ich gazociągów. Naliczane opłaty stanowiły rekompensatę opłat, jaką OGP GAZ-SYSTEM SA obciążał PGNiG SA z tytułu przekroczenia mocy zamówionej¹⁰⁷⁾ przez to przedsiębiorstwo w punktach wyjścia z jego sieci, będących jednocześnie punktami wejścia do sieci OSD, które spowodowane zostało uszkodzeniem ich gazociągów w trakcie prac ziemnych prowadzonych przez sprawców tych uszkodzeń. Opłaty ustalane przez OGP stanowiły iloczyn mocy maksymalnej zarejestrowanej przez układ pomiarowy ponad moc umowną zamówioną przez PGNiG SA, ilości godzin w okresie miesiąca (mimo że przekroczenie trwało np. 0,5 godziny) i trzykrotnej stałej stawki opłaty przesyłowej właściwej dla grupy taryfowej, w której PGNiG SA w punkcie, w którym nastąpiło przekroczenie, jest rozliczane. Kwotami tymi PGNiG SA obciążało następnie OSD¹⁰⁸⁾, które z kolei z roszczeniami występowały do sprawców powstałych przekroczeń.

W ocenie Prezesa URE stosowana przez OGP praktyka bezwzględnego naliczania opłat za przekroczenia mocy umownych spowodowane uszkodzeniami gazociągów jest niewłaściwa i na fakt ten – po wielu skargach sprawców awarii – już w sierpniu 2011 r. Prezes URE zwrócił temu przedsiębiorstwu uwagę. Poparł przy tym wystąpienie PGNiG SA, skierowane do tego przedsiębiorstwa, o anulowanie opłat za przekroczenie mocy umownych, naliczonych w związku z awariami sieci dystrybucyjnych, które spowodowane zostały działaniami osób trzecich, prosząc o podjęcie stosownych decyzji w tym zakresie.

Rozstrzygnięcie opisanych spraw miało miejsce dopiero w 2013 r. OGP GAZ-SYSTEM SA, PGNiG SA oraz OSD 24 stycznia 2013 r. zawarły bowiem przed Sądem Rejonowym dla m.st. Warszawy ugodę, na mocy której nastąpi rozliczenie między OGP GAZ-SYSTEM SA i PGNiG SA, a w ślad za tym zwrot pobranych opłat od sprawców awarii. Jednocześnie OSD zobowiązały się do zakończenia prowadzenia windykacji tych opłat od sprawców awarii w sprawach objętych ugodą (łącznie 251 spraw).

Podkreślić przy tym należy, że w taryfie OGP GAZ-SYSTEM SA zatwierdzonej 17 grudnia 2012 r., która weszła w życie 1 stycznia 2013 r. znalazł się zapis, zgodnie z którym w przypadku przekroczenia mocy umownej, które jest następstwem udokumentowanej awarii sieci dystrybucyjnej wywołanej działaniem osoby trzeciej, o której służby dyspozytorskie OGP zostaną przez spółki dystrybucyjne powiadomione OGP może pobrać opłatę niższą niż naliczana w przypadku przekroczenia mocy przez odbiorcę, jednak nie niższą niż iloczyn mocy maksymalnej zarejestrowanej przez układ pomiarowy ponad moc umowną, ilości godzin w okresie trwania przekroczenia i trzykrotnej stawki opłaty stałej w punkcie wyjścia z sieci przesyłowej.

Ponadto – po to, aby zapobiec przedstawionemu wyżej zachowaniu OGP – Prezes URE zawnioskował do Ministra Gospodarki o wprowadzenie w nowym rozporządzeniu taryfowym zapisów uniemożliwiających w ogóle pobieranie opłat za przekroczenia mocy umownej będące następstwem awarii sieci dystrybucyjnej i stosowne zapisy w tym zakresie w projekcie tego rozporządzenia znalazły się.

5.1.2. Kontrola realizacji obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej

W 2012 r. Prezes URE dokonał po raz drugi z rzędu kontroli wykonania obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej, o którym mowa w art. 49a ustawy – Prawo energetyczne (tzw. „obliga giełdowego”), przez przedsiębiorstwa energetyczne objęte tym obowiązkiem¹⁰⁹⁾. Kontrolę Prezes URE przeprowadził na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 4a ustawy – Prawo energetyczne za okres 1 stycznia 2011 r. – 31 grudnia 2011 r.

Dla ułatwienia przygotowania przez przedsiębiorstwa energetyczne sprawozdania z realizacji obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej, Prezes URE przygotował i opublikował w marcu 2012 r. stosowne wytyczne – *Informację dotyczącą zakresu Sprawozdań przedsię-*

¹⁰⁷⁾ Powołując się przy tym na postanowienia § 43 ust. 1 rozporządzenia Ministra Gospodarki z 6 lutego 2008 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz. U. Nr 28, poz. 165), które w ocenie Prezesa URE powinny mieć zastosowanie wyłącznie w celu dyscyplinowania odbiorców do zamawiania mocy umownej adekwatnej do ich potrzeb.

¹⁰⁸⁾ Na mocy postanowień umów dystrybucyjnych.

¹⁰⁹⁾ Obowiązek określony w art. 49a ustawy – Prawo energetyczne dotyczy przedsiębiorstw energetycznych mających koncesję Prezesa URE na wytwarzanie energii elektrycznej, które w roku kalendarzowym objętym tym obowiązkiem, wytwarzały energię elektryczną w jednostkach wytwórczych o mocy powyżej 50 MW_e.

biorstw energetycznych z realizacji obowiązków, o których mowa w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne oraz sposobu obliczania tych obowiązków.

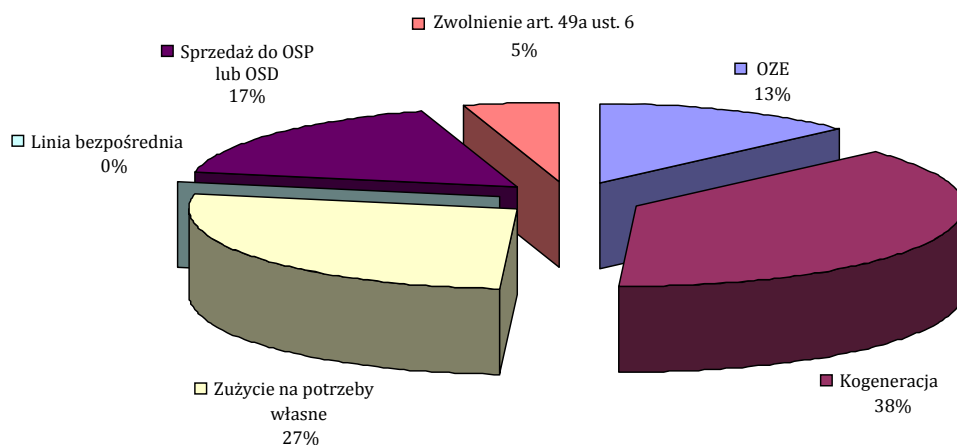
W 2012 r., na podstawie art. 49a ust. 9 ustawy – Prawo energetyczne przedsiębiorstwa energetyczne, które w okresie 1 stycznia 2011 r. – 31 grudnia 2011 r. były zobowiązane do sprzedaży wytworzonej w tym okresie energii elektrycznej w sposób określony w art. 49a ust. 1 i 2 tej ustawy, złożyły Prezesowi URE, w ustawowym terminie tj. do 31 marca 2012 r. sprawozdanie z realizacji obli ga giełdowego. W sumie złożonych zostało 31 sprawozdań z wykonania obli ga giełdowego, czyli o dwa spr awozdania mniej niż w roku poprzednim. Zmniejszenie liczby sprawozdań w 2012 r. nastąpiło m.in. wskutek przekształceń organizacyjnych i własnościowych w przedsiębiorstwach energetycznych.

Ze wszystkich przedsiębiorstw energetycznych, które złożyły Prezesowi URE sprawozdanie z realizacji w powyższym okresie obli ga giełdowego, siedem (analogicznie jak w roku poprzednim) korzystało z programu pomocy publicznej określonym ustawą o rozwiązaniu KDT, a więc zobowiązanych było sprzedać 100% wytworzonej energii elektrycznej na zasadach określonych w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne. W pozostałych przypadkach obowiązek ten dotyczył 15% produkcji energii elektrycznej brutto. Kontrola wykonania obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej za 2011 r. nie została w całości zakończona w 2012 r.

Na podstawie wstępnie przeprowadzonej w 2012 r. kontroli można stwierdzić, że wszystkie podmioty objęte obowiązkiem sprzedaży wyprodukowały łącznie ponad 150 TWh energii elektrycznej, z czego 97% produkcji stanowiła energia wytworzona przez elektrownie i elektrociepłownie zawodowe, a 3% energia wytworzona przez elektrociepłownie przemysłowe. Wolumen energii elektrycznej wytworzonej, który powinien zostać sprzedany w 2011 r. przez przedsiębiorstwa energetyczne w sposób określony w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne, wynosi 74,8 TWh, co stanowi około 51% energii elektrycznej brutto wyprodukowanej przez te spółki. W rzeczywistości wytwórcy ci sprzedali w powyższym trybie 81,5 TWh, co stanowi ponad 100% wolumenu obowiązku wynikającego z art. 49a ustawy – Prawo energetyczne. Sprzedaż energii elektrycznej realizowana była poprzez sprzedaż na TGE SA w ilości 99,8% energii sprzedanej w ramach realizacji obowiązku publicznej sprzedaży oraz poprzez Giełdę Papierów Wartościowych w Warszawie SA – 0,2%. Ponadto żaden wolumen energii elektrycznej nie został sprzedany w drodze otwartego przetargu, o którym mowa w art. 49a ust. 12 ustawy – Prawo energetyczne.

Wolumen energii elektrycznej stanowiący podstawę do obliczenia obowiązku publicznej sprzedaży ustalono poprzez pomniejszenie wyprodukowanej przez daną spółkę ilości energii elektrycznej w badanym okresie o wyłączenia wymienione w art. 49a ust. 5 i 6 ustawy – Prawo energetyczne. Suma wyłączeń wstępnie skontrolowanych przedsiębiorstw energetycznych z obowiązku publicznej sprzedaży stanowi około 31% produkcji energii elektrycznej brutto jednostek o mocy powyżej 50 MW, a jej struktura przedstawiona jest na poniższym rysunku. Wszystkie zaprezentowane dane mają charakter wstępny i mogą ulec jeszcze zmianom po zakończeniu kontroli obowiązku publicznej sprzedaży za 2011 r.

Rysunek 29. Struktura procentowa sumy wyłączeń z obowiązku publicznej sprzedaży w 2011 r.

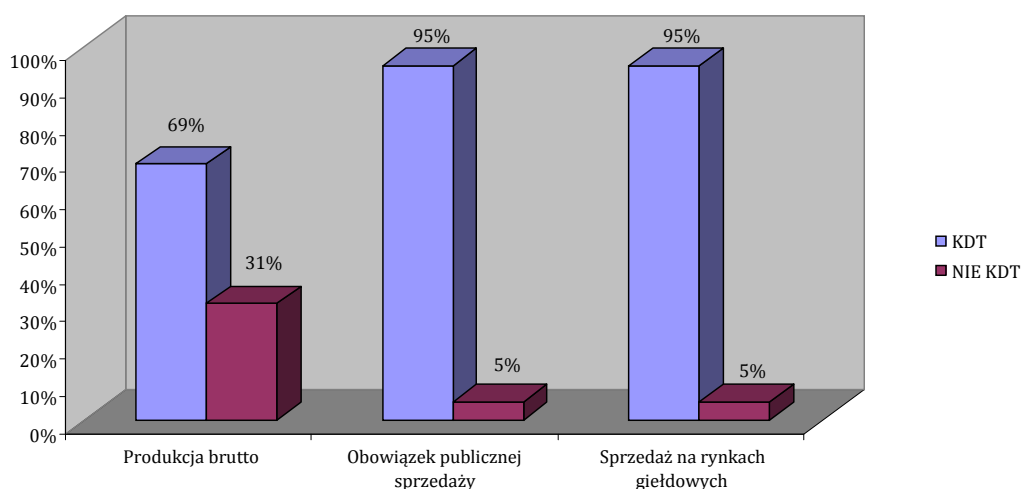


Źródło: URE.

Zgodnie z rys. 29 największą część wszystkich wyłączeń z obowiązku publicznej sprzedaży stanowi energia elektryczna wytworzona w kogeneracji, pomniejszona dodatkowo o tzw. jednocześnie wytwarzanie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii. W stosunku do pierwszego roku obowiązywania art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne nastąpił duży spadek (w 2010 r. wynosił on 53%) wyłączenia energii elektrycznej wytworzonej w kogeneracji ze względu na zmianę art. 49a ust. 5 pkt 3 ww. ustawy.

Rys. 30 natomiast przedstawia procentowy udział w wolumenie: produkcji brutto, obowiązku publicznej sprzedaży, sprzedaży energii elektrycznej na rynkach giełdowych w podziale na przedsiębiorstwa energetyczne zobowiązane sprzedawać 100% wytworzonej energii w ramach realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne (tzw. KDT) oraz na spółki zobowiązane sprzedawać 15% wytworzonej energii w ramach realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 49a ust. 1 ww. ustawy (tzw. NIE KDT).

Rysunek 30. Realizacja obowiązku publicznej sprzedaży w 2011 r.



Źródło: URE.

5.2. Powoływanie komisji kwalifikacyjnych

Zadaniem komisji kwalifikacyjnych jest sprawdzenie (poprzez przeprowadzanie odpowiednich egzaminów) kwalifikacji osób zajmujących się dozorem lub eksploatacją określonych w przepisach urządzeń, instalacji i sieci oraz wydawanie świadectw potwierdzających te kwalifikacje dla osób zajmujących się tego rodzaju działalnością.

Na podstawie art. 54 ust. 3 pkt 1, ust. 3a i ust. 3b ustawy – Prawo energetyczne, w 2012 r. Prezes URE realizował swoje obowiązki związane z działalnością komisji kwalifikacyjnych, podobnie jak w latach poprzednich, poprzez:

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

W 2012 r. wpłynęło 56 wniosków o powołanie komisji na kolejną kadencję i trzy wnioski o powołanie nowych komisji kwalifikacyjnych. W roku sprawozdawczym Prezes URE powołał w sumie 65 komisji kwalifikacyjnych na kolejną kadencję (w tym 23 na wnioski złożone w 2011 r.) oraz cztery nowe komisje kwalifikacyjne (w tym dwie na wniosek z 2011 r.). 14 wniosków

o powołanie komisji na kolejną kadencję oraz jeden wniosek o powołanie nowej komisji kwalifikacyjnych zostaną rozpatrzone po zakończeniu postępowań wyjaśniających prowadzonych w 2013 r.

W 2012 r. zostały zrealizowane cztery wnioski o odwołanie komisji kwalifikacyjnych, które wpłynęły do Prezesa URE.

W roku sprawozdawczym do Prezesa URE wpłynęły także 63 wnioski o zmianę aktów powołania komisji, rozpatrzonych zostało 60 wniosków oraz 13 wniosków, które wpłynęły w 2011 r. (19 zmian polegało na dokonywaniu aktualizacji nazw przedsiębiorstw, przy których powołana jest komisja, pozostałe wnioski polegały na rozszerzeniu zakresu uprawnień lub zmianie składu osobowego komisji). W związku z nowelizacją aktów powołania, które dotyczyły zmian w składach osobowych komisji, przygotowano również 13 indywidualnych aktów odwołania oraz 26 indywidualnych aktów powołania do składów osobowych komisji. Trzy wnioski o zmianę aktów powołania, które wpłynęły w 2012 r., zostaną rozpatrzone w 2013 r. po przeprowadzeniu postępowania wyjaśniającego.

W ramach prowadzonej kontroli aktualności i poprawności świadectw kwalifikacyjnych, 90 komisji przesłało w 2012 r. do Prezesa URE aktualne świadectwa swoich członków.

W trakcie weryfikacji dokumentacji dokonano również analizy 200 arkuszy sprawozdawczych z działalności komisji kwalifikacyjnych, które wpłynęły do URE w 2012 r.

Według stanu na 31 grudnia 2012 r. działało 404 komisji kwalifikacyjnych (391 w 2011 r. i 419 w 2010 r.). Dotychczas w sumie powołanych zostało 679 komisji, a w ich pracach uczestniczy 5 087 osób.

Tabela 54. Komisje kwalifikacyjne

Województwo / symbol województwa	Liczba czynnych komisji
Mazowieckie 14	52
Zachodniopomorskie 32	20
Lubuskie 08	13
Pomorskie 22	21
Warmińsko-mazurskie 28	7
Lubelskie 06	20
Podlaskie 20	11
Łódzkie 10	30
Świętokrzyskie 26	21
Dolnośląskie 02	23
Opolskie 16	14
Śląskie 24	64
Małopolskie 12	38
Podkarpackie 18	23
Kujawsko-pomorskie 04	24
Wielkopolskie 30	23
RAZEM	404

Źródło: URE.

5.3. Nakładanie kar pieniężnych

Działania podejmowane przez Prezesa URE zmierzają do zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, rozwoju konkurencji, uwzględniania wymogów ochrony środowiska, zobowiązań wynikających z umów międzynarodowych oraz równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii. W celu efektywnego wypełniania tych zadań organ regulacyjny wyposażony został w kompetencje o charakterze karnym wynikające m.in. z art. 56 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, art. 33 ustawy o biopaliwach, określające konstrukcję, kategorie, wysokość i reguły stosowania kar. Wymierzając karę Prezes URE uwzględnia stopień szkodliwości czynu, stopień zawinienia oraz dotychczasowe zachowanie ukaranego podmiotu i jego możliwości finansowe.

Maksymalna wysokość kary pieniężnej, wymierzonej przez Prezesa URE na podstawie przepisów ustawy – Prawo energetyczne nie może przekroczyć 15% przychodu z działalności koncesjonowanej ukaranego przedsiębiorcy, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym.

W 2012 r. Prezes URE, na mocy przysługujących regulatorowi uprawnień wymierzył podmiotom regulowanym 26 225 910,86 zł kary za nieprzestrzeganie przepisów Prawa energetycznego oraz innych ustaw związanych z zadaniami Prezesa URE w zakresie regulacji rynku energii. To efekt 399 postępowań prowadzonych przez departamenty Urzędu Regulacji Energetyki i oddziały terenowe URE, z których 235 miało skutek finansowy.

Najwyższą karę, w wysokości ponad 17 mln (17 048 600,22 zł), nałożono w związku z nieprzestrzeganiem przez przedsiębiorcę obowiązku zakupu oferowanej energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła w przyłączonych do sieci źródłach energii znajdujących się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej (art. 9a ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne, w brzmieniu obowiązującym do 30 czerwca 2007 r.) oraz obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectw pochodzenia z kogeneracji albo uiszczenia opłaty zastępczej obliczonej w przewidziany prawem sposób (art. 9a ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne, w brzmieniu obowiązującym od 1 lipca 2007 r. do 8 sierpnia 2010 r.).

Blisko 2,5 mln zł kary nałożono również na przedsiębiorstwo energetyczne w związku z niewypełnieniem obowiązku określonego w art. 9a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, a więc z powodu braku umorzonych świadectw pochodzenia wydanych dla energii elektrycznej i potwierdzenia uiszczenia opłaty zastępczej.

Z przepisów ustawy o biopaliwach¹¹⁰⁾ wynikają dla Prezesa URE kompetencje dotyczące możliwości stosowania sankcji (kar pieniężnych) za niewykonywanie przez wytwórców biokomponentów, producentów paliw i biopaliw ciekłych ich obowiązków, polegających na przekazywaniu Prezesowi URE i Prezesowi Agencji Rynku Rolnego sprawozdań kwartalnych¹¹¹⁾ lub w przypadku podawania w tych sprawozdaniach nieprawdziwych danych. W tym miejscu warto zasygnalizować, iż w wyniku nowelizacji ustawy o biopaliwach, dokonanej ustawą z 27 maja 2011 r. o zmianie ustawy o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw oraz niektórych innych ustaw, od 1 stycznia 2012 r. Prezes URE obowiązany jest zastosować analogiczną sankcję również wobec podmiotów realizujących Narodowy Cel Wskaźnikowy, w przypadku niezłożenia przez te podmioty w terminie sprawozdania rocznego, o którym mowa w art. 30b¹¹²⁾ ust. 1 powołanej ustawy lub podania w tym sprawozdaniu nieprawdziwych danych¹¹³⁾. Wysokość kary pieniężnej w tego rodzaju sprawach wynosi 5 000 zł¹¹⁴⁾.

Prezes URE posiada nadto kompetencje do wymierzenia kary podmiotom zobowiązanym do realizacji NCW w przypadku niezapewnienia minimalnego udziału biokomponentów i innych paliw odnawialnych w ogólnej ilości paliw ciekłych i biopaliw ciekłych sprzedanych lub zbytych w innej formie na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej przez ten podmiot lub zużytych przez niego na potrzeby własne. Wysokość kary pieniężnej oblicza się wówczas według wzoru określonego w ustawie o biopaliwach¹¹⁵⁾. Wpływy z tytułu wymienionych wyżej kar pieniężnych stanowią przychody Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej¹¹⁶⁾.

W 2012 r. Prezes URE wszczął 46 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 i 2 ustawy o biopaliwach. Do 31 grudnia 2012 r. 31 postępowań prowadzonych w tego rodzaju sprawach zostało zakończonych wydaniem decyzji, mocą których Prezes URE uznał, że przedsiębiorcy, poprzez niezłożenie w terminie sprawozdania kwartalnego, naruszyli odpowiednio art. 30 ust. 1 względnie ust. 2 ustawy o biopaliwach. Przedsiębiorcom tym zostały wymierzone kary pieniężne na łączną kwotę 155 000,00 zł. Kary te mają charakter porządkowy, tj. ukierunkowane zostały na zdyscyplinowanie przedsiębiorców do wykonywania obowiązków, o których mowa w art. 30 ust. 1 i 2 ustawy o biopaliwach.

¹¹⁰⁾ Art. 33 ust. 1 pkt 8 i ust. 2 w związku z art. 33 ust. 9 pkt 3 oraz art. 30 ust. 1 i 2 ustawy o biopaliwach.

¹¹¹⁾ O których mowa w art. 30 ust. 1 i 2 ustawy o biopaliwach.

¹¹²⁾ Art. 30b ustawy o biopaliwach został dodany przez art. 3 pkt 5 ustawy z 27 maja 2011 r. o zmianie ustawy o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2011 r. Nr 153, poz. 902, z późn. zm.).

¹¹³⁾ Art. 33 ust. 1 pkt 8a w związku z art. 33 ust. 9 pkt 3 oraz art. 30b ust. 1 ustawy o biopaliwach.

¹¹⁴⁾ Art. 33 ust. 2 ustawy o biopaliwach.

¹¹⁵⁾ Art. 33 ust. 5 ustawy o biopaliwach.

¹¹⁶⁾ Art. 33 ust. 11 ustawy o biopaliwach.

W 2012 r. Prezes URE wszczął także dwa postępowania w sprawie wymierzenia kary pieniężnej w związku z możliwością niezapewnienia przez zobowiązanych przedsiębiorców, w 2010 r., minimalnego udziału biokomponentów i innych paliw odnawialnych w ogólnej ilości paliw ciekłych i biopaliw ciekłych sprzedanych lub zbytych w innej formie na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub zużytych przez tych przedsiębiorców na potrzeby własne, tj. niewywiązania się z obowiązku wynikającego z art. 23 ust. 1 ustawy o biopaliwach. Natomiast kontynuując postępowania wszczęte w 2011 r. w związku z niezrealizowaniem NCW w 2010 r. do 31 grudnia 2012 r. Prezes URE wydał dwie decyzje administracyjne, w których wymierzył przedsiębiorcom zobowiązany do realizacji NCW kary pieniężne w łącznej wysokości 281 306,71 zł.

Ponadto w 2012 r. Prezes URE wszczął dwa postępowania w sprawie wymierzenia kary pieniężnej w związku z niezłożeniem w terminie sprawozdań rocznych, o których mowa w art. 30b ust. 1 ustawy o biopaliwach, dotyczących realizacji NCW w 2011 r.

W okresie sprawozdawczym Prezes URE nałożył również kary pieniężne na przedsiębiorców wykonujących działalność na rynku paliw ciekłych na łączną kwotę 1 212 831 zł, w szczególności w związku z naruszeniem obowiązków wynikających z udzielonych koncesji. Podobnie jak w latach ubiegłych, najczęstszym przypadkiem naruszania warunków koncesji było 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. Pozostałe kary pieniężne wymierzone 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, eksploatowali urządzenia i instalacje bez stosownych, wymaganych przepisami prawa zezwoleń lub też zawierali umowy kupna-sprzedaży paliw ciekłych z przedsiębiorstwami, które nie posiadały stosownej koncesji w przypadkach, gdy koncesja taka była wymagana przepisami ustawy – Prawo energetyczne. Ponadto koncesjonariusze sektora paliwowego karani byli za niedochowanie obowiązku informacyjnego względem Prezesa URE, dotyczącymi w szczególności zmiany nazwy lub siedziby firmy, rozszerzenia bądź zawężenia rodzaju i zakresu koncesjonowanej działalności gospodarczej. Za wskazane naruszenia warunków koncesji Prezes URE w 2012 r. ukarał 93 koncesjonariuszy na łączną sumę 1 190 931 zł. Ponadto, w siedmiu przypadkach wymierzone zostały kary pieniężne przedsiębiorcom, którzy nie udzielili Prezesowi URE informacji, o których mowa w art. 28 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, zaś łączna kwota tych kar wyniosła 21 900 zł.

Najniższa spośród nałożonych przez Prezesa URE w 2012 r. kar związanych z działalnością przedsiębiorców wykonujących działalność gospodarczą w zakresie paliw ciekłych i biopaliw ciekłych wyniosła 500 zł, a najwyższa 175 000 zł.

W 2012 r. Prezes URE wydał 12 decyzji nakładających na przedsiębiorstwa energetyczne kary pieniężne w związku ze stwierdzonymi nieprawidłowościami w realizacji ustawowych obowiązków w zakresie zapasów paliw, na łączną kwotę 172 000 zł. Działania te zostały podjęte na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne, zgodnie z którym karze pieniężnej wymierzonej przez Prezesa URE podlega ten, kto: nie przestrzega obowiązku utrzymywania zapasów paliw, o którym mowa w art. 10 ust. 1 ustawy, lub nie uzupełnia ich w terminie, o którym mowa w art. 10 ust. 1b lub 1c ustawy, obniża je w innych przypadkach niż wymienione w art. 10 ust. 1a ustawy, lub nie przekazuje informacji o obniżeniu zapasów paliw.

W 2012 r. wydano w stosunku do jednego przedsiębiorcy dwie decyzje w sprawie wymierzenia kar pieniężnych w związku z naruszeniem obowiązku utrzymywania w należytym stanie technicznym obiektów, instalacji i urządzeń oraz naruszeniem warunków koncesji.

Ponadto wydano jedną decyzję o ukaraniu przedsiębiorcy za brak dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy w 2009 r. W grudniu 2012 r. wszczęto dwa postępowania dotyczące braku dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy w latach 2010–2011.

W jednym przypadku wydano decyzję o ukaraniu przedsiębiorcy za naruszenie warunków koncesji na dystrybucję paliw gazowych w związku z ujawnieniem, według stanu na 31 grudnia 2009 r. nieprawidłowości polegającej na stosowaniu do rozliczeń z odbiorcami paliw gazowych

przyłączonymi do sieci dystrybucyjnej przedsiębiorcy, urządzeń pomiarowych (gazomierzy), które nie posiadają ważnych cech legalizacyjnych.

W 2012 r. prowadzono postępowanie w sprawie wymierzenia kary pieniężnej przedsiębiorcy w związku z podejrzeniem zaistnienia nieprawidłowości polegającej na nieprzebrzeganiu przez OSD podlegającego wydzieleniu prawnemu warunków i kryteriów niezależności operatora systemu dystrybucyjnego, o których mowa w art. 9d ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne. Poczynione ustalenia doprowadziły do odstąpienia od wymierzenia kary. Ponadto kontynuowano postępowanie wszczęte w grudniu 2011 r. w sprawie wymierzenia innemu OSD podlegającemu wydzieleniu prawnemu kary pieniężnej w związku z podejrzeniem zaistnienia nieprawidłowości polegającej na nieprzebrzeganiu warunków i kryteriów niezależności operatora systemu dystrybucyjnego, o których mowa w art. 9d ust. 1-2 ustawy – Prawo energetyczne.

W 2012 r. zostały również wydane dwie decyzje o ukaraniu przedsiębiorców w związku z faktem nie wystąpienia z nieuzasadnionych powodów do Prezesa URE z wnioskiem, o którym mowa w art. 9h ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, tj. o wyznaczenie operatora w terminie określonym w art. 15 ust. 1 ustawy zmieniającej. Ponadto wszczęto jedno postępowanie administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej przedsiębiorcy w związku z niewystąpieniem do Prezesa URE z wnioskiem o wyznaczenie operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, o którym mowa w art. 9h ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, w terminie określonym w ust. 6 pkt 1 powołanego przepisu. Do końca 2012 r. decyzja nie została wydana.

W 2012 r. Prezes URE skierował do trzynastu przedsiębiorstw energetycznych zawiadomienia o wszczęciu z urzędu postępowań administracyjnych w sprawie wymierzenia kary pieniężnej, o której mowa w art. 56 ust. 1 pkt 32 ustawy – Prawo energetyczne, w związku z ujawnieniem nieprawidłowości polegających na nieprzebrzeganiu obowiązku, o którym mowa w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne, dotyczące 2010 r.¹¹⁷⁾ Do 31 grudnia 2012 r. wszystkie prowadzone postępowania w tego rodzaju sprawach za 2010 r. zostały zakończone wydaniem decyzji, mocą których Prezes URE uznał, że przedsiębiorstwa energetyczne naruszyły prawo poprzez nie wypełnienie obowiązków, o których mowa w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne. Spośród trzynastu wydanych decyzji, dziesięciu przedsiębiorstwom zostały wymierzone kary pieniężne na łączną kwotę 174 000 zł.

Zaznaczyć ponadto należy, że w art. 56 ust. 6a ustawy – Prawo energetyczne ustawodawca przewidział, że Prezes URE może odstąpić od wymierzenia kary, jeżeli stopień szkodliwości czynu jest znikomy, a podmiot zaprzestał naruszenia prawa lub zrealizował obowiązek w roku następnym. Wskazane przesłanki uprawniające do odstąpienia wymierzenia kary dotyczą zarówno czynu (znikomy stopień społecznej szkodliwości), jak i strony podmiotowej, polegającej na pozytywnym, z punktu widzenia prawodawcy, zachowaniu adresata kary pieniężnej, tj. zaprzestaniu naruszenia prawa lub na realizacji obowiązku wynikającego z norm art. 56 ust. 1 pkt 32 ustawy – Prawo energetyczne. W kontekście powyższego Prezes URE wydał trzy decyzje, w których orzekł naruszenie prawa i jednocześnie stwierdził, że przedsiębiorstwa energetyczne spełniły kumulatywne przesłanki uprawniające ich do skorzystania z przewidzianej w analizowanym przepisie instytucji, co w konsekwencji prowadziło do odstąpienia od wymierzenia kary pieniężnej. W przedmiotowych postępowaniach wystąpiły wyżej określone przesłanki, bowiem wykazano znikomą szkodliwość czynu, fakt zrealizowania obowiązku publicznej sprzedaży w 2011 r., a także fakt, że okres trwania bezprawnego zachowania przedsiębiorstw podlegających sankcjonowaniu w postaci kary nie był długi i naruszenie przepisów ustawy – Prawo energetyczne nastąpiło w pierwszym okresie obowiązywania obowiązków, o których mowa w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne.

¹¹⁷⁾ Zgodnie z art. 49a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej jest obowiązane sprzedawać nie mniej niż 15% energii elektrycznej wytworzonej w danym roku na giełdach towarowych w rozumieniu ustawy z 26 października 2000 r. o giełdach towarowych lub na rynku regulowanym w rozumieniu ustawy z 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi. Stosownie natomiast do ust. 2 ww. artykułu przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej mające prawo do otrzymywania środków na pokrycie kosztów osieroconych na podstawie ustawy o rozwiązaniu KDT jest obowiązane sprzedawać wytworzoną energię elektryczną nieobjętą obowiązkiem, o którym mowa w ust. 1, w sposób zapewniający publiczny, równy dostęp do tej energii, w drodze otwartego przetargu, na internetowej platformie handlowej na rynku regulowanym w rozumieniu ustawy z 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi lub na giełdach towarowych w rozumieniu ustawy z 26 października 2000 r. o giełdach towarowych.

Na chwilę obecną prowadzonych jest sześć postępowań odwoławczych od decyzji Prezesa URE za 2010 r. w sprawie nie wypełnienia przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązków, o których mowa w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne.

W 2012 r. prowadzonych było także 70 postępowań administracyjnych o wymierzenie kar pieniężnych, które dotyczyły głównie sektora elektroenergetycznego (69 postępowań) oraz w bardzo małym zakresie sektora paliw gazowych (jedno postępowanie).

Zdecydowana większość postępowań (62 w zakresie energii elektrycznej i jedno w zakresie paliw gazowych) dotyczyła kwestii nie przedłożenia Prezesowi URE sprawozdania z realizacji planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną za 2010 r. albo 2011 r., tj. naruszenia obowiązku, o którym mowa w art. 16 ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne (art. 56 ust. 1 pkt 31).

Na mocy art. 16 ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwa energetyczne zobowiązane są do corocznego przedkładania Prezesowi URE, w terminie do 1 marca, sprawozdania z realizacji planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe lub energię elektryczną. Obowiązkiem sporządzenia i przedłożenia Prezesowi URE ww. sprawozdań objęte są wszystkie przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii elektrycznej, a więc również te, które z Prezesem URE nie muszą uzgadniać projektów wskazanych wyżej planów.

W przedmiotowych postępowaniach Prezes URE skorzystał przede wszystkim z postanowienia art. 56 ust. 6a ustawy – Prawo energetyczne, w którym ustawodawca przewidział możliwość odstąpienia od wymierzenia kary, jeżeli stopień szkodliwości czynu jest znikomy, a podmiot zaprzestał naruszenia prawa lub zrealizował obowiązek. Prezes URE wobec 35 przedsiębiorstw wydał decyzje, w których orzekł naruszenie prawa i jednocześnie odstąpił od wymierzenia kary pieniężnej.

Tylko w jednym przypadku postępowanie zakończyło się wymierzeniem kary (decyzja wydana 31 grudnia 2012 r.) w wysokości 1 000 zł, bowiem nie zachodziły przesłanki do odstąpienia od wymierzenia kary głównie z uwagi na fakt, że podmiot po raz drugi nie wywiązał się z nałożonego obowiązku w terminie ustawowym. Kara została uiszczona.

Ponadto w 2012 r. przed Prezesem URE toczyło się jeszcze siedem postępowań administracyjnych o wymierzenie kar z tytułu innych przewinień, a mianowicie:

1. W wyniku zakończenia postępowania administracyjnego rozpoczętego w 2011 r., 30 sierpnia 2012 r. Prezes URE, w związku z art. 56 ust. 1 pkt 6 i 12 ustawy – Prawo energetyczne, wymierzył przedsiębiorstwu elektroenergetycznemu karę pieniężną w wysokości 1 500 000 zł. Przedsiębiorstwo energetyczne stosowało wobec odbiorców z grup C1 oraz G okresy rozliczeniowe niezgodne z taryfą, a ponadto w sposób niezgodny z taryfą dokonywało błędnego sposobu rozliczania odbiorców z tytułu składnika stałego stawki sieciowej, stawki opłaty przejściowej oraz stawki opłaty abonamentowej, w przypadku zmiany stawek opłat w trakcie okresu rozliczeniowego. Powyższe naruszenie wiążąc się ze stosowaniem przez Przedsiębiorstwo taryfy niezgodnie z określonymi w niej warunkami oraz z nieprzestrzeganiem obowiązków wynikających z koncesji, wypełniało znamiona czynów określonych w art. 56 ust. 1 pkt 6 i 12 ustawy – Prawo energetyczne. Przedsiębiorstwo odwołało się od tej decyzji do SOKiK.
2. Prezes URE orzekł wobec jednego z przedsiębiorstw elektroenergetycznych, że prowadząc działalność gospodarczą w zakresie dystrybucji energii elektrycznej i obrotu tą energią, objętymi koncesjonowaniem, stosowało ceny i taryfy nie przestrzegając obowiązku ich przedstawienia Prezesowi URE do zatwierdzenia, do czego było zobowiązane na mocy postanowień art. 47 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, przez co wyczerpało znamiona czynu określonego w art. 56 ust. 1 pkt 5 ustawy – Prawo energetyczne. Prezes wymierzył przedsiębiorstwu karę pieniężną w wysokości 1 000 zł. Nie zachodziły przesłanki, by odstąpić od wymierzenia kary. Przedsiębiorstwo przez rok po uzyskaniu koncesji na dystrybucję energii elektrycznej prowadziło działalności polegającą na sprzedaży energii elektrycznej oraz usług dystrybucyjnych w sposób naruszający normy prawne, tj. nie posiadając zatwierdzonej taryfy. Należy też zauważyć, że Przedsiębiorstwo zwróciło się do Prezesa URE o zatwierdzenie taryfy dla energii elektrycznej dopiero ponad 5 miesięcy od uzyskania koncesji na dystrybucję energii. Ustalona symboliczna kwota kary jest adekwatna do zawinienia i stopnia szkodliwości popełnionego czynu oraz powinna zadziałać wychowawczo na ukarany podmiot, na tyle, aby uchybienia tego rodzaju nie powtarzały się w przyszłości. Kara została zapłacona.

3. Wobec dwóch kolejnych przedsiębiorstw elektroenergetycznych Prezes URE (działając na podstawie art. 56 ust. 6a w związku z art. 56 ust. 1 pkt 5 ustawy – Prawo energetyczne) orzekł naruszenie postanowienia art. 47 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne (stosowanie cen i taryf nie dopełniając obowiązku przedstawienia ich do zatwierdzenia Prezesowi URE) i jednocześnie odstąpił od wymierzenia przedsiębiorstwom kary za to działanie. W postępowaniach wystąpiły przesłanki odstąpienia przez Prezesa URE od wymierzenia kary, gdyż stopień szkodliwości czynów był znikomy a przedsiębiorstwa zaprzestały naruszenia prawa. Przedsiębiorstwa po wprowadzeniu zatwierdzonej przez Prezesa URE taryfy do stosowania, przystąpiły niezwłocznie do dokonania korekt uprzednio wystawionych, zawyżonych faktur, zgodnie z którymi zaliczkowo rozliczani byli odbiorcy przedsiębiorstw. Ponadto odbiorcy informowani byli o tym, iż w przypadku wydania przez Prezesa URE decyzji w sprawie innych, niż stosowanych, wysokości stawek opłat dystrybucyjnych faktura może zostać zmieniona wyłącznie na korzyść odbiorcy; warunek ten został po wejściu w życie taryf do stosowania spełniony.
4. Wobec jednego z dwóch przedsiębiorstw, pełniących funkcje sprzedawców z urzędu, które wprowadziły od 2008 r. w rozliczeniach z odbiorcami będącymi gospodarstwami domowymi taryfy w obrocie bez obowiązku przedstawienia ich Prezesowi URE do zatwierdzenia, zostały podjęte (wcześniej zawieszane przez Prezesa URE) postępowania o ukaranie z tytułu określonego w art. 56 ust. 1 pkt 5 ustawy – Prawo energetyczne a następnie stosownymi decyzjami umorzono (jako bezprzedmiotowe). W prawomocnym wyroku z 29 lipca 2011 r. Sąd Apelacyjny w Warszawie uchylił decyzję Prezesa URE z 2 listopada 2007 r. zwalniającą to przedsiębiorstwo z obowiązku przedkładania taryf dla energii elektrycznej do zatwierdzenia, na podstawie art. 49 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, z uwagi na fakt, że zgodnie z poglądem wyrażonym w przedmiotowej sprawie przez Sąd Najwyższy, strona została zwolniona z obowiązku przedstawiania taryf do zatwierdzenia stanowiskiem z 28 czerwca 2001 r. Postępowanie administracyjne wobec drugiego przedsiębiorstwa w analogicznej sprawie na 31 grudnia 2012 r. pozostawało zawieszane.
5. Jednocześnie w 2012 r. prowadzone było jeszcze jedno postępowanie o wymierzenie kary, w związku z ujawnieniem w prowadzonej przez przedsiębiorstwo działalności koncesjonowanej w zakresie dystrybucji energii elektrycznej naruszenia prawa, polegającego na stosowaniu cen i taryf bez dopełnienia obowiązku ich przedstawienia Prezesowi URE do zatwierdzenia, o którym mowa w art. 47 ustawy – Prawo energetyczne (art. 56 ust. 1 pkt 5 ustawy – Prawo energetyczne), które nie zostało jeszcze zakończone.

Dodatkowo, Prezes URE wszczął 12 czerwca 2012 r. dwa postępowania w sprawie o wymierzenie kary pieniężnej Operatora Systemu Dystrybucyjnego, w związku z ujawnieniem okoliczności wskazujących na możliwość naruszenia zapisów Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej – Bilansowanie Systemu Dystrybucyjnego i Zarządzanie Ograniczeniami Systemowymi. Po przeprowadzeniu postępowań administracyjnych Prezes URE wydał 28 listopada 2012 r. dwie decyzje, w których orzekł, że:

- 1) przedsiębiorstwo bez wątplenia naruszyło przepisy zawarte w pkt B.2.1., B.2.3. oraz E.2.6. IRiESD-Bilansowanie, o których mowa w art. 56 ust. 1 pkt 19 ustawy – Prawo energetyczne,
- 2) jednocześnie Prezes URE odstąpił od wymierzenia przedsiębiorstwu kary pieniężnej za działanie wskazane w pkt 1.

28 listopada 2012 r. zostało zakończone postępowanie administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej dla tego samego Operatora w związku z naruszeniem zapisu punktu B.2.3. IRiESD-Bilansowanie, o którym mowa w art. 9g ust. 9 ustawy – Prawo energetyczne.

Punkt B.2.3. Instrukcji nakłada na OSD obowiązek informowania o terminie określonym w pkt B.2.1. stron umowy sprzedaży energii elektrycznej o braku możliwości jej realizacji z jednoczesnym wskazaniem przyczyn odrzucenia powiadomień. Postępowanie zostało zakończone wydaniem decyzji, w której na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 19 w związku z art. 56 ust. 2, ust. 3 i ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne orzeczono karę pieniężną w wysokości 26 071,76 zł.

Ponadto 24 lutego 2012 r. Prezes URE postanowił umorzyć z urzędu wszczęte postępowanie administracyjne w sprawie o wymierzenie kary pieniężnej dla kolejnego OSD w związku z ujawnieniem okoliczności wskazujących na możliwość naruszenia zapisów IRiESD-Bilansowanie. Przedsiębiorstwo to w trakcie realizacji procedury zmiany sprzedawcy naruszyło przepisy zawarte w pkt B.1.2. IRiESD-Bilansowanie, tym samym naruszyło punkty B.2.1., B.2.3. oraz F.2.4.

IRiESD-Bilansowanie. Analiza materiału dowodowego wykazała, że przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność dystrybucyjną nie naruszyło terminu określonego w pkt F.2.4. IRiESD-Bilansowanie. W sytuacji, gdy postępowanie z jakiegokolwiek przyczyny stało się bezprzedmiotowe w całości albo w części, organ administracji publicznej wydaje decyzję o umorzeniu postępowania odpowiednio w całości albo w części. W toku postępowania Prezes URE uwzględnił wyjaśnienia strony za zasadne i w związku z tym uznał postępowanie za bezprzedmiotowe i umorzył postępowanie.

5.4. Statystyka publiczna

W 2012 r. Prezes URE brał udział w realizacji *Programu Badań Statystycznych Statystyki Publicznej (PBSSP) na 2012 r.*¹¹⁸⁾ jako współprowadzący dwa badania: *Elektroenergetyka i ciepłownictwo* oraz *Paliwa ciekłe i gazowe* zamieszczone w części 1.44 *Rynek materiałowy i paliwowo-energetyczny*.

Prezes URE zrealizował również wszystkie obowiązki wynikające z zapisów Programu zawartych w badaniach: *Bilanse paliw i energii* oraz *Elektroenergetyka i ciepłownictwo*.

W związku z tym, że do zakresu działania Prezesa URE, zgodnie z art. 23 ust. 2 pkt 18 ustawy – Prawo energetyczne, należy zbieranie i przetwarzanie informacji dotyczących przedsiębiorstw energetycznych, Prezes URE przekazywał dla statystyki publicznej dane ze swoich zasobów informacyjnych w zakresie: 1) biokomponentów, paliw ciekłych i biopaliw ciekłych, 2) energii elektrycznej wytwarzanej w źródłach odnawialnych i w kogeneracji, 3) produkcji, dystrybucji i obrotu ciepłem, zebranych za 2011 r., 4) dane z bazy koncesyjnej Prezesa URE dotyczące przedsiębiorstw posiadających koncesje na przesyłanie lub dystrybucję paliw gazowych i obrót paliwami gazowymi. Zasoby informacyjne Prezesa URE, zgodnie z ustawą o statystyce, zaliczone są do systemów informacyjnych administracji publicznej¹¹⁹⁾.

W bazie informacyjnej „Polska statystyka publiczna” (przygotowywanej równoległe z PBSSP), w dedykowanej aplikacji internetowej, zamieszczone zostały opisy systemów informacyjnych prowadzonych w URE: Koncesjonowana Energetyka Ciepła, Ewidencja Świadczeń Pochodzenia Energii Odnawialnej, Ewidencja Świadczeń Pochodzenia z Kogeneracji oraz Administracyjny system informacyjny Prezesa URE w zakresie biokomponentów, paliw ciekłych i biopaliw ciekłych.

5.5. Obliczanie i publikowanie średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym oraz sposobu jej obliczania (art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b)

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 2011 r. średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym wynosiła 198,90 zł/MWh.

Algorytm obliczania średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w 2011 r. obejmował sprzedaż energii elektrycznej (wolumen sprzedaży oraz wartość sprzedanej energii) realizowaną przez wytwórców¹²⁰⁾ i spółki obrotu¹²¹⁾ w konkurencyjnych segmentach krajowego hurtowego rynku energii elektrycznej, tj. do:

¹¹⁸⁾ Rozporządzenie Rady Ministrów z 22 lipca 2011 r. (Dz. U. Nr 173, poz. 1030, z późn. zm).

¹¹⁹⁾ 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 wykorzystane przez służby statystyki publicznej oraz innych użytkowników, m.in. resorty, organizacje międzynarodowe.

¹²⁰⁾ Zbadano elektrownie ciepłone i elektrociepłownie, czyli wydzielone technicznie i terytorialnie obiekty będące samodzielnymi przedsiębiorstwami lub wchodzące w skład zespołów elektrowni bądź elektrociepłowni lub innych przedsiębiorstw energetycznych oraz do grupy (według PKD 2007) 35.3 składające sprawozdanie G-10.1 k *Sprawozdanie o działalności podstawowej elektrowni cieplnej zawodowej*.

¹²¹⁾ Zbadano przedsiębiorstwa zajmujące się obrotem energią elektryczną i składające sprawozdanie G-10.4 (Ob)k *Sprawozdanie przedsiębiorstwa energetycznego prowadzącego obrót energią elektryczną*.

- spółek obrotu w ramach kontraktów dwustronnych,
- na giełdę energii.

Sprzedaż energii elektrycznej na rynek bilansujący nie została uwzględniona w algorytmie wyznaczania ceny ze względu na techniczny charakter tego segmentu rynku.

W przypadku skonsolidowanych pionowo grup kapitałowych¹²²⁾, do wyliczenia ceny został wzięty pod uwagę wolumen sprzedaży energii elektrycznej i wartość jej sprzedaży do spółek obrotu poza grupę kapitałową oraz na giełdę energii.

Poniżej przedstawiono wzór wraz z poszczególnymi segmentami rynku, które zostały wzięte pod uwagę do obliczenia średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym.

$$C = \frac{\sum_{i=1}^n P}{\sum_{i=1}^n E} \times 1000$$

gdzie:

- C – średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym [zł/MWh],
- P – przychody ze sprzedaży energii elektrycznej: wytwórców do spółek obrotu poza grupę kapitałową i na giełdę energii oraz przedsiębiorstw obrotu do spółek obrotu poza grupę kapitałową i na giełdę energii [tys. zł],
- E – wolumen sprzedanej energii elektrycznej: wytwórców do spółek obrotu poza grupę kapitałową i na giełdę energii oraz przedsiębiorstw obrotu do spółek obrotu poza grupę kapitałową i na giełdę energii [MWh],
- n – liczba spółek objętych badaniem.

5.6. Obliczanie i publikowanie średnich cen sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji (art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. a)

Prawo energetyczne nakłada na Prezesa URE obowiązek polegający na zbieraniu i przetwarzaniu informacji dotyczących przedsiębiorstw energetycznych w celu obliczania i publikowania w terminie do 31 marca każdego roku średnich cen sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji.

W marcu 2012 r. zostały opublikowane średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji w 2011 r., w jednostkach kogeneracji, o których mowa w art. 91 ust. 1 pkt 1-2 ustawy, tj. w jednostkach:

- 1) opalanych paliwami gazowymi lub o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej źródła poniżej 1 MW – 194,44 zł/MWh,
- 2) opalanych metanem uwalnianym i ujmowanym przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego lub gazem uzyskiwanym z przetwarzania biomasy – 244,95 zł/MWh,
- 3) innych niż wymienione w pkt 1 i 2 – 198,02 zł/MWh.

Średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji obliczone zostały jako iloraz przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w przedsiębiorstwach wytwórczych i wolumenu jej sprzedaży. Dane do obliczeń zostały pozyskane przez URE bezpośrednio od przedsiębiorstw oraz ze sprawozdań Ministerstwa Gospodarki za 2011 rok.

Informacja o cenach została zamieszczona na stronie internetowej URE.

¹²²⁾ Grupa kapitałowa – grupa kapitałowa w rozumieniu art. 3 ust. 1 pkt 44 ustawy z 29 września 1994 r. o rachunkowości (Dz. U. z 2002 r. Nr 76, poz. 694, z późn. zm.).

5.7. Obliczanie i publikowanie średnich cen sprzedaży ciepła wytworzonego w należących do przedsiębiorstw posiadających koncesje jednostkach wytwórczych nie będących jednostkami kogeneracji (art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. c)

Prawo energetyczne nakłada na Prezesa URE obowiązek polegający na zbieraniu i przetwarzaniu informacji dotyczących przedsiębiorstw energetycznych w celu obliczania i publikowania w terminie do 31 marca każdego roku średnich cen sprzedaży ciepła, wytworzonego w należących do przedsiębiorstw posiadających koncesje jednostkach wytwórczych nie będących jednostkami kogeneracji.

W marcu 2012 r. zostały obliczone i opublikowane ceny za 2011 rok. Średnie ceny sprzedaży ciepła wynosiły, dla jednostek wytwórczych nie będących jednostkami kogeneracji:

- 1) opalanych paliwami węglowymi – 37,43 zł/GJ,
- 2) opalanych paliwami gazowymi – 64,91 zł/GJ,
- 3) opalanych olejem opałowym – 82,31 zł/GJ,
- 4) stanowiących odnawialne źródła energii – 42,98 zł/GJ.

Średnie ceny sprzedaży ciepła wytworzonego w jednostkach wytwórczych nie będących jednostkami kogeneracji obliczone zostały jako iloraz przychodów ze sprzedaży ciepła wytworzonego w tych jednostkach wytwórczych i wolumenu jego sprzedaży. Do wyliczenia średnich cen wykorzystane zostały dane zbierane w ramach corocznego badania koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych na formularzu URE-C1.

Informacja o tych cenach została zamieszczona na stronie internetowej URE.

5.8. Ogłaszanie średniej kwartalnej ceny energii elektrycznej nie podlegającej obowiązkowi publicznej sprzedaży (art. 49a ust. 8)

Na podstawie art. 49a ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne Prezes URE jest zobowiązany ogłaszać w Biuletynie URE w terminie 14 dni od dnia zakończenia kwartału średnią kwartalną cenę energii elektrycznej nie podlegającej obowiązkowi, o którym mowa w ust. 1 i 2 powyższego artykułu.

Wolumen i średnia kwartalna cena energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne, w poszczególnych kwartałach 2012 r. przedstawiały się następująco:

2012 rok		
kwartały	średnia kwartalna cena energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne [zł/MWh]	wolumen energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne [TWh]
I	203,40	11,90
II	201,09	8,66
III	203,37	8,21
IV	202,12	10,87

Źródło: URE na podstawie danych przekazanych przez wytwórców energii elektrycznej za poszczególne kwartały 2012 r.

Przy obliczaniu średniej kwartalnej ceny energii elektrycznej sprzedawanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne wykorzystywane są dane z realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej do spółek obrotu zawartych przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, zobowiązanych do sprzedaży części wytworzonej energii elektrycznej w sposób określony w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne. Cena nie uwzględnia podatków (VAT, akcyza), opłat niezwiązanych z ilością sprzedanej energii elektrycznej oraz zobowiązań związanych ze świadectwami pochodzenia.

5.9. Ogłaszanie wskaźnika referencyjnego ustalanego przez Prezesa URE zgodnie z metodologią określoną w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z 17 września 2010 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło (Dz. U. z 2010 r. Nr 194, poz. 1291)

Prawo energetyczne nakłada na regulatora obowiązek polegający na ustalaniu wskaźnika referencyjnego zgodnie z metodologią określoną w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z 17 września 2010 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło¹²³⁾. Przy zastosowaniu wskaźnika referencyjnego i średnich cen sprzedaży ciepła przedsiębiorstwa obliczają planowane przychody ze sprzedaży ciepła przyjmowane do kalkulacji cen i stawek opłat w taryfach, dla jednostek kogeneracji.

Działając na podstawie art. 47 ust. 2g ustawy – Prawo energetyczne Prezes URE ogłosił w marcu 2012 r. następujące wskaźniki referencyjne ustalone dla poszczególnych rodzajów paliw, o których mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. c ustawy:

- dla paliw węglowych – 1,0;
- dla paliw gazowych – 1,0;
- dla oleju opałowego – 1,0;
- dla paliw wykorzystywanych w odnawialnych źródłach energii – 1,0.

Informacja o wskaźnikach została zamieszczona na stronie internetowej URE.

5.10. Efektywność energetyczna

Rok 2012 był drugim rokiem obowiązywania ustawy o efektywności energetycznej, która weszła w życie (z pewnymi wyjątkami) 11 sierpnia 2011 r. Ustawa ta rozszerzyła katalog zadań realizowanych przez Prezesa URE o zadania związane z administrowaniem systemem świadectw efektywności energetycznej (tzw. „białych certyfikatów”). Ponadto ustawa określiła:

- 1) krajowy cel w zakresie oszczędnego gospodarowania energią,
- 2) zadania jednostek sektora publicznego w zakresie efektywności energetycznej,
- 3) zasady uzyskania i umorzenia świadectwa efektywności energetycznej,
- 4) zasady sporządzania audytu efektywności energetycznej.

Założonym efektem działań podejmowanych przez wszystkich jej adresatów jest osiągnięcie do 2016 r., co najmniej 9% oszczędności energii rozumianej jako 9% średniego krajowego zużycia energii finalnej w ciągu roku przy uśrednieniu za lata 2001–2005. Tak określone cele przekładają się na działania zmierzające do ich osiągnięcia, które znajdują swoje ramy prawne w ustawie o efektywności energetycznej. Działania te opierają się na następujących filarach:

- 1) pierwszy filar można określić jako wzorcową rolę sektora publicznego, który jest obowiązany do stosowania środków poprawy efektywności energetycznej i do informowania o tym fakcie społeczeństwa; elementem przewodniej roli administracji publicznej w dążeniu do osiągnię-

¹²³⁾ Dz. U. z 2010 r. Nr 194, poz. 1291.

- cia celów oszczędnościowych jest również bezpośrednia realizacja działań przewidzianych w krajowym planie działań dotyczących efektywności energetycznej,
- 2) druga grupa działań to pozyskanie, poprzez przystąpienie do przetargu organizowanego przez Prezesa URE, świadectw efektywności energetycznej, a więc *de facto* uzyskanie lub zadeklarowanie uzyskania oszczędności energii,
 - 3) trzeci filar to działania Prezesa URE w obszarze monitorowania i rozliczania obowiązku pozyskiwania, przez podmioty do tego zobligowane, świadectw efektywności energetycznej i następnie przedstawiania ich do umorzenia lub dokonywania wnoszenia opłaty zastępczej, domknięty systemem kar pieniężnych wymierzanych w trybach administracyjnoprawnych.

Pomimo relatywnie krótkiego okresu obowiązywania ustawa o efektywności energetycznej w 2012 r. podlegała trzem nowelizacjom, które nastąpiły w rezultacie:

- zmiany ustawy o działach administracji rządowej oraz niektórych innych ustaw¹²⁴⁾,
- uchwalenia ustawy o obowiązkach w zakresie informowania o zużyciu energii przez produkty wykorzystujące energię¹²⁵⁾,
- uchwalenia ustawy o zmianie ustawy o efektywności energetycznej¹²⁶⁾.

Z punktu widzenia realizacji zadań Prezesa URE w obszarze efektywności energetycznej oraz wpływu na podmioty zainteresowane przystąpieniem do systemu wsparcia efektywności energetycznej, największe znaczenie miała ostatnia nowelizacja ustawy o efektywności energetycznej, która weszła w życie 27 grudnia 2012 r. a mocą której zniesiono instytucję audytora efektywności energetycznej. Uchyliła ona bowiem przepisy art. 28 ust. 5 oraz art. 29-34 ustawy o efektywności energetycznej, które regulowały kwestie związane w szczególności z wymaganiami stawianymi audytorom efektywności energetycznej oraz uzyskaniem uprawnień audytora efektywności energetycznej. Nowelizacja uchyliła tym samym przepisy:

- zawierające katalog wymogów, których spełnienie było warunkiem niezbędnym dla ubiegania się o uzyskanie uprawnień do sporządzania audytów efektywności energetycznej oraz regulujące kwestie utraty tych uprawnień,
- upoważniające ministra właściwego do spraw gospodarki do wydania rozporządzenia w sprawie przeprowadzenia szkolenia oraz egzaminu dla osób ubiegających się o nadanie uprawnień audytora efektywności energetycznej, a także powoływania i funkcjonowania komisji kwalifikacyjnych przeprowadzających ww. egzaminy,
- upoważniające ministra właściwego do spraw instytucji finansowych do wydania rozporządzenia dotyczącego szczegółowego zakresu obowiązkowego ubezpieczenia od odpowiedzialności cywilnej audytora efektywności energetycznej¹²⁷⁾,
- nakładające na Prezesa URE obowiązek udostępniania na swojej stronie internetowej danych teleadresowych audytorów efektywności energetycznej,
- dotyczące powoływania przez Prezesa URE komisji kwalifikacyjnych sprawdzających spełnianie wymagań stawianych audytorom efektywności energetycznej.

Ponadto na mocy ww. nowelizacji dokonano zmiany brzmienia art. 1 pkt 4, art. 22 ust. 3 oraz tytułu rozdziału 5 ustawy o efektywności energetycznej w taki sposób, aby zapisy te nie odwoływały się do pojęcia „audytora efektywności energetycznej”.

Przedmiotowe zmiany ustawy stanowią konsekwencję podejmowanych w 2012 r. przez Rząd RP prac legislacyjnych dotyczących liberalizacji dostępu do niektórych zawodów regulowanych. W konsekwencji omówionych wyżej zmian legislacyjnych, aktualnie przepisy ustawy o efektywności energetycznej nie nakładają żadnych wymogów dla osób, które sporządzają audyt efektywności energetycznej. Oznacza to, że audyt efektywności energetycznej może być sporządzony przez podmiot, który w szczególności nie musi zarówno potwierdzać spełniania niezbędnych wymogów i posiadania odpowiednich kwalifikacji w drodze administracyjnej, tj. przed komisją kwalifikacyjną powołaną przez Prezesa URE, jak i odbywać obowiązkowych szkoleń. W konsekwencji dobór osoby posiadającej odpowiednie kwalifikacje, wiedzę i doświadczenie dla prawidłowego sporządzenia audytu, jest obecnie dokonywany przez podmioty zainteresowane przystąpieniem do przetargu.

¹²⁴⁾ Ustawa z 13 lipca 2012 r. o zmianie ustawy o działach administracji rządowej oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2012 r. poz. 951) – zmieniająca ustawę o efektywności energetycznej z dniem 1 stycznia 2013 r.

¹²⁵⁾ Ustawa z 14 września 2012 r. o obowiązkach w zakresie informowania o zużyciu energii przez produkty wykorzystujące energię (Dz. U. z 2012 r. poz. 1203) – zmieniająca ustawę o efektywności energetycznej z dniem 1 lutego 2013 r.

¹²⁶⁾ Ustawa z 10 października 2012 r. o zmianie ustawy o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2012 r. poz. 1397) – zmieniająca ustawę o efektywności energetycznej z dniem 27 grudnia 2012 r.

¹²⁷⁾ Rozporządzenie Ministra Finansów z 14 września 2011 r. w sprawie obowiązkowego ubezpieczenia odpowiedzialności cywilnej audytora efektywności energetycznej (Dz. U. z 2011 r. Nr 210, poz. 1248).

Obecnie przepisy ustawy o efektywności energetycznej przewidują dla Prezesa URE kompetencje dla realizacji następujących zadań:

- 1) począwszy od 2012 r.:
 - a) ogłaszania, organizowania, i przeprowadzania co najmniej raz do roku, przetargów, w wyniku których wyłonione zostaną przedsięwzięcia, za które otrzymuje się świadectwa efektywności energetycznej, przy czym każdy przetarg podzielony został na trzy grupy: dla przedsięwzięć skutkujących zwiększeniem oszczędności energii u odbiorców końcowych, dla przedsięwzięć skutkujących oszczędnością energii przez urządzenia służące procesowi wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła, czyli urządzenia potrzeb własnych oraz dla przedsięwzięć skutkujących zmniejszeniem strat energii w przesyłach lub dystrybucji;
 - b) wydawania świadectw efektywności energetycznej;
 - c) przeprowadzenia audytów weryfikacyjnych w odniesieniu do zrealizowanych przedsięwzięć efektywnościowych;
 - d) wymierzania kar pieniężnych w przypadku stwierdzenia naruszenia przepisów ustawy przez podmioty biorące udział w przetargach,
- 2) począwszy od 2013 r.:
 - a) identyfikacji podmiotów zobowiązanych do rozliczenia się z obowiązku pozyskania świadectw efektywności energetycznej lub uiszczenia opłaty zastępczej, których potencjalna liczba może być bliska 2 041;
 - b) identyfikacji ilościowej obowiązku w odniesieniu do każdego z ww. podmiotów, przy uwzględnieniu ulg i zwolnień przewidzianych w ustawie;
 - c) dokonania rozliczenia obowiązku pozyskania świadectw efektywności energetycznej lub uiszczenia opłaty zastępczej;
 - d) wymierzania kar pieniężnych w przypadku stwierdzenia naruszenia przepisów dotyczących realizacji obowiązków, o których mowa w pkt a).

W związku z określonym przepisami ustawy o efektywności energetycznej zakresem zadań dla Prezesa URE, kluczowe znaczenie dla możliwości ich realizacji a w konsekwencji dla osiągnięcia celów przewidzianych w ustawie, miały regulacje, które winny się znaleźć w szeregu aktów wykonawczych. Pierwotnie ustawa o efektywności energetycznej przewidywała w tym zakresie konieczność wydania pięciu rozporządzeń oraz trzech obwieszczeń, natomiast po nowelizacji ustawy o efektywności energetycznej, mającej na celu zmniejszenie liczby zawodów regulowanych w Polsce, ustawa zawiera delegacje do wydania trzech rozporządzeń i trzech obwieszczeń.

W 2012 r. wydano wszystkie trzy brakujące rozporządzenia¹²⁸⁾, w których zostały uregulowane w szczególności następujące zagadnienia:

- 1) wielkość i sposób obliczania ilości energii pierwotnej odpowiadającej wartości świadectw efektywności energetycznej, podlegających obowiązkowi ich uzyskania i przedstawienia do umorzenia,
- 2) sposób uwzględniania w kalkulacji cen energii elektrycznej, ciepła lub gazu ziemnego ustalanych w taryfach, kosztów uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw efektywności energetycznej oraz poniesionej opłaty zastępczej,
- 3) wysokość jednostkowej opłaty zastępczej,
- 4) współczynniki sprawności procesów przetworzenia energii,
- 5) warunki i tryb organizowania i przeprowadzania przetargu, w tym powoływania i pracy komisji przetargowej oraz wzór deklaracji przetargowej,
- 6) szczegółowy zakres i sposób sporządzania audytu efektywności energetycznej, sposób i tryb jego weryfikacji oraz wzór karty tego audytu,
- 7) dane i metody, które mogą być wykorzystywane przy określaniu i weryfikacji uzyskanych oszczędności energii.

Do końca 2012 r. nie został jednak ogłoszony przez Ministra Gospodarki, w drodze obwieszczenia, szczegółowy wykaz przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej¹²⁹⁾

¹²⁸⁾ Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 10 sierpnia 2012 r. w sprawie szczegółowego zakresu i sposobu sporządzania audytu efektywności energetycznej, wzoru karty audytu efektywności energetycznej oraz metod obliczania oszczędności energii (Dz. U. z 2012 r. poz. 962), które weszło w życie 11 września 2012 r., rozporządzenie Ministra Gospodarki z 4 września 2012 r. w sprawie sposobu obliczania ilości energii pierwotnej odpowiadającej wartości świadectwa efektywności energetycznej oraz wysokości jednostkowej opłaty zastępczej (Dz. U. z 2012 r. poz. 1039), które weszło w życie 4 października 2012 r. i rozporządzenie Ministra Gospodarki z 23 października 2012 r. w sprawie przetargu na wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej (Dz. U. z 2012 r. poz. 1227), które weszło w życie 24 listopada 2012 r.

oraz raport zawierający w szczególności informacje dotyczące realizacji krajowego celu w zakresie oszczędnego gospodarowania energią i krajowego planu działań dotyczącego efektywności energetycznej wraz z oceną i wnioskami z ich realizacji¹²⁹⁾.

Zaznaczenia wymaga fakt, iż opublikowanie z opóźnieniem aktów wykonawczych niezbędnych dla wykonywania obowiązków Prezesa URE w obszarze efektywności energetycznej, skutkowało w praktyce blokadą funkcjonowania ustawy o efektywności energetycznej.

Ponadto pomimo, iż w uzasadnieniu do ustawy o efektywności energetycznej, **w związku z licznymi zadaniami przewidzianymi do realizacji przez Prezesa URE, przewidziano konieczność zatrudnienia w Urzędzie Regulacji Energetyki dodatkowych 20 osób, do końca 2012 r. nie zostały jednak Prezesowi URE przydzielone żadne środki na ten cel, pomimo zgłaszania w 2012 r., w tym w szczególności Radzie Ministrów, potrzeb w tym zakresie.** Taki stan rzeczy, wobec całkowitego wykorzystania potencjału osobowego urzędu do realizacji dotychczasowych zadań Prezesa URE, niemal całkowicie ograniczył możliwości sprawnego podjęcia intensywnych działań przygotowawczych oraz wykonawczych. Na powyższe kwestie nałożył się również wspomniany brak aktów wykonawczych regulujących kluczowe obszary, dodatkowo potęgując wspomniane ograniczenie.

Tym niemniej w 2012 r. Prezes URE, kosztem realizacji innych zadań, podejmował szereg działań o charakterze przygotowawczym, mających skutkować sprawnym podjęciem w przyszłości przewidzianych dla niego zadań, w tym, w pierwszej kolejności, przygotowaniem do organizacji w 2012 r. pierwszego przetargu, w wyniku którego wyłonione zostaną przedsięwzięcia, za które Prezes URE przyzna świadectwa efektywności energetycznej. Ze względu na brak aktów wykonawczych do ustawy o efektywności energetycznej oraz nowelizacji samej ustawy prawie do końca 2012 r., ww. działania przygotowawcze musiały być prowadzone w ograniczonym zakresie i objęły:

- uczestnictwo w opiniowaniu projektów aktów wykonawczych,
- działania o charakterze informacyjnym, w tym udzielanie odpowiedzi na liczne zapytania oraz wyjaśnianie wątpliwości zgłaszanych do urzędu, a dotyczących przepisów ustawy o efektywności energetycznej,
- przygotowanie organizacyjne urzędu do ogłoszenia i przeprowadzenia pierwszego przetargu, pomimo nieprzydzielenia określonych w uzasadnieniu do tej ustawy dodatkowych środków finansowych.

Zgodnie z treścią art. 16 ust. 1 ustawy o efektywności energetycznej Prezes URE co najmniej raz w roku, ogłasza, organizuje i przeprowadza przetarg, mający na celu dokonanie wyboru przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej, za które można uzyskać świadectwa efektywności energetycznej. Powołany przepis wszedł w życie 1 stycznia 2012 r., co skutkowało koniecznością ogłoszenia przetargu, pomimo wspomnianych wyżej ograniczeń, jeszcze w 2012 r. Przetarg ten zostanie rozstrzygnięty w 2013 r.

W ogłoszeniu o przeprowadzeniu przetargu Prezes URE określił wartość świadectw efektywności energetycznej przewidzianych do wydania w tym przetargu, dla każdej z kategorii przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej, o których mowa w art. 16 ust. 3 ustawy o efektywności energetycznej, na poziomie:

- 1) 440 000 toe dla przedsięwzięć w zakresie zwiększenia oszczędności energii przez odbiorców końcowych,
- 2) 55 000 toe dla przedsięwzięć w zakresie zwiększenia oszczędności energii przez urządzenia potrzeb własnych,
- 3) 55 000 toe dla przedsięwzięć w zakresie zmniejszenia strat energii elektrycznej, ciepła lub gazu ziemnego w przesyłach lub dystrybucji.

Określając wartość świadectw efektywności energetycznej przewidzianych do wydania w pierwszym przetargu Prezes URE kierował się, w myśl art. 16 ust. 6 ustawy, stopniem realizacji krajowego celu w zakresie oszczędnego gospodarowania energią, o którym mowa w art. 4 ust. 1 ustawy.

Zgodnie z art. 6 ust. 2 pkt 3 lit. a ustawy o efektywności energetycznej, informacje o postępie w realizacji krajowego celu w zakresie oszczędnego gospodarowania energią zawiera krajo-

¹²⁹⁾ Obwieszczenie Ministra Gospodarki z 21 grudnia 2012 r. w sprawie szczegółowego wykazu przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej (M. P. z 2013 r. poz. 15) zostało ogłoszone 11 stycznia 2013 r.

¹³⁰⁾ Pierwszy zatwierdzony przez Radę Ministrów raport powinien zostać ogłoszony do 30 listopada 2012 r. (art. 45 ustawy o efektywności energetycznej).

wy plan działań dotyczący efektywności energetycznej, o którym mowa w art. 6 ust. 1 ustawy. Drugi Krajowy Plan Działań dotyczący efektywności energetycznej został przyjęty przez Radę Ministrów 17 kwietnia 2012 r. W dokumencie tym założono oczekiwane oszczędności energii finalnej uzyskane w oparciu o system świadectw efektywności energetycznej w wysokości 25 586 GWh czyli 2,2 Mtoe do 2016 r.

5.11. Działania na rzecz wdrożenia inteligentnych sieci

Aktywność Prezesa URE w zakresie wdrażania inteligentnych sieci w Polsce, można wyodrębnić w następujących blokach tematycznych:

Prace koncepcyjne – przygotowywanie Stanowisk Prezesa URE

Kontynuowane były działania na rzecz opracowywania kolejnych dokumentów powiązanych ze „*Stanowiskiem Prezesa URE w sprawie niezbędnych wymagań wobec wdrażanych przez OSD E inteligentnych systemów pomiarowo-rozliczeniowych z uwzględnieniem funkcji celu oraz proponowanych mechanizmów wsparcia przy postulowanym modelu rynku*” opublikowanym w 2011 r. W szczególności w 2012 r. były to:

- a) „*Koncepcja dotycząca modelu rynku opomiarowania w Polsce, ze szczególnym uwzględnieniem wymagań wobec Operatora Informacji Pomiarowej*”, opublikowana 4 czerwca 2012 r., po dyskusji środowiskowej projektu tego dokumentu i, skwitowanej Warsztatami, dyskusji publicznej,
- b) Aneks nr 2 do dokumentu „*Metoda ustalania Wartości Regulacyjnej Aktywów i zwrotu z zaangażowanego kapitału*” z 2 lipca 2012 r., rozesłany przez Prezesa URE do Prezesów OSD E 15 listopada 2012 r., jako wielostronnie zaakceptowany i obowiązujący do stosowania,
- c) „*Stanowisko Prezesa URE w sprawie szczegółowych reguł regulacyjnych w zakresie stymulowania i kontroli wykonania inwestycji w AMI*” (przygotowane do publikacji w rezultacie zakończenia procedury analogicznej jak w pkt a).

Udział w pracach zespołów i struktur zewnętrznych

- a) Warsztaty Rynku Elektroenergetycznego

Jest to wspólna inicjatywa Prezesa URE oraz Prezesa PSE Operator SA (obecnie PSE SA), za inicjowaną w styczniu 2012 r., skierowana personalnie do Prezesów Operatorów Systemów Dystrybucyjnych, skupiająca przy jednym stole także reprezentację przedsiębiorstw obrotu energią elektryczną oraz reprezentację dostawców technologii krytycznych dla rozwoju sieci inteligentnych, mająca na celu podniesienie skuteczności procesów wdrażania inteligentnych sieci do praktyki sektora elektroenergetycznego w Polsce. W formule WREE powołanych zostało sześć Zespołów Roboczych, zorientowanych na przygotowanie szczegółowych propozycji rozwiązań w następujących obszarach tematycznych:

- Zespół nr 1 – „Wymiana danych pomiarowych”,
- Zespół nr 2 – „Bezpieczeństwo informacji pomiarowej”,
- Zespół nr 3 – „Projekty pilotażowe DSM”,
- Zespół nr 4 – „Regulacja”,
- Zespół nr 5 – „Edukacja odbiorców”,
- Zespół nr 6 – „Korzyści dla odbiorców”.

Pracami Zespołu nr 1 kierował w 2012 r. Departament Taryf URE, który także aktywnie uczestniczył w pracach Zespołów 2, 3, 4 oraz 6.

- b) Międzyresortowy Zespół ds. Wzrostu Konkurencyjności Przemysłu Motoryzacyjnego: przedstawiciel URE miał udział w przygotowaniu wkładu do dokumentu „*Uwarunkowania wdrożenia zintegrowanego systemu E-Mobilności w Polsce*”, jako elementu pozostającego w ścisłym związku z rozwojem sieci inteligentnej.

Ponadto przedstawiciel URE uczestniczył w charakterze członka w obradach następujących gremiów:

- a) Międzyresortowy Zespół Doradczy ds. Rynku Energii Elektrycznej – w odniesieniu do wymagań, jakie infrastruktura sieci inteligentnych stawia wobec mechanizmów rynku energii,
- b) Zespół Doradczy Ministra Gospodarki ds. wdrożenia Inteligentnych Sieci,

- c) Zespół Doradczy Ministra Gospodarki ds. legalizacji liczników w kontekście ograniczenia kosztów utrzymania liczników tradycyjnych w okresie bezpośrednio poprzedzającym ich wymianę na liczniki inteligentne oraz poprawy ekonomiki projektu smart grid poprzez dostosowanie zasad kontroli metrologicznej liczników do zachodzących przemian technologicznych w tym obszarze oraz w charakterze zaproszonego gościa – przedstawiciela Prezesa URE/prelegenta w tematyce smart grid w obradach następujących gremiów:
- a) Podkomisja stała Parlamentu RP ds. Energetyki,
 - b) Zespół PTPiREE ds. AMI,
 - c) Zespół NFOŚiGW wdrażający program ISE.
- Przedstawiciel URE był ponadto gospodarzem lub współgospodarzem obrad następujących gremiów:
- a) Zespół URE-PTPiREE ds. WRA ze szczególnym uwzględnieniem zasad wynagradzania majątku składającego się na infrastrukturę smart grid,
 - b) Projekt wspólny MAC, UKE i URE oraz firm z sektorów regulowanych i ich otoczenia pn.: „Memorandum w sprawie współpracy na rzecz budowy i rozwoju pasywnej infrastruktury sieci szerokopasmowych” – projekt kluczowy dla poprawy ekonomiki wdrażania zarówno Agendy Cyfrowej, jak i smart grid.

Projekty badawcze

Ważną część aktywności URE w zakresie wdrażania inteligentnych sieci stanowi inicjowanie i opieka nad realizacją dedykowanych projektów badawczych.

- a) Jako podbudowa merytoryczna dla planowanego do przygotowania „*Stanowiska Prezesa URE w sprawie niezbędnych wymagań funkcjonalnych wobec współpracującej z Infrastrukturą AMI Infrastruktury Sieci Domowej (HAN), stanowiącej rozszerzenie wdrażanych przez OSD E inteligentnych systemów pomiarowo-rozliczeniowych, z uwzględnieniem zastosowania jej dla usług pozaenergetycznych celem wykorzystania efektu synergii*” wykonany został Projekt pt.: „*Infrastruktura Sieci Domowej – w ramach Inteligentnych Sieci/HAN within Smart Grids*”. Praca ta sfinansowana została ze środków Banku Światowego w ramach Projektu GEF a zrealizowana przez ATKAERNEY, jako zwycięzcę procedury przetargowej. Rolą URE było przygotowanie i uzgodnienie ze stroną amerykańską założeń pracy (Terms of Reference), udział w komisji przetargowej wyłaniającej Wykonawcę, udział w zorganizowanych przez Wykonawcę warsztatach roboczych (pięć warsztatów dla URE, dwa dla strony rządowej, cztery warsztaty z pozostałymi interesariuszami), udział w bieżących konsultacjach oraz odbiór merytoryczny pracy.

Na strukturę pracy złożyło się pięć dokumentów:

- Raport Rynkowo-społeczny,
- Raport Technologiczny,
- Raport Ekonomiczny,
- Raport Regulacyjny (prawny),
- Raport Podsumowujący

oraz pakiet prezentacji przygotowanych przez Wykonawcę na kolejne Warsztaty. Aktualnie trwa procedura formalnego przekazania do URE praw autorskich do Projektu, co umożliwi jego publikację na stronie internetowej urzędu.

- b) Kolejnym projektem merytorycznie wspierającym działania Prezesa URE, jest Regulatory Assistant Project, współpraca ta jest kontynuowana w 2013 r.

Działania wywierające wpływ na taryfy dystrybucyjne dla energii elektrycznej

W ramach procedury uzgadniania projektów planów rozwoju przedsiębiorstw sieciowych przeprowadzono kwalifikację majątku AMI będącego przedmiotem inwestowania przez OSD E (spełniającego wymagania określone w Stanowisku Prezesa URE ws. AMI) a następnie – w postępowaniu w sprawie zatwierdzenia taryfy dla energii elektrycznej na rok 2013 – odpowiednie uwzględnienie uznanych wielkości w kalkulacji tej taryfy.

Udział w procesach legislacyjnych w zakresie związanym z wdrażaniem inteligentnych sieci

Problematyka sieci inteligentnej wymaga odpowiedniego wprowadzenia do przepisów prawa, w szczególności ustawy – Prawo energetyczne oraz aktów wykonawczych wydawanych z delegacji tej ustawy. Ze względu na zakres koniecznych zmian niezbędne jest także wykreowanie

aktów prawnych całkowicie nowych (odrębnych względem aktualnie obowiązujących i nowelizowanych). W szczególności URE uczestniczył aktywnie w przygotowaniu następujących aktów/nowelizacji:

- a) Wkład do projektu nowej ustawy – Prawo energetyczne, przygotowywanej przez MG w ramach tzw. „trójpaku”,
- b) Projekt rozporządzenia systemowego dla OIP: Rozporządzenie Ministra Gospodarki w sprawie określenia szczegółowych warunków wprowadzenia i funkcjonowania systemu inteligentnego opomiarowania oraz inteligentnej sieci elektroenergetycznej (odpowiednik rozporządzenia systemowego dla energii elektrycznej, dedykowany do OIP),
- c) Projekt rozporządzenia taryfowego dla OIP: Rozporządzenie Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryfy informacji pomiarowej oraz szczegółowe zasady rozliczeń za przekazywanie tych informacji (odpowiednik rozporządzenia taryfowego dla energii elektrycznej, dedykowany do OIP),
- d) Projekt zmian w rozporządzeniu taryfowym dla energii elektrycznej, niezbędnych dla zharmonizowania problematyki sieci inteligentnych.

Udzielanie informacji o sieciach inteligentnych w Polsce

URE udzielało odpowiedzi na pytania podmiotów krajowych i zagranicznych dotyczące stopnia zaawansowania oraz zasad tworzenia sieci inteligentnych w Polsce.

Odrębną formą aktywności URE była działalność edukacyjno-popularyzatorska na rzecz upowszechniania wiedzy o szeroko rozumianej problematyce inteligentnych sieci. Złożyło się na nią przygotowanie i wygłoszenie szeregu prezentacji w ramach studiów akademickich, konferencji, warsztatów i szkoleń. Informacje na ten temat znajdują się w części III pkt 4.1. sprawozdania.

5.12. Współdziałanie w zakresie zapobiegania kradzieżom infrastruktury

W 2012 r. kontynuowane były prace w ramach Grupy Roboczej ds. przeciwdziałania zjawisku kradzieży i dewastacji infrastruktury powołanej pod koniec 2011 r. przy Urzędzie Kontroli Elektronicznej. W pracach Grupy biorą udział m.in. przedstawiciele UKE, URE, UTK, przedsiębiorstw telekomunikacyjnych, elektroenergetycznych oraz transportu kolejowego. Głównymi celami działalności Grupy jest:

- podniesienie świadomości i zwiększenie zaangażowania instytucji państwa i wymiaru sprawiedliwości w zwalczaniu zjawiska kradzieży infrastruktury przesyłowej,
- podniesienie świadomości i zwiększenie zaangażowania społeczeństwa w walce ze znieczulicą oraz brakiem reakcji na otaczające nas akty przestępstw,
- wypracowanie i wdrożenie nowych standardów współpracy operacyjnej policji i operatorów infrastruktury przesyłowej na szczeblach lokalnych i centralnych,
- zbadanie i wykorzystanie rozwiązań z innych krajów Unii Europejskiej w zakresie zwalczania i przeciwdziałania przestępczości przeciwko mieniu operatorów.

23 sierpnia 2012 r. z inicjatywy trzech urzędów regulacyjnych: Urzędu Komunikacji Elektronicznej, Urzędu Regulacji Energetyki oraz Urzędu Transportu Kolejowego podpisano *Memorandum w sprawie współpracy na rzecz przeciwdziałania zjawisku kradzieży i dewastacji infrastruktury*.

W ramach działalności związanych z podpisanym *Memorandum* zostały powołane trzy zespoły zadaniowe: Zespół ds. legislacji, Zespół ds. kampanii społecznej oraz Zespół ds. dobrych praktyk.

13 września 2012 r. przedstawiciele URE brali udział w branżowej debacie „Lunch z kurierem”, podczas której omawiane były najważniejsze problemy związane z kradzieżą oraz dewastacją infrastruktury.

Ponadto, 12 listopada 2012 r. odbyła się międzynarodowa konferencja „Przeciwdziałanie kradzieżom metali”, w której brali udział przedstawiciele UKE, URE, UTK, Ministerstwa Spraw Wewnętrznych, Ministerstwa Administracji i Cyfryzacji, Komendy Głównej Policji, Komendy Wojewódzkiej Policji z Katowic, Komendy Stołecznej, Straży Miejskiej, Służb Ochrony Kolei,

Służb Ochrony Kolei, spółek energetycznych, kolejowych i telekomunikacyjnych oraz zaproszeni goście z Wielkiej Brytanii – przedstawiciel europejskiego programu antykradzieżowego metali POL-PRIMETT, jak również przedstawiciel British Transport Police, który podzielił się z uczestnikami konferencji doświadczeniami w walce z procederem kradzieży metali na Wyspach Brytyjskich. Łącznie w konferencji wzięło udział blisko 100 osób.

Działania związane z *Memorandum* mają charakter stały, w związku z czym w 2013 r. planowana jest kontynuacja prac zespołów zadaniowych.

5.13. Współpraca międzynarodowa urzędu

Kierunki i charakter współpracy międzynarodowej URE w 2012 r., podobnie jak w latach ubiegłych, wynikały z głównych celów Prezesa URE w tym obszarze, tj. wypełniania ustawowych obowiązków oraz kontynuacji prac na rzecz utworzenia wewnętrznego rynku energii w Unii Europejskiej. W związku z powyższym, w 2012 r. szczególny priorytet w zakresie współpracy międzynarodowej został nadany współpracy Prezesa URE z Komisją Europejską oraz Agencją ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER). Ważną rolę odgrywały również działania regulatora na poziomie regionalnym oraz dwustronna współpraca z organami regulacyjnymi innych państw członkowskich Unii Europejskiej. Dodatkowo kontynuowana była również współpraca URE ze stowarzyszeniami regulatorów energetyki CEER oraz ERRA.

Współpraca z Komisją Europejską

Stałym, wynikającym z przepisów prawa aspektem współpracy Prezesa URE z Komisją Europejską jest przekazywanie Komisji informacji wymaganych przepisami prawa i wypełnianie obowiązków sprawozdawczych regulatora (m.in. coroczne przygotowywanie i przekazywanie Raportu Krajowego Prezesa URE). Drugi element współpracy stanowią bieżące kontakty oraz udział przedstawicieli URE w różnych inicjatywach i grupach Komisji Europejskiej, których celem jest realizacja założeń europejskiej polityki energetycznej.

W 2012 r. przedstawiciele Prezesa URE kontynuowali prace w ramach grupy koordynacyjnej ds. energii elektrycznej. Pomysł utworzenia grupy został zaprezentowany we wrześniu 2011 r. podczas nieformalnego posiedzenia Rady Unii Europejskiej ds. Energii we Wrocławiu. W 2011 r. oraz 2012 r. odbywały się spotkania grupy, w których udział brali przedstawiciele Komisji Europejskiej, ACER, ENTSO-E, państw członkowskich oraz organów regulacyjnych. Spotkania grupy okazały się bardzo przydatne dla wszystkich zainteresowanych stron i w związku z powyższym ustalono, że grupa koordynacyjna ds. energii elektrycznej powinna zostać sformalizowana, a jej cele i zadania określone. W konsekwencji, 15 listopada 2012 r. Komisja Europejska przyjęła Decyzję ustanawiającą Grupę Koordynacyjną ds. Energii Elektrycznej¹³¹⁾. Do głównych zadań grupy należy: służyć jako platforma do wymiany informacji i koordynacji środków polityki w dziedzinie energii elektrycznej o wymiarze transgranicznym oraz wspieranie Komisji przy opracowywaniu jej inicjatyw politycznych; ułatwianie wymiany informacji i współpraca w zakresie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w tym wystarczalności mocy wytwórczych i stabilności sieci transgranicznych.

Przedstawiciele Prezesa URE brali również udział w pracach nad tzw. pakietem infrastrukturalnym, zakładającym rozbudowę infrastruktury energetycznej w państwach członkowskich i pomiędzy nimi. Wraz z postępowaniem prac nad projektem rozporządzenia w sprawie wytycznych dotyczących transeuropejskiej infrastruktury energetycznej, w 2012 r. przy Komisji Europejskiej zostały utworzone regionalne grupy pilotażowe. Zadaniem tych grup jest wyłonienie projektów, które otrzymają unijne wsparcie finansowe i instytucjonalne. W skład grup weszli również przedstawiciele Prezesa URE, jednak ograniczone środki finansowe, jakimi dysponuje regulator nie pozwoliły na regularny udział przedstawicieli URE w ich spotkaniach. Mimo to, URE zapewniła wsparcie merytoryczne dla pozostałych przedstawicieli RP w grupach.

¹³¹⁾ Decyzja nr 2012/C 353/02.

Współpraca z Komisją Europejską ma również często charakter *ad hoc*. W 2012 r. Prezes URE wziął udział w dwóch zorganizowanych przez Komisję konferencjach wysokiego szczebla, poświęconych tematyce nieplanowych przepływów energii elektrycznej, ze szczególnym uwzględnieniem regionu Europy Środkowo-Wschodniej (CEE). Gospodarzem spotkań był unijny Komisarz ds. Energii, Günther Oettinger, a w wydarzeniach udział wzięli m.in. przedstawiciele państw członkowskich, organów regulacyjnych oraz operatorów systemów przesyłowych, przedstawiciele ACER i ENTSO-E. W trakcie konferencji dyskutowano m.in. o wpływie przepływów kołowych na funkcjonowanie systemów oraz możliwych sposobach rozwiązania problemów związanych z nieplanowymi przepływami energii elektrycznej.

URE uczestniczyło również w organizowanym przez Komisję Europejską Forum Florenckim i Madryckim. Spotkania forów odbywają się dwa razy w roku. Ich zadaniem jest ocena dotychczasowych kroków oraz rekomendowanie dalszych działań zmierzających do integracji europejskich rynków odpowiednio energii elektrycznej i gazu.

Równolegle do wymienionych prac, Prezes URE realizował bieżącą współpracę z Komisją poprzez wymianę aktualnych informacji na temat sytuacji na polskim rynku energii.

Współpraca z ACER

Rok 2012 był pierwszym pełnym rokiem działalności ACER, powołanej do życia w marcu 2011 r. Celem Agencji jest wspieranie organów regulacyjnych w wykonywaniu ich zadań na poziomie Unii Europejskiej oraz koordynacja tych działań. Współpraca Prezesa URE z ACER ukierunkowana jest przede wszystkim na działania zmierzające do integracji rynków krajowych w jeden wspólny unijny rynek energii. Cel ten, zgodnie z konkluzjami Rady Europejskiej, powinien zostać osiągnięty do 2014 r. Współpraca URE – ACER realizowana jest w głównie za pośrednictwem Rady Organów Regulacyjnych ACER – organu opiniodawczego, stanowiącego platformę współpracy regulatorów w ramach Agencji. Przedstawicielem polskiego regulatora w Radzie jest Marek Woszczyk, Prezes URE. W celu wzmocnienia i zintensyfikowania współpracy regulatorów na szczeblu europejskim, przy Radzie Organów regulacyjnych utworzono grupy robocze i zespoły zadaniowe. Zadaniem grup, w skład których wchodzi również przedstawiciele URE, jest wspieranie Agencji i uczestniczenie w pracach na rzecz osiągnięcia wewnętrznego rynku energii. Obecnie w ramach ACER działają cztery grupy robocze: Grupa Robocza ds. Energii Elektrycznej; Grupa Robocza ds. Gazu; Grupa Robocza ds. Integralności i Przejrzystości Rynków, odpowiadająca za kwestie związane ze wdrażaniem rozporządzenia REMIT oraz Grupa Robocza ds. Implementacji, Monitoringu i Procedur (IMP WG). Przewodniczącym ostatniej z nich w 2012 r. był Marek Woszczyk, Prezes URE. W ramach grupy IMP opracowywane były procedury realizacji określonych w III pakiecie energetycznym obowiązków Agencji i regulatorów, oraz roczny raport ACER z monitoringu wewnętrznych rynków energii elektrycznej i gazu.

Oprócz głównego zadania, jakim jest wspieranie regulatorów, Agencja ma również przyczynić się do sprawnego funkcjonowania rynków wewnętrznych energii elektrycznej i gazu. Zadanie to jest realizowane przez udział w procesie tworzenia wytycznych ramowych i kodeksów sieciowych oraz poprzez monitorowanie zadań realizowanych przez ENTSO-E i ENTSO-G. Przedstawiciele Prezesa URE brali aktywny udział w tych pracach na poziomie grup roboczych oraz rady organów regulacyjnych. Dodatkowo, w celu informowania polskich uczestników rynku o przebiegu prac nad wytycznymi ramowymi i kodeksami sieciowymi, Prezes URE publikował na swojej stronie internetowej informacje na temat trwających w ACER i ENTSO-E/G publicznych konsultacji projektów wytycznych i kodeksów, starając się zachęcić tym samym polskich interesariuszy do aktywnego włączenia się w prace nad tymi dokumentami. W tym celu na stronie URE została również umieszczona informacja na temat bieżącego przebiegu prac w ACER i ENTSO-E/G nad kodeksami sieci.

Podobnie jak w latach poprzednich, w 2012 r. polski regulator aktywnie uczestniczył także w pracach Inicjatyw Regionalnych. Zgodnie z przyjętym podziałem, Polska jest pełnym uczestnikiem dwóch elektroenergetycznych rynków regionalnych: Rynku Europy Środkowo-Wschodniej oraz Rynku Północnego. Dodatkowo, polski regulator uczestniczył także w pracach grupy Rynku Europy Północno-Zachodniej (NWE), realizującej pilotażowy projekt wdrażania europejskiego docelowego modelu rynku energii elektrycznej. Wypracowane w NWE rozwiązania mają być następnie wdrażane w pozostałych regionach Unii Europejskiej. Jeśli chodzi o Regionalne Inicja-

tywy Gazowe, Polska jest uczestnikiem Rynku Europy Południowej/Południowo-Wschodniej (SSE). W ramach SSE realizowanych jest szereg projektów pilotażowych ukierunkowanych na integrację rynków w regionie.

Oprócz zaangażowania w strukturach ACER, przedstawiciele Prezesa URE współpracowali z Agencją przy realizacji bieżących zadań poprzez wymianę informacji. Aktywne zaangażowanie urzędu w prace ACER przyniosło skutek w postaci wzmocnienia pozycji Prezesa URE na początku 2013 r. – polski regulator objął funkcję regulatora współwiodącego w regionie SSE (Prezes URE będzie kierował pracami regionu wraz z włoskim organem regulacyjnym), zaś jeden z przedstawicieli Prezesa URE został oddelegowany do prac w ACER w charakterze eksperta narodowego.

Współpraca ze stowarzyszeniami regulatorów – CEER i ERRA

W 2012 r. Prezes URE kontynuował dotychczasową współpracę z organami regulacji energetyki państw członkowskich Unii Europejskiej w ramach Rady Europejskich Regulatorów Energii (CEER). Stowarzyszenie to ściśle współpracuje z ACER poprzez pomoc i merytoryczne wsparcie. CEER koncentruje się jednak również na innych, wykraczających poza zakres kompetencji ACER kwestiach, jak np. sprawy konsumenckie, zrównoważony rozwój, rozwój nowych technologii (smart grids) czy współpraca z regulatorami spoza Unii Europejskiej.

Prezes URE brał aktywny udział w pracach stowarzyszenia na poziomie Rady Dyrektorów oraz Zgromadzenia Ogólnego CEER. Eksperti URE brali również udział w pracach sześciu grup roboczych i działających w ich ramach zespołów zadaniowych. W styczniu 2012 r. Marek Woszczyk, Prezes URE, został wybrany na przewodniczącego jednej z grup CEER – Grupy roboczej ds. implementacji, benchmarkingu i monitoringu. Grupa zajmuje się analizami, monitoringiem i sprawozdawczością na potrzeby regulatorów, Komisji i agencji ACER. Odpowiada ona za analizy projektów unijnych aktów legislacyjnych oraz monitoring procesu implementacji prawa unijnego przez kraje członkowskie, w tym wdrażanie III pakietu energetycznego. Grupa zajmuje się także opracowywaniem raportów i studiów porównawczych, a także koordynacją innych zadań z zakresu monitorowania różnych aspektów rynków energii elektrycznej i gazu.

W 2012 r. CEER był organizatorem dwóch konferencji. Pierwsze wydarzenie poświęcone było tematyce efektywności energetycznej oraz infrastruktury energetycznej. W trakcie konferencji Prezes URE, jako Wiceprzewodniczący Rady Dyrektorów CEER, poprowadził panel dotyczący zachowań konsumentów na rynku i wpływu tych zachowań na poprawę efektywności energetycznej. Tematyka drugiej konferencji CEER dotyczyła kwestii konsumenckich. Wydarzenie zostało zorganizowane we współpracy z Komisją Europejską, a jego celem było zdefiniowanie potrzeb i oczekiwań konsumentów w obszarze energetyki oraz znalezienie rozwiązań służących włączeniu konsumentów w działania podejmowane przez regulatorów na poziomie krajowym i międzynarodowym. W konferencji, oprócz ekspertów Prezesa URE, udział wzięli także przedstawiciele Federacji Konsumentów, a polskie doświadczenia we wspieraniu odbiorców zaprezentował przedstawiciel Stowarzyszenia Konsumentów Polskich.

Prezes URE stale współpracuje z również z regulatorami z innych krajów, także spoza Unii Europejskiej. Współpraca ta w głównej mierze odbywa się w ramach stowarzyszenia ERRA, zrzeszającego regulatorów z krajów Europy Środkowo-Wschodniej, Azji, Afryki i USA. Co prawda ze względu na duże zaangażowanie przedstawicieli Prezesa URE w projekty związane z integracją rynku energii w Unii Europejskiej udział URE w pracach stowarzyszenia został ograniczony, jednak mimo to Prezes URE kontynuuje swoją współpracę w ramach ERRA poprzez wymianę informacji i doświadczeń regulacyjnych oraz wspólne projekty. W 2012 r. URE było współorganizatorem zorganizowanych w Gdańsku warsztatów ERRA dotyczących aspektów regulacyjnych związanych z wdrożeniem inteligentnych sieci oraz inteligentnego opomiarowania. Wydarzenie towarzyszyło zimowemu spotkaniu Komitetu ERRA ds. licencjonowania i konkurencji.

Współpraca regionalna i dwustronna Prezesa URE

Kolejnym aspektem współpracy międzynarodowej Prezesa URE w 2012 r. były projekty o charakterze regionalnym oraz współpraca dwustronna z innymi organami regulacyjnymi i instytucjami zagranicznymi, w tym m.in. kontynuacja współpracy z Ambasadą Królestwa Danii.

W 2012 r. Polska objęła prezydencję w Grupie Wyszehradzkiej. W realizację priorytetów polskiej prezydencji w V4 aktywnie włączył się także Prezes URE. Zgodnie z przyjętym programem w obszarze energetyki polska prezydencja ma skoncentrować się na wypracowaniu rozwiązań dla budowy sprawnie funkcjonującego rynku gazu w regionie. Jednym z etapów realizacji tego założenia było dokonanie oceny możliwości stworzenia funkcjonalnego rynku hurtowego w regionie przez regulatorów z państw V4. Podmiotem koordynującym prace w tym zakresie był Prezes URE.

URE kontynuowało również współpracę z niemieckim regulatorem oraz operatorami gazowych systemów przesyłowych z Polski i Niemiec odnośnie wdrożenia skoordynowanego mechanizmu alokacji zdolności przesyłowych na rozbudowanym polsko-niemieckim połączeniu w Lasowie. Czterostronna współpraca zaowocowała opracowaniem i zatwierdzeniem przez regulatorów w lipcu 2012 r. koncepcji przeprowadzenia projektu pilotażowego przez obu operatorów. W I połowie roku projekt udostępniania tzw. produktu powiązanego na połączeniu w Lasowie został włączony do listy pilotażowych projektów wczesnego wdrażania postanowień europejskiego kodeksu sieci w zakresie alokacji zdolności przesyłowych (CAM NC) w ramach regionu SSE, jako projekt o charakterze międzyregionalnym.

Podobnie jak w latach poprzednich, w 2012 r. w URE odbył się również szereg spotkań z przedstawicielami innych zagranicznych instytucji oraz przedsiębiorstw zainteresowanych polskim rynkiem energii. W trakcie tych spotkań eksperci URE udzielali informacji na temat funkcjonowania rynku energii w Polsce oraz warunków wejścia na tenże rynek.

Dzięki intensywnemu zaangażowaniu przedstawicieli URE w realizację zadań z zakresu współpracy międzynarodowej w 2012 r., udało się umocnić pozycję polskiego regulatora oraz zaakcentować interesy Polski na arenie międzynarodowej. Jednakże, ze względu na ograniczone środki budżetowe i kadrowe Prezes URE nie był w stanie włączyć się w realizację niektórych niezwykle istotnych zadań, takich jak m.in. pełny udział w procesie wyboru projektów PCI w ramach europejskiego pakietu infrastrukturalnego. Należy przy tym podkreślić, że ostateczny kształt ogólnounijnych zasad zależy w dużej mierze od zaangażowania krajowych podmiotów w proces ich konsultowania i zatwierdzania. Prezes URE dysponuje kompetencjami w tym zakresie, lecz oprócz tego niezbędne jest także zapewnienie regulatorowi odpowiednich środków pozwalających na aktywne włączenie się w prace na szczeblu europejskim. Brak udziału regulatora w realizacji strategicznych projektów na ich wczesnym etapie może bowiem w przyszłości przynieść negatywne skutki.

Część
III

PROMOWANIE KONKURENCJI

1. CELE I ZADANIA PREZESA URE

Promowanie konkurencji jest kluczowym zadaniem Prezesa URE. Wdrożenie wolnego rynku energii elektrycznej i gazu w naszym kraju, które w konsekwencji prowadzić ma do powstania rynku odbiorcy, do poprawy efektywności energetycznej, do wzrostu innowacyjności i polepszenia pozycji polskiej energetyki na arenie międzynarodowej, umożliwić ma także integrację krajowych systemów energetycznych w ramach jednolitego rynku europejskiego. Prezes URE nie posiada jednak rozbudowanego katalogu kompetencji służących wprost promowaniu konkurencji, co jest niejako uzasadnione jurysdykcją innej instytucji – organu antymonopolowego – w odniesieniu do tego samego obszaru regulacji.

Rok 2012 przyniósł dalsze utrwalenie pozytywnych zmian na hurtowym rynku energii elektrycznej. Wprowadzony od 9 sierpnia 2010 r. na podstawie art. 49a ustawy – Prawo energetyczne obowiązek publicznej sprzedaży energii elektrycznej przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej skutkowało zwiększeniem obrotu na giełdowym rynku energii. Większy udział giełdy energii w hurtowym obrocie przyczynia się do wzrostu konkurencji, gwarantuje jawne, przejrzyste i jednakowe dla wszystkich reguły zawierania transakcji handlowych oraz jednakowy dostęp do informacji rynkowych.

W 2012 r. w obszarze elektroenergetyki kontynuowane były działania mające na celu 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”*, opublikowanym w styczniu 2008 r., w tym prace mające na celu wdrożenie i upowszechnienie stosowania umów kompleksowych (GUD – Kompleksowy) w ofertach alternatywnych sprzedawców oraz rozwiązanie kwestii sprzedaży awaryjnej.

W obszarze promowania konkurencji na rynku gazu ziemnego w 2012 r. były kontynuowane prace nad projektem *„Mapy drogowej uwolnienia cen gazu ziemnego”*. Dokument ten został poddany szerokim konsultacjom, których wyniki zostały uwzględnione w dokumencie. Po zakończeniu tych prac Prezes URE złożył wniosek o zatwierdzenie dokumentu przez Zespół ds. Realizacji *Polityki energetycznej Polski do 2030 roku*, który został powołany przez Prezesa RM. W tej sprawie decyzja nie została dotychczas podjęta.

Rok 2012 cechował się istotnymi działaniami na rzecz budowy konkurencyjnego rynku gazu ziemnego. 24 lipca 2012 r. Prezes URE zatwierdził Instrukcję Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP) dotyczącą krajowego systemu przesyłowego będącego własnością Operatora Systemu Przesyłowego OGP GAZ-SYSTEM SA. Instrukcja uwzględnia zapisy zawarte w III pakiecie energetycznym oraz zasady funkcjonowania systemu wypracowane przez europejskich operatorów sieci przesyłowych gazu (ENTSOG). Instrukcja wprowadziła m.in. wirtualny punkt obrotu gazem, który umożliwił współpracę operatora z giełdą towarową i był podstawą do uruchomienia 20 grudnia 2012 r. giełdy gazu. Jest to kolejny istotny etap w kierunku utworzenia konkurencyjnego rynku gazu ziemnego.

Miernikiem rozwoju konkurencyjnego rynku energii (prostym, ale 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. W 2012 r. rozbudowany został monitoring TPA rynku gazowego.

Istotnym uzupełnieniem starań Prezesa URE w zakresie kształtowania konkurencyjnego rynku energii jest aktywne uczestnictwo w trakcie roku 2012 w pracach legislacyjnych zmierzających do implementacji III pakietu energetycznego, który wszedł w życie 3 marca 2011 r.

2. DZIAŁANIA NA RZECZ LIKWIDACJI BARIER KONKURENCJI

2.1. Zatwierdzanie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci

Elektroenergetyka

OSD

W 2012 r. Prezes URE zatwierdził zmiany dwóch obecnie obowiązujących Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej w części dotyczącej bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi RWE Stoen Operator Sp. z o.o. (zmieniona dwukrotnie) oraz ENEA Operator Sp. z o.o. (jedna zmiana). Jedną ze zmian IRiESD-Bilansowanie polegała na umożliwieniu uczestnikom rynku dokonywania zgłoszeń zmiany sprzedawcy energii elektrycznej poprzez dedykowany informatyczny system zmiany sprzedawcy oraz na wprowadzeniu nowego formularza zmiany sprzedawcy, który został zamieszczony w treści instrukcji. Pozostałe zmiany polegały na aktualizacji standardowych profili zużycia energii elektrycznej.

W okresie sprawozdawczym prowadzono siedem postępowań administracyjnych w sprawie zatwierdzenia całych IRiESD (zawierających postanowienia dotyczące korzystania z sieci przez użytkowników systemu oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju tych sieci oraz warunki bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi) operatorów systemów dystrybucyjnych, których sieci są bezpośrednio połączone z siecią operatora systemu przesyłowego. W toku sześciu postępowań Prezes URE ustalił, że projekty IRiESD zawierają postanowienia, które uniemożliwiają zatwierdzenie instrukcji.

W związku z tym odmówił zatwierdzenia tych IRiESD. Przyczyną odmowy było:

- 1) wprowadzenie obowiązku zawarcia umowy o świadczenie usługi dystrybucji przed zgłoszeniem zmiany sprzedawcy, co w konsekwencji warunkuje rozpoczęcie procesu zmiany sprzedawcy. Rodzi to niebezpieczeństwo opóźnienia w sposób nieuzasadniony rozpoczęcia procedury zmiany sprzedawcy energii elektrycznej (*de facto* procedura będzie trwała ponad 3 tygodnie) i tym samym blokowania odbiorcom prawa do zgłoszenia zmiany sprzedawcy, a w skrajnych przypadkach może nawet uniemożliwić tę zmianę,
- 2) wprowadzenie obowiązku dostosowania układów pomiarowo-rozliczeniowych do wymagań określonych w IRiESD także w przypadku rozdzielenia umowy kompleksowej co nie ma uzasadnienia prawnego, a pociąga za sobą konieczność poniesienia przez odbiorców kosztów związanych z dostosowaniem,
- 3) brak lub niewystarczające informacje na temat nakładów inwestycyjnych (kosztów), jakie zostaną poniesione przez odbiorców przyłączonych do sieci oraz operatorów systemów dystrybucyjnych w związku z wprowadzeniem dodatkowych wymagań do IRiESD, co uniemożliwiło przeprowadzenie właściwej oceny skutków zatwierdzenia IRiESD,
- 4) wprowadzenie postanowień określających kryteria oceny możliwości przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci WN, SN i nN oraz wprowadzenie postanowień, z których wynika, że nie spełnienie tych kryteriów skutkuje odmową wydania warunków przyłączenia podmiotowi ubiegającemu się o przyłączenie. Zatwierdzenie przez Prezesa URE tych kryteriów oznaczałoby *de facto* wyłączenie możliwości kontroli odmowy zawarcia umowy przyłączenia, jaką daje art. 8 ust. 1 ustawy, ponieważ Prezes URE orzekając w przedmiocie odmowy zawarcia umowy o przyłączenie byłby związany swoją decyzją zatwierdzającą IRiESD.

W związku z powyższym tylko postępowanie w sprawie zatwierdzenia IRiESD operatora Energoserwis Kleszczów Sp. z o.o. zakończyło się zatwierdzeniem postanowień IRiESD tej spółki przez Prezesa URE.

Niezależnie od powyższego w 2012 r. do Prezesa URE wpłynęło 59 projektów instrukcji opracowanych i przedłożonych do zatwierdzenia przez operatorów systemów dystrybucyjnych, których

sieci nie są bezpośrednio przyłączone do sieci przesyłowej (OSDn) oraz dwa projekty instrukcji przedłożonej przez operatorów, których sieci są przyłączone do sieci przesyłowej. Postępowania w sprawie zatwierdzenia tych instrukcji są w toku.

Gazownictwo

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej

Dostrzegając potrzebę przyśpieszenia liberalizacji rynku gazu, 24 lipca 2012 r. Prezes URE decyzją administracyjną (znak: DPK-4322-10(16)/2012/AK) zatwierdził Instrukcję Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP), dotyczącą krajowego systemu przesyłowego będącego własnością OGP GAZ-SYSTEM SA i ustalił datę wejścia jej w życie na 1 stycznia 2013 r. Projekt instrukcji był wcześniej poddany konsultacjom z uczestnikami rynku. Dokument wprowadza istotne zmiany, które umożliwią liberalizację i rozwój polskiego rynku gazu oraz harmonizację zasad funkcjonowania systemu ze standardami wypracowanymi przez europejskich operatorów sieci przesyłowych. Instrukcja wdraża operacyjne narzędzia do rozwoju giełdowego rynku gazu w Polsce oraz implementuje rozwiązania zawarte w III pakiecie energetycznym.

Nowe zapisy Instrukcji mają na celu ułatwienie nowym podmiotom wejście na rynek gazu i uproszczenie zasad korzystania z systemu przesyłowego. W systemie gazu wysokometanowego wprowadzony został punkt wirtualny, który daje możliwość sprzedaży oraz zakupu paliwa gazowego znajdującego się w sieci przesyłowej w oderwaniu od jego fizycznej lokalizacji. Takie transakcje będą mogły być realizowane również na giełdzie gazu prowadzonej przez TGE SA. Korzystanie z tej platformy pozwoli na kształtowanie cen przy zachowaniu pełnej anonimowości transakcji w wyniku sprzedaży i zakupu paliwa gazowego przez uczestników rynku, w tym odbiorców końcowych, po cenach rynkowych odpowiadających równowadze popytu i podaży.

Wprowadzenie wirtualnego punktu wejścia i wyjścia (model *entry-exit*) umożliwi też przeprowadzanie transakcji zawieranych na rynku pozagiełdowym oraz transakcji prowadzonych przez OGP GAZ-SYSTEM SA na rynku bilansującym. Stronami transakcji na tym rynku będą użytkownicy systemu przesyłowego oraz OGP GAZ-SYSTEM SA jako operator systemu przesyłowego (OSP). W stosunku do dotychczasowych rozwiązań Instrukcja ogranicza ilość limitów niezbilansowania tylko do jednego dobowego limitu niezbilansowania. Podstawowym okresem bilansowania jest doba gazowa, co oznacza, że podmiot niezbilansowany musi się rozliczyć z operatorem po każdej dobie gazowej. IRiESP nie przewiduje już wyznaczania narastającej ilości niezbilansowania w trakcie miesiąca. Celem stworzenia rynku usług bilansujących jest zapewnienie narzędzi pozwalających na zachowanie integralności systemu oraz zapewnienie bezpieczeństwa przesyłu gazu z wykorzystaniem mechanizmów rynkowych. Dodatkowo przyjęte w IRiESP rozwiązania spowodują również uproszczenie funkcjonowania rynku gazu na połączeniach z systemami dystrybucyjnymi i magazynowymi. W tym celu stworzono obszary dystrybucyjne, reprezentowane handlowo przez jeden punkt wejścia i jeden punkt wyjścia dla całego obszaru działania poszczególnych OSD. Operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSD) oraz magazynowania (OSM) zawierają z OGP GAZ-SYSTEM SA międzyoperatorską umowę przesyłową (MUP), która obejmuje zakres obecnie obowiązujących porozumień operatorskich oraz inne kwestie związane z przydziałem przepustowości. Zgodnie z zaproponowanymi zasadami, tylko OSD i OSM będą miały prawo zakupu przepustowości (mocy umownej) na połączeniu ich systemów z siecią przesyłową. Ta przepustowość zostanie udostępniona innym uczestnikom rynku w formie odpowiednich przydziałów zdolności w systemie przesyłowym stosowanie do zapotrzebowania na świadczenie usług dystrybucji lub magazynowania paliwa gazowego.

Jednocześnie – z uwagi na fakt, że OSP nie dysponował wystarczającymi danymi, aby w trakcie trwania doby gazowej udzielać użytkownikom systemu informacji o statusie ich niezbilansowania, Operator zobowiązał się wypracować wspólnie z operatorami systemów dystrybucyjnych odpowiednie rozwiązania, które będą akceptowalne i satysfakcjonujące dla wszystkich użytkowników systemu. Tym samym przewidziana została możliwość przygotowania zmiany Instrukcji w tym zakresie do lipca 2013 r.

Instrukcje Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnych

W 2012 r. zostały zatwierdzone zmiany w instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci operatorów dystrybucyjnych (IRiESD), GK PGNiG, w związku z zatwierdzeniem zmian w IRiESP OGP GAZ-SYSTEM SA. Wprowadzone zmiany w IRiESD miały na celu dostosowanie zasad funkcjonowania

dystrybucji gazu do nowego modelu rynku określonego w instrukcji OSP (OGP GAZ-SYSTEM SA), która weszła w życie 1 stycznia 2013 r. Po rozpatrzeniu wniosków sześciu OSD Prezes URE wydał decyzje zatwierdzające IRiESD, które również zaczęły obowiązywać od 1 stycznia 2013 r.

Zapisy IRiESD wprowadziły m.in. następujące zmiany:

- nowe zasady współpracy pomiędzy operatorami, gwarantujące zniesienie ograniczeń systemowych w zakresie wejścia do strefy dystrybucyjnej,
- rozszerzenie procedury zmiany sprzedawcy o możliwość nabywania paliwa gazowego w punkcie wirtualnym oraz zapewnienie „zasady plecaka” w przypadku zmiany sprzedawcy w sieci małych OSD,
- procedury zgłaszania umów do realizacji, uwzględniające nowy model rynku przewidujący handel gazem w punkcie wirtualnym,
- nowe zasady alokacji paliwa gazowego w punkcie wejścia do sieci dystrybucyjnej uwzględniające handel gazem w punkcie wirtualnym oraz uwzględniające szacowanie ilości paliwa gazowego w oparciu o wskaźniki temperaturowe,
- ograniczenie działań w zakresie bilansowania handlowego do sieci gazu naazotowanego i gazu propan-butan (zgodnie z nową IRiESP bilansowanie w sieci gazu wysokometanowego realizowane będzie przez OSP),
- stworzenie możliwości sprzedaży gazu w punkcie wirtualnym w przypadku źródeł przyłączonych do sieci dystrybucyjnej,
- zwiększenie przejrzystości procedury przyłączenia do sieci.

IRiESD zawierają okres przejściowy trwający do połowy 2013 r., w trakcie którego OSD zobowiązani są do uregulowania w umowach dystrybucyjnych zasad ustanawiania zabezpieczeń, fakturowania, rozliczeń i płatności, a także wypowiedzenia i rozwiązania ww. umów. Do tego czasu powyżej wskazane zasady zostały unormowane w instrukcjach. W opinii Prezesa URE na liberalizującym się rynku gazu zakresy tych uregulowań powinny podlegać dwustronnym uzgodnieniom pomiędzy stronami umów dystrybucyjnych z uwzględnieniem indywidualnych uwarunkowań.

2.2. Ocena realizacji programów zgodności

W związku ze zmianą ustawy – Prawo energetyczne w marcu 2010 r. Prezes URE otrzymał kompetencję, polegającą na zatwierdzaniu w drodze decyzji programów, w których operatorzy systemów dystrybucyjnych określają przedsięwzięcia, jakie należy podjąć w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu, w tym szczegółowe obowiązki pracowników wynikające z tych programów, tzw. Programów Zgodności. Nowe narzędzie pozwoliło Prezesowi URE w pewnym zakresie wpływać na treść, sposób wdrożenia i realizacji, jak również monitorowanie funkcjonowania programu oraz sprawozdawczość.

W 2011 r. po przeprowadzeniu postępowań administracyjnych Prezes URE zatwierdził Programy Zgodności dla siedmiu największych operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych oraz sześciu operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych. Prezes URE zatwierdził terminy wykonania Programów Zgodności dla poszczególnych operatorów od 3 do 6 miesięcy od daty podpisania decyzji. W zatwierdzonych Programach operatorzy zobowiązali się także do przeszkolenia swoich pracowników w zakresie bezwzględnie przestrzegania postanowień tych programów. W 2012 r. jeden OSD elektroenergetyczny zaktualizował swój Program Zgodności, który został zatwierdzony przez Prezesa URE w czerwcu 2012 r.

Operatorzy systemów elektroenergetycznych, jak i gazowych zobowiązani są do corocznego przedkładania sprawozdań z realizacji Programów Zgodności. Ze względu na fakt, iż programy poszczególnych OSD zaczęły obowiązywać po okresie 3–6 miesięcy od dnia ich zatwierdzenia przez Prezesa URE, sprawozdania z realizacji programów za 2011 r. dotyczą poprzednich wersji Programów Zgodności, które nie były jeszcze zatwierdzone i przygotowywane w oparciu o „Ramowe wytyczne do treści Programów zgodności opracowywanych przez operatorów sieci dystrybucyjnych (OSD) i operatorów sieci przesyłowych (OSP)”.

Elektroenergetyka

Z informacji przekazanych w sprawozdaniach wynika, że u żadnego z OSD nie doszło do naruszeń Programu Zgodności, a w szczególności, nie odnotowano występowania konfliktu interesów, zachowań dyskryminacyjnych względem użytkowników systemu bądź potencjalnych użytkowników systemu. Nie stwierdzono również przypadków naruszenia tajemnicy sensytywnych informacji handlowych. W ENEA Operator Sp. z o.o. odnotowano natomiast skargę dotyczącą Programu Zgodności związaną z odmową zawarcia umowy o świadczenie usług dystrybucji w procesie zmiany sprzedawcy – spółka podtrzymała swoje stanowisko dotyczące prawidłowości przeprowadzonego procesu zawierania umowy o świadczenie usług dystrybucji. W tym przypadku postępowanie administracyjne zostało umorzone decyzją Prezesa URE. Dodatkowo w toku znajduje się postępowanie administracyjne prowadzone przez Prezesa URE w sprawie realizowanych przez spółkę działań oraz wypełnienia obowiązku zapoznania pracowników z Programem Zgodności.

Dostępność do treści Programów Zgodności

Wszyscy Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych publikują Programy Zgodności na swoich stronach internetowych, co w dobie szerokiej dostępności do Internetu stanowi pozytywną praktykę. Dodatkowo niektórzy z OSD (PGE Dystrybucja SA) zamieszczają wraz z Programem formularz, który daje możliwość zadawania pytań Inspektorowi ds. zgodności lub też udostępniają w tym celu specjalnie utworzony adres e-mail (TAURON Dystrybucja GZE SA, ENEA Operator Sp. z o.o.). Skrzynka taka funkcjonowała również w RWE Stoen Operator Sp. z o.o., przy czym służyła dla potrzeb komunikacji z pracownikami świadczącymi usługi na rzecz RWE Stoen Operator Sp. z o.o.

Pozytywnym rozwiązaniem zastosowanym przez ENEA Operator Sp. z o.o. było publikowanie w wewnętrznym biuletynie informacyjnym informacji o zatwierdzeniu Programu oraz zagadnieniach w nim poruszanych.

Dodatkowo większość OSD (TAURON Dystrybucja SA, TAURON Dystrybucja GZE SA, RWE Stoen Operator Sp. z o.o., ENEA Operator Sp. z o.o.) informuje, że udostępniają swoim pracownikom treść Programu Zgodności w Intranecie. Oczywistym jest, że publikowanie Programów na stronach internetowych należy uznać za dobrą praktykę operatorów, dodatkowo regulator zaleca udostępnić treść Programów z Biur Obsługi Klienta przygotowanych graficznie pod kątem osób starszych i niepełnosprawnych.

Szkolenia

OSD informują w przedstawionych sprawozdaniach, że wszyscy pracownicy komórek organizacyjnych objęci są Postanowieniami Programu Zgodności. Pracownicy zostali zapoznani z jego treścią oraz przeszkoleni w ramach szkoleń wewnętrznych.

Należy zwrócić w tym miejscu uwagę, że w niektórych spółkach (ENEA Operator Sp. z o.o., PGE Dystrybucja SA, TAURON Dystrybucja GZE SA) znajduje się niewielki odsetek osób nie przeszkolonych z treści zapisów Programów Zgodności. Wynika to z przyczyn losowych takich jak: długotrwałe zwolnienia lekarskie, urlopy wychowawcze, bezpłatne, macierzyńskie czy też świadczenia rehabilitacyjne. Pracownicy, którzy nie mogli brać udziału w szkoleniach, zostali objęci cyklem szkoleń indywidualnych w terminie późniejszym. Dodatkowo OSD prowadził szkolenia uzupełniające dla osób nowo zatrudnionych.

W trakcie szkoleń pracownicy zapoznali się z treścią Programu, obowiązkami OSD wynikającymi z Programu czy też konsekwencjami nieprzestrzegania jego zapisów.

Przeszkoleni pracownicy składali oświadczenia dotyczące zapoznania się z Programem Zgodności i bezwzględnego przestrzegania jego postanowień.

Inspektor ds. zgodności

Z informacji przedstawionych przez OSD wynika, że większość Spółek (ENEA Operator Sp. z o.o., RWE Stoen Operator Sp. z o.o., PGE Dystrybucja SA, TAURON Dystrybucja GZE SA, TAURON Dystrybucja SA), wydzieliło stanowisko Inspektora ds. zgodności, do którego zadań należy sprawowanie nadzoru nad przestrzeganiem Programu oraz szeroko rozumiana pomoc pracownikom OSD w jego codziennym stosowaniu.

Ze względu na charakter stanowiska i zakresu kompetencji, stanowisko Inspektora ds. zgodności powinno być wyodrębnione od innych stanowisk w danej spółce. Z pewnością pozwoliłoby

to na szersze zaangażowanie w podejściu do tematu przestrzegania Programów Zgodności oraz stanowiłoby dobrą praktykę OSD.

Zwrócić należy w tym miejscu uwagę, że jeden z OSD nie wyodrębnił Inspektora ds. zgodności od innych stanowisk. W RWE Stoen Operator Sp. z o.o. Inspektorem ds. zgodności w okresie objętym sprawozdaniem był Menedżer wydziału Usług Dystrybucyjnych. Uwzględniając charakter stanowiska Inspektora oraz zakres jego obowiązków, powyższa praktyka budzić może wątpliwości, co do ewentualnej niezależności osoby zajmującej stanowisko kierownicze w OSD, a jednocześnie pełniącego funkcję Inspektora ds. zgodności.

Praktykę łączenia stanowiska Inspektora ds. zgodności ze stanowiskiem menedżerskim bądź kierowniczym innego działu należy ocenić negatywnie, nawet jeżeli wiedza osoby zajmującej kierownicze stanowisko pozwala na wykorzystanie jej w aktywnym monitoringu realizacji Programu Zgodności.

Standardem stosowanym przez OSD jest udzielanie wsparcia osobie zajmującej stanowisko ds. Programu Zgodności. W RWE Stoen Operator Sp. z o.o. jest to osoba wspierająca Inspektora w jego obowiązkach, w szczególności z zakresu prowadzenia szkoleń pracowników oraz bieżącej dokumentacji. W TAURON Dystrybucja SA jest to specjalnie powołany zespół, którego celem jest pomoc Inspektorowi ds. zgodności w zapewnieniu prawidłowej realizacji zadań wynikających z Programu. W PGE Dystrybucja SA zostali powołani, przez Dyrektorów Generalnych Oddziałów, Koordynatorzy ds. zgodności realizujący wykonywanie Programu w danym Oddziale.

Monitoring przestrzegania Programów Zgodności

Istotną rzeczą w realizacji zapisów Programów Zgodności jest nadzór sprawowany nad jego wykonywaniem. Bezpośredni nadzór na realizacją Programu powinni sprawować w OSD Inspektorzy ds. zgodności. Niepokojącą praktyką z tego punktu widzenia jest sprawowanie nadzoru nad przestrzeganiem postanowień Programu poprzez osoby zajmujące kierownicze stanowiska – TAURON Dystrybucja SA, w którym nadzór operacyjny pełni Dyrektor OSD.

Podobnie sytuacja wygląda w PGE Dystrybucja SA, której Koordynator ds. zgodności funkcjonalnie podlega Dyrektorowi Generalnemu Oddziału a merytorycznie Inspektorowi ds. zgodności, podczas gdy podległość funkcjonalna powinna leżeć w gestii Inspektora.

Podsumowując stwierdzić należy, że monitoring przestrzegania Programów Zgodności powinien należeć wyłącznie do powołanych w tym celu Inspektorów ds. zgodności. Pozwoli to na obiektywną ocenę realizacji Programu oraz wprowadzanie ewentualnych poprawek lub korekt w jego stosowaniu. Dodatkowo osoby wyznaczone jako wspierające Inspektora w realizacji jego obowiązków powinny podlegać bezpośrednio Inspektorom. Powyższe powinno stanowić standard w działalności OSD w odniesieniu do Programów Zgodności.

Przegląd Programów Zgodności

Część OSD stosuje praktykę przeglądu Programu Zgodności. W spółce TAURON Dystrybucja GZE SA odbył się roczny przegląd Programu. Jego celem, według spółki, miała być ocena efektywności i skuteczności funkcjonowania Programu oraz ewentualne ustalenie kierunków jego doskonalenia. W przeglądzie spółka zastosowała metodę ankietową, polegającą na wysłaniu ankiet drogą elektroniczną. Ankiety wypełniły: 23 osoby zarządzające jednostkami organizacyjnymi w TAURON Dystrybucja GZE SA, 14 osób zarządzających w VNSP oraz 22 osoby zarządzające w VBSP. Spółka odnotowała wskaźnik zwrotu ankiet na poziomie 100%, co świadczy w sposób pozytywny o działaniach TAURON Dystrybucja GZE SA, mających na celu monitorowanie przestrzegania Programu Zgodności. Osoby wypełniające kwestionariusz w zakresie zarządzających przez siebie obszarów nie zgłosiły naruszeń Programu Zgodności. Badanie potwierdziło zapewnienie realizacji procedur ochrony informacji sensytywnych i niedyskryminacyjnego traktowania.

Podobną praktykę zastosowała Spółka ENEA Operator Sp. z o.o. Monitoring przestrzegania i realizacji postanowień Programu Zgodności prowadzony był na bieżąco przez Inspektora ds. zgodności oraz okresowo poprzez badanie ankietowe. Ankieta została skierowana do osób zarządzających poszczególnymi jednostkami/komórkami organizacyjnymi Spółki.

Powyższe wewnętrzne praktyki Spółek TAURON Dystrybucja GZE SA oraz ENEA Operator Sp. z o.o. powinna znaleźć odzwierciedlenie w działalności pozostałych OSD.

Gazownictwo

Z informacji przekazanych w sprawozdaniach wynika, że u żadnego z OSD nie doszło do naruszeń Programu Zgodności, a w szczególności, nie odnotowano występowania konfliktu interesów, zachowań dyskryminacyjnych względem użytkowników systemu bądź potencjalnych użytkowników systemu. Nie stwierdzono również przypadków naruszenia tajemnicy sensytywnych informacji handlowych.

Dostępność Programu Zgodności

Nieliczni z Operatorów Systemów Dystrybucyjnych publikują treść Programu Zgodności na swojej stronie internetowej (Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o., Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.), wszyscy OSD natomiast udostępniają swoim pracownikom Programy Zgodności na wewnętrznych stronach intranetowych. W niektórych z OSD (Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.) funkcjonuje odrębna strona internetowa, na której udostępniono pracownikom treść Programu, bieżące informacje o jego funkcjonowaniu, wykaz stanowisk i komórek organizacyjnych objętych Programem. Dodatkowo użytkownicy systemu dystrybucyjnego i usługodawcy mają możliwość bezpośredniego kierowania pytań w sprawie Programu Zgodności na specjalnie wyznaczony adres. Należy w tym miejscu zwrócić uwagę na praktykę Pomorskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. Spółka ta, w celu rozpowszechnienia praw użytkowników systemu do zgłaszania skarg i wniosków, udostępniła Program Zgodności na tablicach informacyjnych w jednostkach terenowych spółki. Zgodnie z informacjami przedstawionymi przez spółkę, przegląd wykonania tego obowiązku przeprowadzony w listopadzie 2011 r. wykazał, że Program udostępniono we wszystkich jednostkach terenowych spółki.

Szkolenia

OSD informują w przedstawionych sprawozdaniach, że wszyscy pracownicy komórek organizacyjnych objęci są Postanowieniami Programu Zgodności. Pracownicy zostali zapoznani z jego treścią oraz przeszkoleni w ramach szkoleń wewnętrznych.

Należy zwrócić w tym miejscu uwagę, że w niektórych spółkach (Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o., Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.) znajduje się niewielki odsetek osób nie przeszkolonych z treści zapisów Programów Zgodności. Wynika to z przyczyn losowych takich jak: długotrwałe zwolnienia lekarskie, urlopy wychowawcze, bezpłatne, macierzyńskie czy też świadczenia rehabilitacyjne. Pracownicy, którzy nie mogli brać udziału w szkoleniach, zostali objęci cyklem szkoleń indywidualnych w terminie późniejszym. Dodatkowo OSD prowadził szkolenia uzupełniające dla osób nowo zatrudnionych.

W trakcie szkoleń pracownicy zapoznali się z treścią Programu, obowiązkami OSD, wynikającymi z Programu czy też konsekwencjami nieprzestrzegania jego zapisów.

Przeszkoleni pracownicy składali oświadczenia dotyczące zapoznania się z Programem Zgodności i bezwzględnego przestrzegania jego postanowień.

Inspektor ds. zgodności

Z informacji przedstawionych przez OSD wynika, że wszystkie spółki wyodrębniły stanowisko Inspektora ds. zgodności, do zadań którego należy sprawowanie nadzoru nad przestrzeganiem Programu oraz szeroko rozumiana pomoc pracownikom OSD w jego codziennym stosowaniu.

Inspektorzy realizują obowiązki związane m.in. z koordynacją jego realizacji w spółkach, operacyjnym nadzorowaniem Programów, udzielaniem informacji i wyjaśnień dotyczących Programów, monitorowaniem przestrzegania postanowień Programu, czy też gromadzeniem i przechowywaniem informacji o przypadkach zachowań dyskryminacyjnych.

Ze względu na charakter stanowiska i zakresu kompetencji stanowisko Inspektora ds. zgodności powinno być wyodrębnione od innych stanowisk w danej spółce. Z pewnością pozwoliłoby to na szersze zaangażowanie w podejściu do tematu przestrzegania Programów Zgodności oraz stanowiłoby dobrą praktykę OSD. Przykładowo w 2011 r. funkcję Inspektora ds. zgodności w Wielkopolskiej Spółce Gazownictwa Sp. z o.o. pełnił Dyrektor Biura Taryf i Regulacji, natomiast w Górnośląskiej Spółce Gazownictwa funkcję tę pełnił Kierownik Działu Regulacji Dostępu do Sieci.

Praktykę łączenia stanowiska Inspektora ds. zgodności ze stanowiskiem kierowniczym innego działu należy ocenić negatywnie, nawet jeżeli wiedza osoby zajmującej kierownicze stanowisko pozwala na wykorzystaniu jej w aktywnym monitoringu realizacji Programu Zgodności.

W Dolnośląskiej Spółce Gazownictwa Sp. z o.o. stanowisko Inspektora zostało utworzone niezależnie w strukturze spółki. Inspektor ten podlega bezpośrednio Prezesowi spółki.

Monitoring przestrzegania Programów Zgodności

Istotną rzeczą w realizacji zapisów Programów Zgodności jest nadzór sprawowany nad jego wykonywaniem. Bezpośredni nadzór na realizacją Programu powinni sprawować w OSD Inspektorzy ds. zgodności. Niepokojącą praktyką z punktu widzenia niezależności jest sprawowanie nadzoru nad przestrzeganiem postanowień Programu przez osoby zajmujące kierownicze stanowiska – Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o., w której nadzór operacyjny pełni Dyrektor Biura Taryf i Regulacji.

Podsumowując stwierdzić należy, że monitoring przestrzegania Programów Zgodności powinien należeć wyłącznie do powołanych w tym celu Inspektorów ds. zgodności. Pozwoli to na obiektywną ocenę realizacji Programu oraz wprowadzanie ewentualnych poprawek lub korekt w jego stosowaniu. Dodatkowo osoby wyznaczone jako osoby wspierające Inspektora w realizacji jego obowiązków powinny podlegać bezpośrednio Inspektorom. Rozwiązanie to powinno stanowić standard w działalności OSD w odniesieniu do procesu monitorowania Programów Zgodności.

Ponadto w żadnym z Operatorów Systemów Dystrybucyjnych Paliwa gazowego nie stwierdzono naruszeń Programu Zgodności lub też innych zachowań dyskryminacyjnych oraz naruszeń obowiązków pracowniczych określonych w Programie.

W Wielkopolskiej Spółce Gazownictwa Sp. z o.o. oraz Dolnośląskiej Spółce Gazownictwa Sp. z o.o. nie zostały zgłoszone żadne informacje dotyczące dyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu i wnioski dotyczące Programu oraz nie wystąpiły sytuacje konfliktu interesów. Karpaska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. odnotowała jedno zapytanie dotyczące personalnego konfliktu interesów, natomiast żaden pracownik nie zgłosił uwag, skarg czy też wniosków dotyczących Programu Zgodności. Według informacji zgromadzonych przez Pomorską Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o. oraz Górnośląską Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o. nie wpłynęły od pracowników spółki oraz użytkowników systemu żadne wnioski oraz skargi dotyczące Programu. Nie wpłynęły również zapytania dotyczące interpretacji zapisów Programu, nie zidentyfikowano zachowań dyskryminacyjnych w obszarach usług przyłączenia, świadczenia usług dystrybucyjnych, zmiany sprzedawcy, udzielania informacji oraz obsługi skarg i reklamacji. Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. oświadczyła, że w 2011 r. nie doszło do żadnych naruszeń Programu Zgodności obowiązującego w spółce. Nie miały również miejsca sytuacje wyczerpujące swoim zakresem pojęcie dyskryminacyjnego traktowania użytkowników, zdefiniowanego na potrzeby realizacji Programu.

2.3. Monitorowanie niezależności funkcjonowania OSD

W wyniku przeprowadzonego w 2011 r. badania¹³²⁾ dotyczącego powiązań kapitałowych sześciu „dużych” OSD elektroenergetycznych w grudniu 2011 r. oraz w styczniu 2012 r. Prezes URE wszczął dwa postępowania administracyjne w związku z podejrzeniem zaistnienia nieprawidłowości polegającej na nieprzestrzeganiu przez OSD warunków i kryteriów niezależności operatora systemu dystrybucyjnego, o których mowa w art. 9d ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne.

Zgodnie z art. 9d ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne – OSD powinien być w pełni niezależny od innych rodzajów działalności niezwiązanych z przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej. Analiza tych przepisów prowadzi do wniosku, że w szczególności przedsiębiorstwo zaangażowane w działalność sieciową nie może posiadać akcji lub udziałów powiązanych z przedsiębiorstwami prowadzącymi działalność w zakresie obrotu lub wytwarzania. Posiadanie takich udziałów przez przedsiębiorstwo sieciowe oznacza bezpośrednie finansowe zainteresowanie wynikami powiązanego podmiotu, co w konsekwencji skutkuje utratą przez zarząd zdolności „niezależnego działania”.

¹³²⁾ OSD zostali wezwani do przekazania informacji o spółkach, nad którymi sprawują kontrolę w rozumieniu art. 3 ust. 2 rozporządzenia Nr 139/2004 z 20 stycznia 2004 r. w sprawie kontroli koncentracji przedsiębiorstw (Dz. Urz. WE L 024 z 29.01.2004).

Prowadzi to do wniosku, że posiadanie przez OSD (nawet pośrednio poprzez spółkę zależną) akcji lub udziałów w spółce zajmującej się obrotem energią elektryczną jest niedopuszczalne i stanowi naruszenie przepisów art. 9d ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne. Natomiast zgodnie z art. 56 ust. 1 pkt 20 ustawy – Prawo energetyczne, ten, kto nie przestrzega warunków i kryteriów niezależności operatora systemu, o którym mowa w art. 9d ust. 1 i 2, podlega karze pieniężnej. Wysokość kary pieniężnej wymierzonej w tym przypadku nie może być niższa niż 1% i wyższa niż 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy, wynikającego z działalności koncesjonowanej, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym (art. 56 ust. 2f i 3).

W jednym przypadku postępowanie nie zostało zakończone do końca 2012 r., natomiast w drugim zakończone zostało decyzją o odstąpieniu od wymierzenia kary pieniężnej. Na podstawie zgromadzonego w sprawie materiału dowodowego stwierdzono, iż przedsiębiorca poprzez swoją spółkę zależną posiadał udziały w spółce zajmującej się obrotem energią elektryczną. Przedsiębiorca miał świadomość zaistniałych nieprawidłowości i podjął stosowne działania, jeszcze przed datą wszczęcia postępowania z urzędu, mające na celu uporządkowanie działalności i struktury właścicielskiej w ramach Grupy Kapitałowej. W efekcie tych działań ww. spółka zależna sprzedała posiadane udziały, tym samym OSD utracił prawo do sprawowania kontroli i wywierania wpływu na funkcjonowanie spółki zajmującej się obrotem energią elektryczną. Niemniej fakt naruszenia warunków i kryteriów niezależności operatora systemu dystrybucyjnego przez przedsiębiorcę, będącego OSD funkcjonującym w strukturze przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, został uznany za bezsporny. Poczynione w sprawie ustalenia pozwoliły jednakże przyjąć, że w przedmiotowym postępowaniu zaistniały przesłanki do zastosowania przez Prezesa URE instytucji odstąpienia od wymierzenia kary.

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. Dlatego też przewidziano w prawie europejskim, a za nim – w prawie polskim (ustawa – Prawo energetyczne) – obowiązek prawnego rozdziału działalności operatorskiej od innych rodzajów działalności energetycznej. 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.

Kryteria formalne¹³³⁾ niezależności OSD

W wyniku procesu połączenia spółek TAURON Dystrybucja SA oraz TAURON Dystrybucja GZE SA od 1 października 2012 r. mamy pięciu operatorów systemu dystrybucyjnych. W czterech OSD wykonywana jest działalność gospodarcza nie związana *stricte* z zadaniami operatora. OSD prowadzą działalność z zakresu konserwacji oświetlenia ulicznego, odzyskiwania surowców, naprawy i konserwacji pojazdów samochodowych, dzierżawiają lub wynajmują nieruchomości i środki transportu. Spółki te prowadzą także działalność w zakresie usług technicznych, informatycznych, telekomunikacyjnych, turystyki noclegowej oraz inne. Wszyscy operatorzy prowadzą rozliczenia przychodów i kosztów, w sposób umożliwiający wydzielenie części kosztów nie związanych z działalnością operatorską.

Niezależność majątkowa i w zakresie podejmowania decyzji

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 IRIESD, procedurami Zintegrowanego

¹³³⁾ Zgodnie z art. 9d ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, od 1 lipca 2007 r. operator systemu dystrybucyjnego będący w strukturze przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo powinien pozostawać niezależny pod względem formy prawnej i organizacyjnej oraz podejmowania decyzji.

Systemu Zarządzania Jakością, Ochroną Środowiska i BHP, Planem Rozwoju, instrukcjami planowania zadań inwestycyjnych i remontowych. Ponadto w jednym OSD, w ramach dalszej optymalizacji zarządzania majątkiem sieciowym będzie wdrażany nowy kompleksowy System Zarządzania Majątkiem Sieciowym. Żadne z pięciu przedsiębiorstw nie wykazało w ankiecie sytuacji, w której kierownictwo przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo wydałoby OSD polecenie dotyczące bieżącego funkcjonowania. Trzech OSD posiada spółki zależne, które zajmują się m.in. działalnością w zakresie szkoleniowo-wypoczynkowym, gastronomicznym, poligraficznym, zarządzaniem nieruchomościami, ochroną mienia oraz działalnością usługowo-eksploatacyjną. Trzech operatorów posiada udziały/akcje w innych spółkach.

Zarządzanie informacją przez OSD

System ochrony informacji sensytywnych posiadają wszyscy przedsiębiorcy. Dane osobowe klientów przechowywane są m.in. w sieci lokalnej na serwerach należących do OSD. Dostęp do tych informacji posiadają uprawnieni pracownicy. Udostępnienie danych o klientach odbywa się na zasadach zawartych w polityce bezpieczeństwa informacji, określonej instrukcjami w przedsiębiorstwie, w Programach Zgodności, w systemach zarządzania bezpieczeństwem oraz w regulaminach wewnętrznych.

Niezależność OSD z punktu widzenia użytkowników systemów

Czynnikiem odgrywającym bardzo ważną rolę w zapewnieniu równego traktowania użytkowników systemu, jest zmiana wizerunku przedsiębiorstw energetycznych, tak aby odbiorcy przestali utożsamiać operatora systemu dystrybucyjnego i przedsiębiorstwo obrotu, wydzielone z przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, a tym samym dostrzegać w wydzielonym przedsiębiorstwie obrotu jedyne go sprzedawcę energii na terenie działania danego operatora systemu. Osiągnięciu tego celu służy m.in. rozdzielenie siedzib obydwu przedsiębiorstw i utworzenie odrębnych punktów obsługi klienta. Wyniki badania wskazują, że rozdzielenia siedziby operatora systemu od siedziby spółki obrotu dokonali wszyscy OSD.

Dla zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania wszystkich użytkowników systemu elektroenergetycznego wskazane jest, aby OSD posiadały własne punkty obsługi klienta, które świadczą usługi jedynie na rzecz klientów OSD. Takie rozwiązanie wprowadził jeden OSD.

Dopuszczalne jest również ulokowanie szeroko rozumianych czynności w zakresie obsługi klienta (zarówno w sprawach dystrybucji, jak i sprzedaży energii) w podmiocie odrębnym od OSD i spółki zajmującej się obrotem energią elektryczną. Taka lokalizacja najlepiej umożliwi – w przypadku przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo – realizację celu wydzielenia OSD, tj. zapewnienia skutecznego i niedyskryminacyjnego dostępu do sieci w warunkach funkcjonowania zasady TPA. Z kolei z punktu widzenia przedsiębiorstwa pozwala w sposób ekonomicznie uzasadniony realizować jego cele. Większość zarządów grup kapitałowych, do których należą badane OSD, przyjęło właśnie taki model biznesowy.

U jednego z operatorów jego własne punkty obsługi klienta świadczą również usługi wpłat gotówkowych na rzecz przedsiębiorstwa obrotu z tej samej grupy kapitałowej. W przypadku przedsiębiorstw pionowo zintegrowanych niewątpliwie zarówno z punktu widzenia klientów, jak i ekonomiki funkcjonowania tych przedsiębiorstw zasadne jest utworzenie centrów, tak rozumianej kompleksowej obsługi klienta. Jednakże wobec regulacji zawartych w ustawie – Prawo energetyczne, tak zdefiniowane centra kompleksowej obsługi nie mogą być ulokowane w strukturach OSD.

Niezależność OSD w ocenie regulatora

Wyniki badań wykazują, że większość OSD podejmuje działania zmierzające do skutecznego wydzielenia operatora w ramach grupy kapitałowej. Regulator oczekuje, że OSD będący w grupach kapitałowych będą skutecznie realizować działania mające na celu zapewnienie równego traktowania użytkowników systemu elektroenergetycznego i realizacji zasady równego dostępu do sieci wszystkich uczestników rynku.

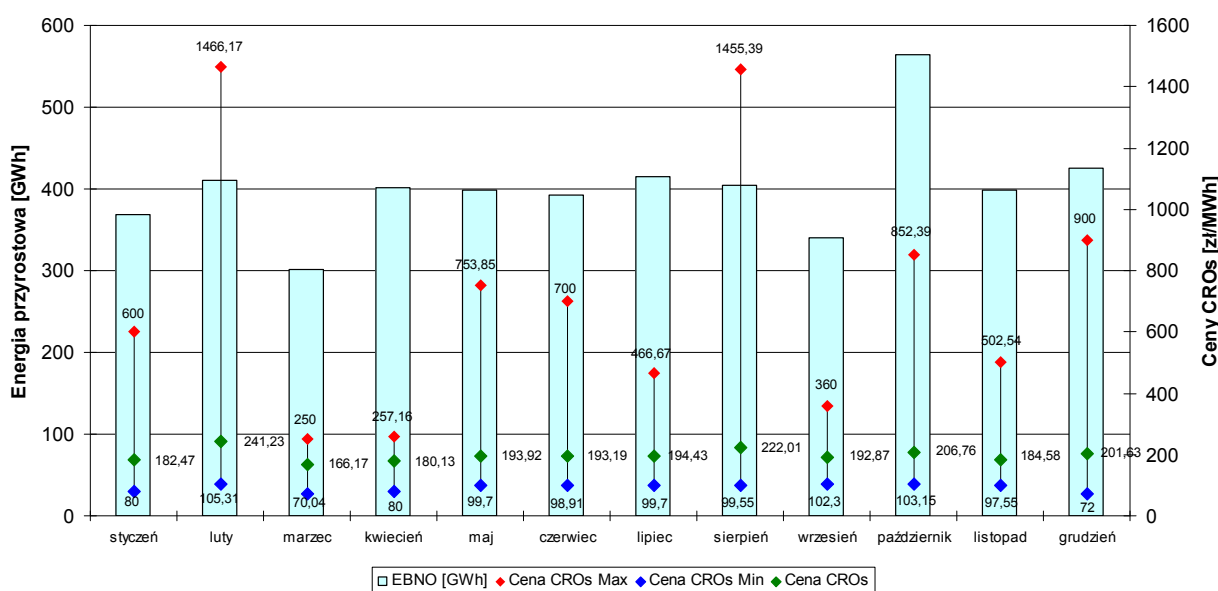
2.4. Monitorowanie mechanizmów bilansowania systemu

Elektroenergetyka

Zasady bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami w KSE określone są przez operatorów systemów (przesyłowego i dystrybucyjnego) i podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci elektroenergetycznej. W ramach posiadanych uprawnień Prezes URE monitoruje ich działanie analizując publikowane przez operatora systemu przesyłowego 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 energii bilansującej na Rynku Bilansującym są jednym z obszarów podlegających monitorowaniu przez Prezesa URE. Dane te przedstawia rys. 31.

Rysunek 31. Energia odebrana (EBNO) i ceny sprzedaży energii z rynku bilansującego (CROs) w 2012 r.¹³⁴⁾



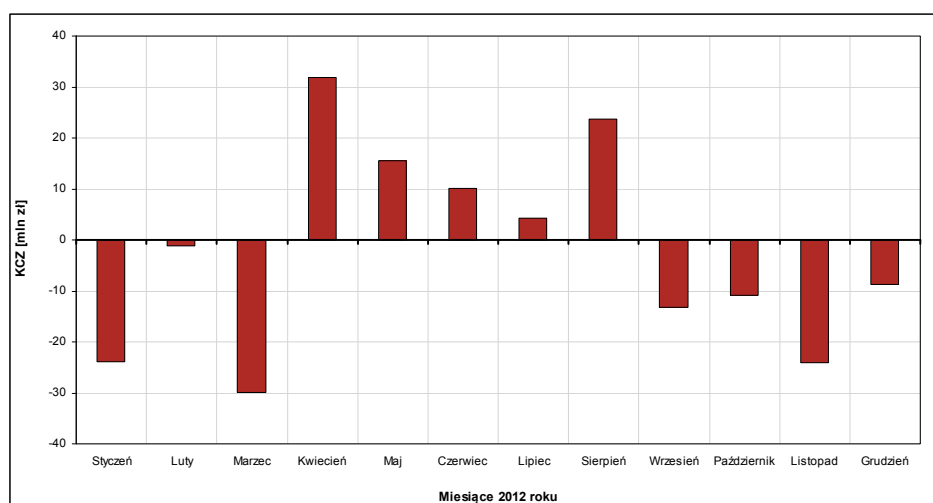
Źródło: URE na podstawie danych PSE SA.

Porównując wolumen zakupu energii elektrycznej na Rynku Bilansującym (EBNO) w 2012 r. do roku wcześniejszego należy zauważyć, że zwiększył się on z poziomu 4,48 TWh do 4,82 TWh, tj. o 7,6%. Zwiększył się również średni poziom cen energii elektrycznej na Rynku Bilansującym oraz nieznacznie zwiększył się zakres ich wahań, który był najwyższy w lutym i sierpniu 2012 r., zbliżając się do górnej granicy (1 500 zł/MWh) cen ofertowych, tj. takich jakie mogą być zgłaszane na Rynku Bilansującym w Polsce. W związku z tym, że formuła wyznaczania cen na Rynku Bilansującym opiera się na cenach krańcowych z wykorzystanych ofert bilansujących składanych przez wytwórców, należy przypuszczać, że w niektórych godzinach rezerwy mocy dostępne w systemie były niewielkie, a PSE SA musiał korzystać z najdroższych ofert.

W procesie monitorowania zarządzania ograniczeniami systemowymi analizie podlegają m.in. koszty związane z działaniami podejmowanymi przez operatora systemu przesyłowego. Koszty ponoszone w obszarze Rynku Bilansującego zostały zaprezentowane na rysunkach poniżej.

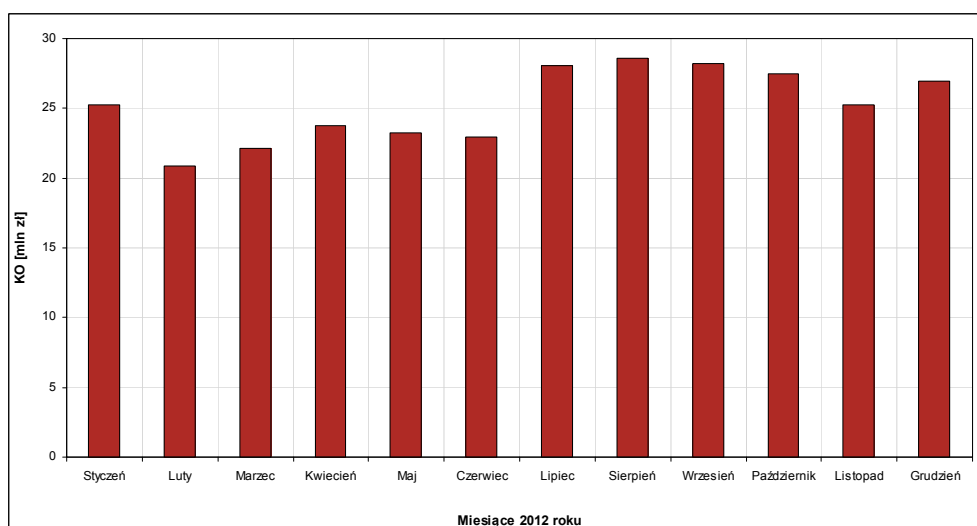
¹³⁴⁾ Okoliczności ustalania cen na wysokim poziomie są przedmiotem odrębnego postępowania wyjaśniającego. Analizowane są przyczyny powstania nierównowagi na rynku bilansującym, w tym możliwość naruszeń warunków udziału w tym rynku przez jego uczestników.

Rysunek 32. Całkowite koszty pokrycia zapotrzebowania w obszarze Rynku Bilansującego (KCZ) w poszczególnych miesiącach 2012 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE SA.

Rysunek 33. Koszty usuwania ograniczeń (KO) w poszczególnych miesiącach 2012 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE SA.

Całkowite koszty pokrycia zapotrzebowania w obszarze Rynku Bilansującego zmieniły się w poszczególnych miesiącach w stosunku do roku poprzedniego. Jednocześnie koszty usuwania ograniczeń w odniesieniu do 2011 r. wzrosły z wyjątkiem listopada i grudnia.

Gazownictwo

Na rynku gazu ziemnego zasady bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami są opracowywane zgodnie z art. 9 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, przez operatora systemu przesyłowego i operatorów dystrybucyjnych i podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci.

W 2012 r. zasady bilansowania były określone w II części IRiESP zatwierdzonej decyzją Prezesa URE nr DPK-7111 3(6)/2011/KK z 27 września 2011 r. Zasady te oparte były na obowiązku wnoszenia opłat za niezbilansowanie powyżej limitów określonych w instrukcji. W 2012 r. zostały pobrane przez operatora opłaty z tytułu niezbilansowania w łącznej kwocie 43,5 mln zł.

Mając na uwadze przyjęcie przez Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ang. *Agency for the Cooperation of Energy Regulators – ACER*), Wytycznych Ramowych w sprawie Kodeksu Sieci ds. bilansowania systemu, w 2012 r. prowadzone były prace nad wprowadzeniem do krajowego systemu rozwiązań, w oparciu o które możliwe będzie zastosowanie przez OSP rynkowych mechanizmów bilansowania. Nowe zapisy w zakresie zasad bilansowania weszły w życie 1 stycznia 2013 r.

Poza udziałem w pracach nad stworzeniem nowych zasad bilansowania systemu gazowego Prezes URE w 2012 r. nie przeprowadzał dodatkowego monitorowania mechanizmów bilansowania dotychczas stosowanych ze względu na planowaną zmianę tego systemu. Stosowny monitoring zostanie przeprowadzony w 2013 r.

2.5. Monitorowanie warunków przyłączenia podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywanie napraw tej sieci

Monitorowanie warunków przyłączenia podmiotów do sieci i ich realizacji w oddziałach terenowych następuje m.in. w trakcie prowadzenia postępowań wyjaśniających związanych ze skargami odbiorców i podmiotów przyłączanych do sieci oraz w trakcie postępowań administracyjnych w sprawie odmowy zawarcia umowy o przyłączenia do sieci. Jeżeli w trakcie prowadzonego postępowania zostaną powzięte informacje na temat problemów dotyczących przyłączenia podmiotów lub jakości dostaw energii związanych np. z pracami modernizacyjnymi, zobowiązuje się przedsiębiorstwa do przekazywania informacji na temat postępu prac i dokonywanych napraw na sieci, które mają na celu wyeliminowanie problemów odbiorców. Dodatkowo, po powzięciu informacji o wystąpieniu awarii oddziały terenowe występują do przedsiębiorstw energetycznych prowadzących dystrybucję energii elektrycznych o przekazanie wyjaśnień na temat zakresu, przebiegu i przyczyny powstałych awarii.

W 2012 r. Prezes URE podjął szeroko zakrojone działania w zakresie monitorowania warunków przyłączenia podmiotów do sieci i ich realizacji. W ramach tych działań zrealizowano projekt pt. *„Bariery rozwoju generacji małoskalowej w województwie lubelskim”*. Projekt przeprowadzony przez pracowników Wschodniego Oddziału Terenowego URE z siedzibą w Lublinie, spotkał się z bardzo dużym zainteresowaniem wszystkich uczestników całokształtu procesu przyłączenia do sieci, w tym inwestorów. Badanie w odniesieniu do pozostałych województw jest kontynuowane i zostanie zakończone w 2013 r.

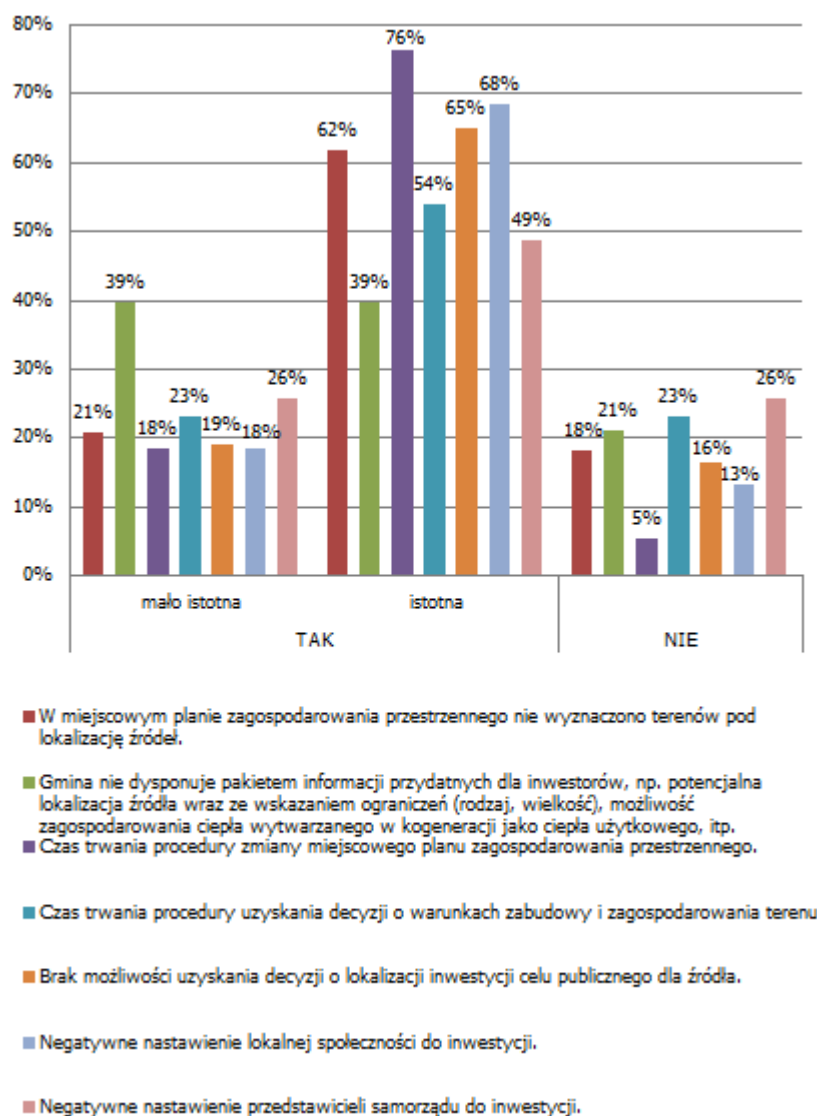
Podstawowym założeniem projektu było przekonanie, że rozwój generacji rozproszonej, opartej o odnawialne źródła energii to jeden ze strategicznych celów polityki energetycznej Polski do roku 2030. Praktyczną realizację tego celu wspierają regulacje wprowadzające dedykowany odnawialnym źródłom energii oraz jednostkom kogeneracji system wsparcia. Sprzyjające warunki do rozwoju energetyki odnawialnej, w szczególności zaś rozproszonych, lokalnych źródeł o niewielkich mocach stanowią niewątpliwą atut województwa lubelskiego. Uzasadnionym wydaje się jednak pogląd, że generacja małoskalowa na Lubelszczyźnie rozwija się w tempie zdecydowanie niższym od oczekiwań, celem projektu była więc próba znalezienia odpowiedzi na pytanie, jakie czynniki stanowią bariery jej rozwoju. Projekt obejmował:

- 1) badanie ankietowe skierowane do podmiotów, które zrealizowały, realizują bądź zamierzają realizować na terenie województwa lubelskiego inwestycje w źródła generacji małoskalowej,
- 2) analizę informacji zgromadzonych w toku postępowań administracyjnych w sprawie rozstrzygnięcia sporów w sprawie odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej oraz zawartych w skargach na działania OSD kierowanych do URE.

Zaproszenie do współpracy wraz z prośbą o wypełnienie ankiety oraz jej rozpropagowanie wśród współpracujących osób, podmiotów i instytucji zainteresowanych rozwojem generacji małoskalowej i OZE skierowane zostało do Związku Gmin Lubelszczyzny, Wojewódzkiego Związku Rolników, Kółek i Organizacji Rolniczych w Lublinie, Lubelskiej Izby Rolniczej, Fundacji Inicjatyw Menadżerskich, Fundacji Rozwoju Lubelszczyzny, BIO POWER Sp. z o.o., Towarzystwa Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych. Wniosek o wskazanie istotnych z punktu widzenia OSD barier rozwoju generacji małoskalowej skierowany został także do PGE Dystrybucja SA Oddział Lublin oraz Oddział Zamość.

Wyniki ankiety pozwalają na wskazanie szeregu barier, które zdaniem podmiotów w niej uczestniczących w sposób istotny utrudniają rozwój generacji małoskalowej. I tak, w obszarze lokalizacji inwestycji do istotnych barier należą problemy związane z: brakiem terenów przeznaczonych pod lokalizację źródeł generacji małoskalowej, trybem i czasem trwania procedur administracyjnych związanych z przeznaczeniem terenu pod lokalizację źródła wytwórczego generacji małoskalowej, wypełnieniem wymagań związanych z ochroną środowiska (długi czas uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach inwestycji, ograniczenia wynikające z uwarunkowań środowiskowych). Wskazano także na barierę wiedzy na temat generacji małoskalowej OZE i wynikające z niej negatywne nastawienie lokalnej społeczności do tego typu inwestycji. Warto zauważyć, iż wyżej wymienione problemy zostały zidentyfikowane jako bariery także przez lokalnego OSD – PGE Dystrybucja SA.

Rysunek 34. Bariery – teren pod lokalizację inwestycji

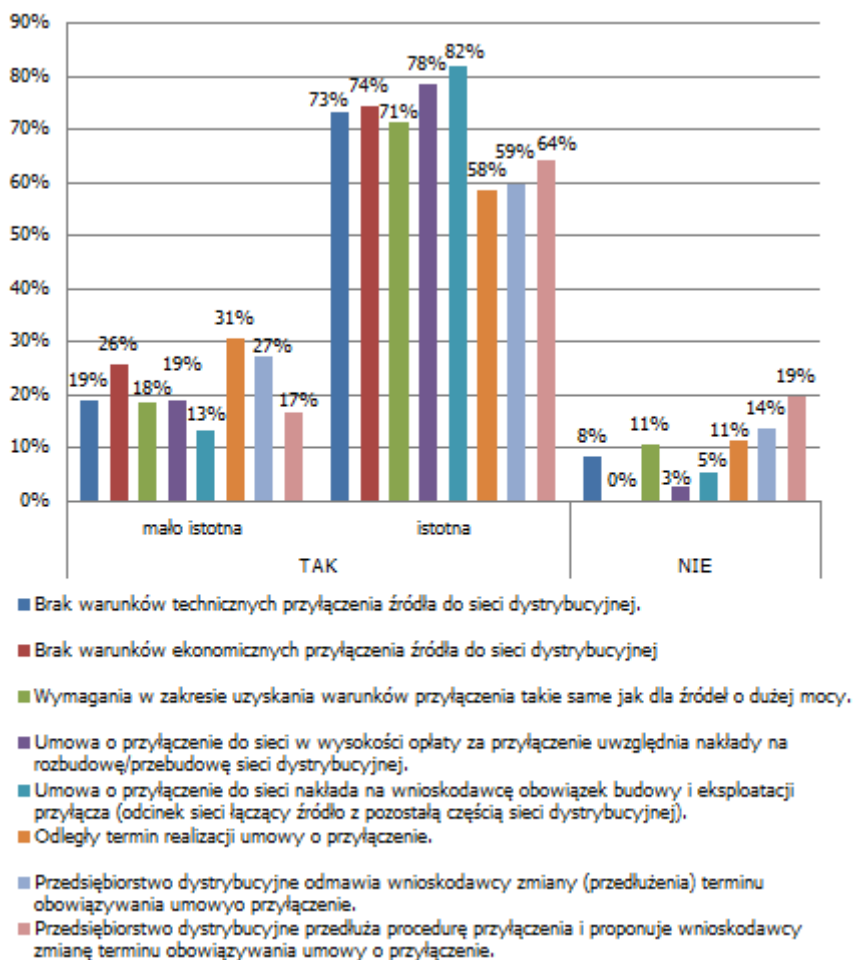


Źródło: URE.

W zakresie przyłączania źródeł generacji małoskalowej za istotne uznano bariery: brak technicznych i/lub ekonomicznych warunków przyłączenia oraz nakładanie na przyłączanego wytwórcę obowiązków związanych z rozbudową (przebudową) sieci dystrybucyjnej, a także budową i eksploatacją przyłącza, co czyni koszty przyłączenia niewspółmiernie wysokimi w odniesieniu do kosztu urządzeń służących do wytwarzania energii elektrycznej. Problem stanowi także brak zgody dystrybutora na zmianę terminu obowiązywania umowy przyłączeniowej (zawieranej

na okres obowiązywania warunków przyłączenia), a także odwołanie przez OSD terminu przyłączenia źródła. Wskazano również na potrzebę rozróżnienia technicznych warunków przyłączenia dla źródeł asynchronicznych i synchronicznych. W tym obszarze PGE Dystrybucja SA wskazuje natomiast na bariery w postaci niedostosowania sieci dystrybucyjnej do przyłączania nowych źródeł, niestabilnej pracy źródeł generacji wiatrowej i fotowoltaicznych, braku precyzyjnych regulacji dotyczących zarządzania pracą źródeł generacji małoskalowej, a w szczególności czasowego ograniczania ich pracy czy braku regulacji dotyczących instytucji prosumenta. PGE Dystrybucja SA wskazuje jednocześnie jako niesłuszny i niesprawiedliwy, zdaniem dystrybutora, brak przychodu dla OSD z tytułu opłaty dystrybucyjnej od wyprowadzenia energii ze źródeł wytwórczych.

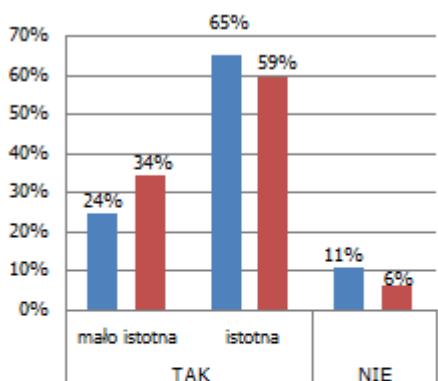
Rysunek 35. Bariery – warunki przyłączenia do sieci dystrybucyjnej



Źródło: URE.

Jako istotne bariery uczestnicy ankiety wymienili także: brak systemu rekomendacji technologii, wspierającego potencjalnego inwestora w optymalnym wyborze rodzaju jednostki wytwórczej, obowiązki związane z uzyskaniem koncesji i prowadzeniem działalności gospodarczej bez zróżnicowania ze względu na moc źródła i jako warunek korzystania z systemu wsparcia, brak wsparcia inwestycyjnego dla generacji małoskalowej.

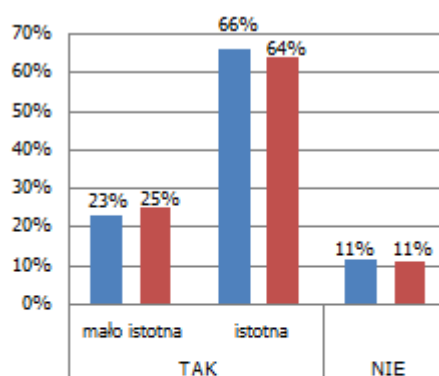
Rysunek 36. Bariery – wybór technologii



- Brak systemu rekomendacji (certyfikacji) technologii źródeł generacji małoskalowej stanowiącego wsparcie dla inwestorów wyborze technologii.
- Brak systemu rekomendacji (certyfikacji) instalatorów

Źródło: URE.

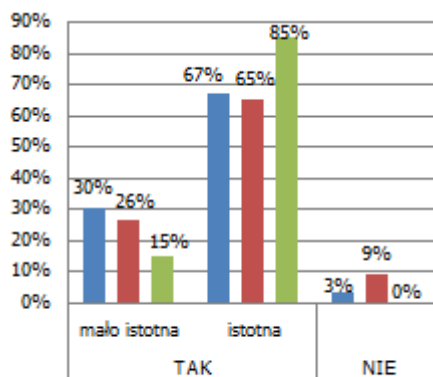
Rysunek 37. Bariery – koncesjonowanie



- Brak zróżnicowania wymagań w zakresie uzyskania koncesji z uwagi na moc źródła.
- Wymóg prowadzenia działalności gospodarczej jako warunek uzyskania koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej bez względu na moc źródła.

Źródło: URE.

Rysunek 38. Bariery – system wsparcia



- Czas obowiązywania systemu wsparcia („kolorowych certyfikatów”).
- Wymóg prowadzenia działalności gospodarczej i posiadania koncesji jako warunek uzyskania świadectw pochodzenia („kolorowych certyfikatów”) dla podmiotów wytwarzających energię elektryczną w OZE lub jednostkach kogeneracji wyłącznie na potrzeby własne.
- Brak systemu wsparcia inwestycyjnego.

Źródło: URE.

W toku postępowań administracyjnych w sprawie rozstrzygnięcia sporu oraz w skargach dotyczących przyłączenia do sieci zidentyfikowano następujące bariery:

- Operator Systemu Dystrybucyjnego uwzględnia w kalkulacji wysokości opłaty za przyłączenie nakłady na rozbudowę sieci dystrybucyjnej,
- OSD nakłada na przyłączane źródła wytwórcze obowiązek budowy przyłącza, przy czym nakłady związane z budową przyłącza przez podmiot przyłączany nie są uwzględniane przez OSD w kalkulacji opłaty za przyłączenie i pozostaje ono na majątku podmiotu przyłączanego,
- OSD narzuca w projektach umów o przyłączenie obowiązek wniesienia, niezależnie od obowiązkowej zaliczki na poczet opłaty przyłączeniowej oraz kar umownych z tytułu niedotrzymania warunków umowy instytucję gwarancji, jako zabezpieczenia wykonania umowy przez podmiot przyłączany,

- Uwzględnianie w analizie istnienia/braku technicznych warunków przyłączenia źródła oprócz zawartych umów o przyłączenie oraz wydanych i ważnych warunków przyłączenia także wydane odmowy przyłączenia do sieci,
- Ocena w zakresie ustalenia istnienia/braku warunków technicznych przyłączenia źródła dokonywana jest wyłącznie na podstawie informacji o wartości łącznej mocy przyłączeniowej dla źródeł, służących wypełnieniu obowiązku o którym mowa w art. 7 ust. 8l pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne¹³⁵⁾. OSD nie przeprowadza w tym zakresie zindywidualizowanej, szczegółowej analizy istnienia lub braku tych warunków i, co istotne, nie potrafi wskazać konkretnych warunków technicznych, brak których uniemożliwia przyłączenie źródła,
- Brak zgody ze strony OSD dla przedłużenia okresu obowiązywania umowy o przyłączenie w sytuacji, kiedy upływa termin tej umowy (ustalony najczęściej na równi z terminem ważności warunków przyłączenia – 2 lata), a podmiot przyłączany nie wykonał wszystkich obowiązków związanych z budową przyłącza i/lub wykonaniem zadań związanych z rozbudową należącej do OSD sieci, jakie nałożył na niego w warunkach przyłączenia i umowie przyłączeniowej OSD. W praktyce 2 lata, nawet przy właściwej i udokumentowanej aktywności inwestora, to często zbyt krótki okres na wykonanie wszelkich działań związanych z inwestycją, wynikających z obowiązujących przepisów prawa oraz samej umowy (np. pozyskanie zgód właścicieli nieruchomości, decyzji środowiskowych, budowlanych, itp.), których czas realizacji często nie był od niego zależny i w związku z wykonaniem których poniósł określone koszty,
- Brak jednolitej i spójnej metodologii rozpatrywania wniosku o wydanie warunków przyłączenia oraz kształtowania treści umowy, przejawiający się w braku konsekwencji w odniesieniu do pojęcia kompletności wniosku o przyłączenie oraz w dowolności i uznaniowości w określaniu zakresu obowiązków podmiotu przyłączanego. W efekcie wnioskujący o przyłączenie wytwórcy mają znacząco różne zakresy zadań do wykonania,
- Uniemożliwienie stosowania w relacjach z podmiotami wnioskującymi o przyłączenie art. 7 ust. 9 ustawy – Prawo energetyczne¹³⁶⁾. OSD wydaje warunki przyłączenia i przedstawia projekt umowy o przyłączenie uwzględniający w opłacie za przyłączenie nakłady na rozbudowę sieci dystrybucyjnej, a w przypadku braku zgody podmiotu przyłączanego co do takiego sposobu kalkulacji opłaty przyłączeniowej powołuje się, pomimo wydania warunków przyłączenia, na brak warunków ekonomicznych przyłączenia. W innych przypadkach OSD odmawiając przyłączenia z powodu braku warunków technicznych nie wskazuje jako przyczyny odmowy także braku warunków ekonomicznych, niezbędnych do stworzenia warunków technicznych.

W wyniku przeprowadzonego projektu ustalono, że zasadniczą barierą w rozwoju generacji małoskalowej na Lubelszczyźnie stanowi brak możliwości przyłączenia do sieci dystrybucyjnej. Bariera ta wydaje się wynikać z niewłaściwego sposobu rozumienia przez PGE Dystrybucja SA publicznoprawnych obowiązków operatora w zakresie przyłączania do sieci nowych źródeł wytwórczych. Działania dystrybutora, związane z odmowami wydania warunków przyłączenia do sieci bez przeprowadzenia indywidualnej oceny możliwości przyłączenia określonego źródła, czy z uwzględnianiem w analizie istnienia technicznych warunków przyłączenia wytwórcy nie tylko mocy wynikającej z wydanych i ważnych warunków przyłączenia oraz zawartych umów o przyłączenie, ale także z wydanych odmów przyłączenia powodują w efekcie stan permanentnego braku technicznych warunków przyłączenia (niezależnie od mocy źródeł objętych wnioskami) dla części sieci dystrybucyjnej, przy czym jest to stan nie odzwierciedlający faktycznych możliwości sieci w zakresie przyłączenia nowych wytwórców.

W relacji PGE Dystrybucja SA – podmiot wnioskujący o przyłączenie, wytwórca traktowany jest jako typowy kontrahent, a relacje z nim kształtowane są na zasadzie negocjacji co do za-

¹³⁵⁾ Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej jest obowiązane sporządzać informacje dotyczące wartości łącznej dostępnej mocy przyłączeniowej dla źródeł, a także planowanych zmian tych wartości w okresie kolejnych 5 lat od dnia ich publikacji, dla całej sieci przedsiębiorstwa o napięciu znamionowym powyżej 1 kV z podziałem na stacje elektroenergetyczne lub ich grupy wchodzące w skład sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym; wartość łącznej mocy przyłączeniowej jest pomniejszana o moc wynikającą z wydanych i ważnych warunków przyłączenia źródeł do sieci elektroenergetycznej z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych lub innych informacji prawnie chronionych. Informacje te przedsiębiorstwo aktualizuje co najmniej raz na kwartał, uwzględniając dokonaną rozbudowę i modernizację sieci oraz realizowane i będące w trakcie realizacji przyłączenia oraz zamieszcza na swojej stronie internetowej.

¹³⁶⁾ W przypadku gdy przedsiębiorstwo energetyczne odmówi przyłączenia do sieci z powodu braku warunków ekonomicznych, o których mowa w ust. 1, za przyłączenie do sieci przedsiębiorstwo energetyczne może ustalić opłatę w wysokości uzgodnionej z podmiotem ubiegającym się o przyłączenie do sieci w umowie o przyłączenie do sieci.

kresu wzajemnych obowiązków (w konsekwencji poziomu kosztów przewidywanych do poniesienia przez strony). Nakładanie na przyłączane źródło wytwórcze dodatkowych obciążeń, takich jak obowiązek budowy przyłącza, uwzględnienie w kalkulacji opłaty przyłączeniowej nakładów na przebudowę/rozbudowę sieci dystrybucyjnej, czy też żądanie wniesienia gwarancji jako zabezpieczenia wykonania umowy przez podmiot przyłączany, w sposób oczywisty przekłada się na koszt inwestycji, ma więc zasadnicze znaczenie przy podejmowaniu decyzji o jej realizacji. Z punktu widzenia potencjalnego inwestora przewidziane przez system wsparcia ulgi w postaci połowy wysokości opłaty przyłączeniowej, zwolnienia z opłaty skarbowej za udzielenie koncesji, opłaty skarbowej za wydanie świadectw pochodzenia czy za wpisy do rejestru świadectw pochodzenia w sposób zasadniczy tracą na znaczeniu, jeżeli przyłączany wytwórca budując przyłącze ma w praktyce pokryć 100% kosztów jego budowy a nie 50%, w przypadku gdyby koszty budowy przyłącza zostały przez OSD uwzględnione w nakładach na przyłączenie (dotyczy źródeł o mocy mniejszej niż 2 MW), jest zobowiązany do pokrycia w opłacie przyłączeniowej kosztów rozbudowy sieci OSD w ustalonym przez operatora zakresie, i jakby tego mało, dodatkowo ma jeszcze wnieść gwarancję mającą stanowić zabezpieczenie bliżej nieokreślonych interesów dystrybutora. Takie działania PGE Dystrybucja SA skutecznie niwelują więc korzyści, jakie przewiduje dla źródeł OZE i kogeneracji system wsparcia i zdecydowanie nie służą stworzeniu właściwych warunków do realizacji *Polityki energetycznej Polski do 2030 roku*, która zakłada znaczący rozwój generacji rozproszonej opartej o OZE. Istotnym jest więc zapewnienie właściwego, zgodnego z przepisami prawa realizowania procedury rozpatrywania wniosków o wydanie warunków przyłączenia i kształtowania projektu treści umowy przyłączeniowej przez PGE Dystrybucja SA oraz eliminowanie nieuprawnionych działań tego OSD wobec źródeł wytwórczych ubiegających się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej, w szczególności dotyczących przeniesienia na podmiot przyłączany obowiązków w zakresie szerszym, aniżeli wynika to z przepisów prawa. Prezes URE podjął w tym zakresie zdecydowane działania – w ramach prowadzonych postępowań administracyjnych dotyczących rozstrzygnięcia sporu w sprawie odmowy zawarcia umowy o przyłączenia do sieci dystrybucyjnej oraz poprzez wszczęcie postępowania o wymierzenie kary pieniężnej w związku z nieuzasadnionymi odmowami zawarcia umów o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej. Informacje o stwierdzonych nieprawidłowościach w działaniach tego dystrybutora zostały także przekazane do UOKiK.

Planowane regulacje tak procedowanej aktualnie nowelizacji obowiązującej ustawy – Prawo energetyczne, jak i projektów tzw. trójpacku – nowe Prawo energetyczne, ustawa – Prawo gazowe oraz ustawy o OZE mające ułatwiać przyłączenie do sieci dystrybucyjnej źródeł generacji małoskalowej powinny uwzględniać specyfikę tego rodzaju źródeł w zakresie technicznych warunków przyłączenia oraz precyzyjnie określać obowiązki i wzajemne relacje stron procesu przyłączenia, dążąc do eliminowania uznaniowości OSD w obszarze kształtowania zakresu obowiązków przyłączanego wytwórcy, w szczególności tych generujących obciążenia finansowe. Regulacje te powinny uwzględniać także zasady czasowego ograniczania ich pracy (i w efekcie przychodów).

Kolejną istotną barierę rozwoju generacji małoskalowej stanowią problemy z lokalizacją źródeł generacji małoskalowej, w szczególności brak wskazania w miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego terenów, na których można lokalizować takie źródła, a także tryb i czas trwania procedur administracyjnych związanych z planowaniem i zagospodarowaniem przestrzennym w zakresie przeznaczenia/zmiany przeznaczenia terenu pod ich lokalizację. Ma to o tyle istotne znaczenie, iż zgodnie z art. 7 ust. 8d ustawy – Prawo energetyczne wytwórca wnioskujący o przyłączenie do sieci do wniosku o określenie warunków przyłączenia zobowiązany jest dołączyć wypis i wyrys z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego albo, w przypadku braku takiego planu, decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu dla nieruchomości określonej we wniosku, jeżeli jest ona wymagana na podstawie przepisów o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym. Uzyskanie tych dokumentów jest więc warunkiem koniecznym i niezbędnym do realizacji inwestycji. Wprowadzenie w regulacjach związanych z planowaniem przestrzennym ułatwień dotyczących przeznaczenia terenu pod lokalizację źródeł generacji małoskalowej byłoby więc krokiem eliminującym tę barierę. Warto w tym aspekcie rozważyć możliwość uznania tego typu inwestycji za inwestycje celu publicznego.

Istotną przeszkodę stanowi także, wynikająca z bariery wiedzy, niechęć lokalnej społeczności wobec odnawialnych, rozproszonych źródeł energii, mogąca prowadzić do sytuacji konfliktowych związanych z planowaną lokalizacją źródeł i skutecznie utrudniać czy wręcz uniemożliwiać tego typu inwestycje. Niezbędnym jest zatem inicjowanie i realizowanie działań edukacyjnych oraz

informacyjnych podnoszących poziom wiedzy i świadomości lokalnych społeczności związanych z małoskalową energetyką odnawialną. Niewątpliwie barierą stanowi także niewystarczający poziom kompetencji samorządów lokalnych w zakresie OZE i generacji małoskalowej oraz ich wsparcia dla potencjalnych wytwórców. Wskazać tu należy na istotną rolę samorządów gminnych, zarówno w zakresie procedur związanych z planowaniem i zagospodarowaniem przestrzennym, jak też inicjowaniem i realizowaniem szeroko rozumianych działań edukacyjnych i informacyjnych, popularyzujących energetykę małoskalową i wspomagających tworzenie dobrego klimatu dla jej rozwoju. To w samorządzie gminnym zainteresowani generacją małoskalową w naturalny sposób poszukują podstawowych informacji – ważnym jest więc, aby był on w sposób właściwy merytorycznie przygotowany do pełnienia roli swego rodzaju punktu informacyjnego związanego z inwestycjami w generację małoskalową. Służyć temu będzie zapewnienie odpowiednich kompetencji osób zajmujących się w samorządach gminnych tą problematyką. Pożądanym jest, aby takie osoby znalazły się w każdej gminie, wspomagając swoją wiedzą i doświadczeniem zainteresowanych inwestycjami w źródła mikro- i małej skali.

Obowiązki związane z uzyskaniem koncesji i prowadzeniem działalności gospodarczej bez zróżnicowania ze względu na moc źródła i stanowiące warunek korzystania z systemu wsparcia, brak systemu rekomendacji (certyfikacji) instalatorów to kolejne z barier zniechęcające potencjalnych inwestorów w generację mikro- i małej skali. Likwidacji tych barier wychodzą naprzeciw zapisy projektów nowego Prawa energetycznego oraz ustawy o OZE.

Bariery związane ze spełnieniem wymagań związanych z ochroną środowiska, jakie stanowi długi czas uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach inwestycji czy ograniczenia wynikające z uwarunkowań środowiskowych wymagają analizy co do ewentualnych, możliwych do wprowadzenia ułatwień w tym zakresie, uwzględniających specyfikę generacji małoskalowej.

W zakresie działań monitorowania dokonywania napraw sieci elektroenergetycznych w związku z występującymi w województwie mazowieckim 27–28 października 2012 r. zjawiskami pogodowymi o charakterze katastrofalnym, zwrócono się do PGE Dystrybucja SA (Oddział w Warszawie) o nadesłanie stosownych informacji i wyjaśnień. Uszkodzone bowiem zostały 73 linie średniego napięcia należące do PGE Dystrybucja SA, 1 353 podstacje, a bez dostaw energii elektrycznej pozostawało blisko 70 000 odbiorców przyłączonych do sieci elektroenergetycznej tego dystrybutora energii elektrycznej. Do 29 października 2012 r. przedsiębiorstwo usunęło w zasadzie uszkodzenia i wznowiło dostarczanie energii elektrycznej, przy czym większość awarii została usunięta do 28 października 2012 r. W wyniku dokonanego sprawdzenia nie stwierdzono naruszeń usuwania awarii. Podobne działania są podejmowane w przypadku zaistnienia takiej konieczności przez każdy z oddziałów terenowych urzędu.

2.6. Monitorowanie zmiany sprzedawcy (TPA)

Elektroenergetyka

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 stosunkowo niewielu odbiorców (ok. 0,86%) skorzystało do tej pory z takiej możliwości. Mimo tej stosunkowo 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 przez odbiorców przyłączonych do sieci poszczególnych OSD została przedstawiona w tab. 55.

W 2012 r. monitoringiem objętych zostało 40 OSD, sześciu¹³⁷⁾ powstałych w wyniku *unbundlingu* oraz 35¹³⁸⁾ tzw. OSD przemysłowych, działających jako przedsiębiorstwa pionowo zintegrowane, tzn. prowadzące zarazem działalność sieciową jak i handlową. W tab. 55 przedstawiono dane za 2012 r. i 2011 r. dla pięciu dużych OSD, oraz jedynie za 2012 r. dla OSD tzw. przemysłowych. Dla tej grupy OSD nie przedstawiono danych za 2011 r. ze względu na zmianę założeń monitorowania. W tej grupie OSD pomiędzy latami 2012 i 2011 różna jest liczba podmiotów objętych badaniem, zatem grupy badawcze nie są porównywalne.

Tabela 55. Prawo wyboru sprzedawcy w latach 2011–2012

OSD przyłączeni do sieci NN

Lp.	Operator systemu dystrybucyjnego	Liczba odbiorców* TPA		Wolumen dostarczonej energii w ramach TPA [MWh]		Udział energii elektrycznej dostarczonej w ramach TPA w stosunku do całkowitej energii dostarczonej przez dane przedsiębiorstwo [%]	
		2011	2012	2011	2012	2011	2012
1	PGE Dystrybucja SA	9 708	35 782	6 022 428	7 762 834	19,35	24,74
2	TAURON Dystrybucja SA	12 677	37 521	18 227 096	22 418 717	40,54	49,56
3	ENERGA-OPERATOR SA	9 466	37 848	2 796 369	4 080 440	14,26	20,34
4	ENEA Operator Sp. z o.o.	3 727	22 595	4 481 261	5 379 696	26,20	31,27
5	RWE Stoen Operator Sp. z o.o.	2 168	10 252	1 451 380	2 148 716	19,98	29,89
Razem:		37 746	143 998	32 978 533	41 790 403	27,47	34,52
OSD Energetyki Przemysłowej							
Razem:		bd	327	bd	734 069	bd	11,49
Suma OSD		bd	144 325	bd	42 524 471	bd	33,36

* 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.

Kolejna tab. 56 zawiera dane o tym, jak kształtowała się sytuacja wyboru sprzedawcy na terenie poszczególnych operatorów systemów dystrybucyjnych z wyszczególnieniem odbiorców w gospodarstwach domowych.

Tabela 56. Prawo wyboru sprzedawcy – sytuacja w różnych grupach odbiorców komercyjnych i w gospodarstwach domowych (2012 r.)

OSD przyłączeni do sieci NN

Lp.	Operator systemu dystrybucyjnego	Liczba odbiorców* TPA		Wolumen dostarczonej energii w ramach TPA [MWh]	
		A, B, C	G	A, B, C	G
1	PGE Dystrybucja SA	15 456	20 326	7 727 891	34 943
2	TAURON Dystrybucja SA	18 806	18 715	22 379 653	39 064
3	ENERGA – Operator SA	13 608	24 240	4 050 532	29 908
4	ENEA Operator Sp. z o.o.	13 041	9 554	5 350 558	29 138
5	RWE Stoen Operator Sp. z o.o.	2 791	7 461	2 123 745	24 971
Razem:		63 702	80 296	41 632 379	158 023
OSD Energetyki Przemysłowej					
Razem:		323	4	734 062	7
Suma OSD		64 025	80 300	42 366 441	158 030

* 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.

¹³⁷⁾ Po konsolidacji OSD z grupy kapitałowej TAURON Polska Energia – pięciu OSD.

¹³⁸⁾ Dane do sprawozdania wzięto z jednorazowego badania rocznego. W 2011 r. badaniem objętych było 77 przedsiębiorstw. Natomiast w 2013 r. (badanie za 2012 r.) nastąpiła zmiana założeń monitorowania. Od tego roku badaniem objęte są jedynie przedsiębiorstwa zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej oraz spełniające kryterium – minimum 100 odbiorców przyłączonych do sieci elektroenergetycznej. Zatem badanie za 2012 r. przeprowadzone zostało dla 35 przedsiębiorstw dystrybucyjnych, które posiadają koncesję na dystrybucję energii elektrycznej oraz w 2011 r. dostarczały energię elektryczną do 100 i więcej odbiorców.

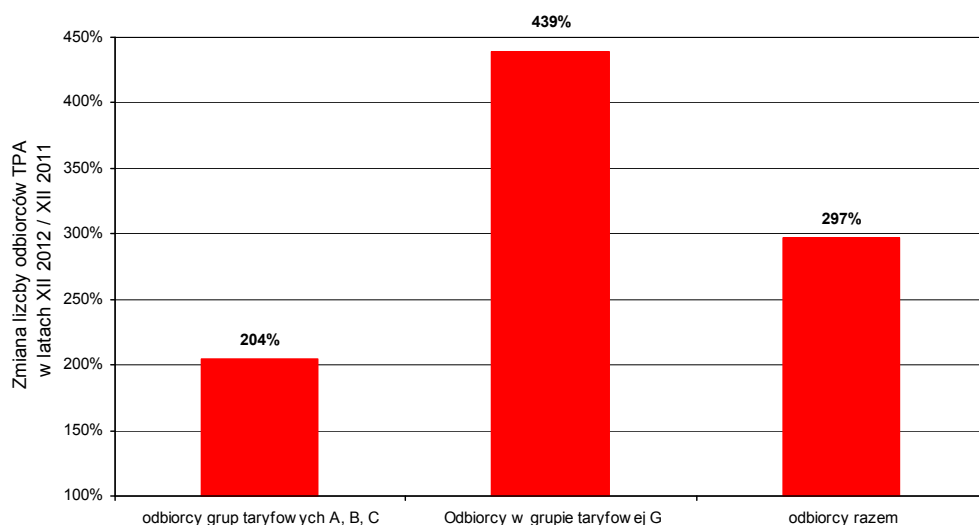
Patrząc na dane przedstawione na rys. 39 i 40, pamiętać trzeba, że wprowadzenie przytoczonego powyżej kryterium – minimum 100 odbiorców przyłączonych do sieci elektroenergetycznej – jako warunku do objęcia OSD badaniem rocznym za 2012 r., zmieniło liczbę monitorowanych przedsiębiorstw. Co za tym idzie wystąpiła rozbieżność wyników w powyższych tabelach z wynikami prowadzonego w 2012 r. monitoringu przedsiębiorstw sieciowych (ankiety miesięczne), zaprezentowanymi w poniższych rys. 39 i 40. Z informacji przedstawionych w ankietach miesięcznych w 2012 r. wynika, że trzech operatorów: Orlen SA, ZAK SA, ZEC w Końskich, odnotowało zmianę sprzedawcy, natomiast nie spełniają oni przyjętego kryterium liczby 100 odbiorców przyłączonych, w związku z czym nie zostali ujęci w jednorazowym badaniu rocznym.

Analiza z uwzględnieniem podziału na grupy odbiorców pozwala stwierdzić, że 2012 r. był kolejnym po 2011 r., rokiem dynamicznego, bo ponad czterokrotnego wzrostu liczby odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę. W grupach odbiorców komercyjnych A, B, C w 2012 r. zaobserwowano trzykrotny wzrost liczby odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę, i utrzymał się on na podobnym poziomie jak 2011 r., co może świadczyć o tym, że przy osiągnięciu przez ten segment rynku pewnego poziomu nasycenia, firmy cały czas szukają możliwości obniżenia kosztów zakupu energii elektrycznej (rys. 39 i 40).

Natomiast w segmencie odbiorców w gospodarstwach domowych odnotowano ponad pięciokrotny wzrost liczby odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę. Obserwujemy zatem utrzymujące się znaczące tempo zmian wskaźnika TPA w segmencie gospodarstw domowych, na co wpływ mogły mieć kampanie informacyjne przeprowadzone przez Prezesa URE w ostatnich latach, cyklicznie organizowane targi wiedzy konsumenckiej, jak również ciągle udoskonalana porównywarka ofert cenowych dla gospodarstw domowych, dostępna na stronach internetowych URE. Drugim czynnikiem wpływającym na stan rzeczy był wzrost aktywności w pozyskiwaniu nowych klientów przez spółki obrotu energią elektryczną, wywołany spadkiem zapotrzebowania na energię elektryczną przez gospodarkę narodową. 2012 r. był także kolejnym rokiem, w którym na rynku zaobserwować można było wzmożoną aktywność alternatywnych sprzedawców (nowych spółek obrotu). Aktywność ta postrzegana jako zjawisko pozytywne dla rozwoju rynku detalicznego miała swoje również negatywne aspekty. W 2012 r. bardziej niż w roku poprzednim do URE docierały sygnały – głównie od odbiorców w gospodarstwach domowych – dotyczące stosowania przez niektórych sprzedawców agresywnej polityki marketingowo-sprzedawczej podczas prezentacji oferty i zawierania nowych umów sprzedaży. Zjawisko to potwierdziło konieczność kontynuowania działań edukacyjno-informacyjnych, mających na celu podniesienie wiedzy i świadomości drobnych odbiorców. Niezależnie od powyższego wraz ze wzrostem liczby odbiorców, decydujących się na zmianę sprzedawcy na rynku energii elektrycznej obserwowano nieprawidłowości, związane z praktyką stosowania procedury zmiany sprzedawcy oraz działaniami poszczególnych uczestników rynku (sprzedawców, OSD, pośredników i brokerów). W 2012 r. zwiększyła się także liczba nieprawidłowości sugerująca, iż przedsiębiorstwa energetyczne podejmują wobec swoich klientów działania ograniczające konkurencję. Jednak sprawy tego typu były przesyłane, zgodnie z właściwością, do rozpoznania przez Prezesa UOKiK.

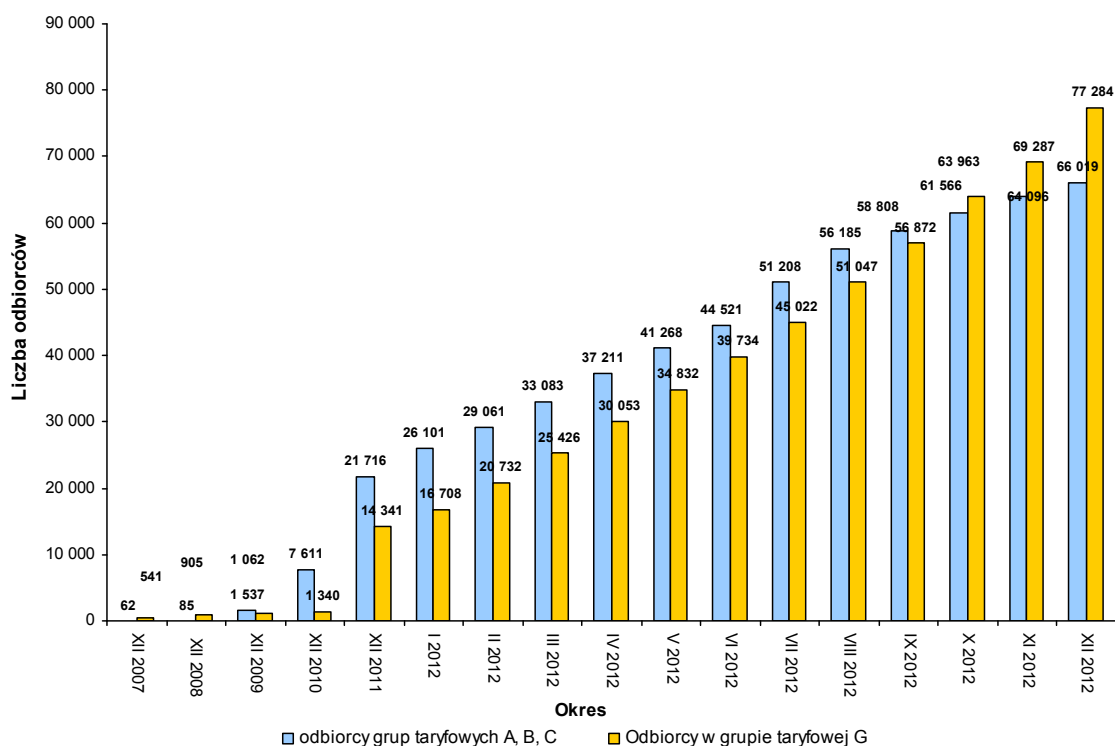
Oceniając wskaźniki wzrostu pamiętać należy jednak, że w ujęciu globalnym ciągle stosunkowo niewielu odbiorców (ok. 0,86%) skorzystało do tej pory z prawa do zmiany sprzedawcy, choć podkreślić trzeba także fakt, że w stosunku do 2011 r. nastąpił znaczący wzrost (w 2011 r. poziom ten wyniósł 0,23%).

Rysunek 39. Procentowa zmiana liczby odbiorców TPA w podziale na grupy taryfowe



Źródło: URE.

Rysunek 40. Korzystanie z prawa wyboru sprzedawcy, lata 2007–2012

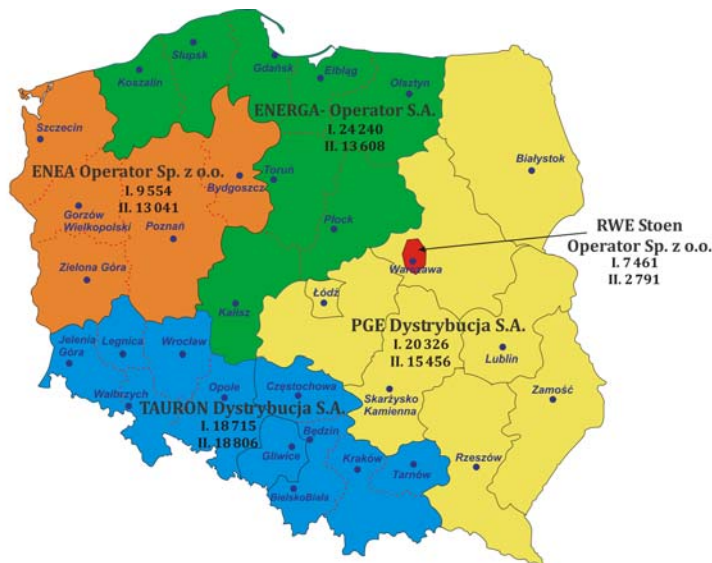


Źródło: URE.

Korzystanie z prawa TPA było w kraju nierównomierne, co pokazują dane od poszczególnych operatorów (rys. 41). Największa liczba odbiorców w grupach A, B, C, którzy zmienili sprzedawcę, występuje na terenie działania TAURON Dystrybucja SA. Natomiast wśród gospodarstw domowych największa liczba odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę, występuje na terenie działania ENERGIA-OPERATOR SA. W 2012 r. największy wolumen energii elektrycznej dostarczonej w ramach TPA zakupili odbiorcy przyłączeni do sieci spółki TAURON Dystrybucja SA. W ujęciu procentowym największy udział energii dostarczonej do odbiorców korzystających z prawa wyboru w stosunku do całości dostaw odnotowano także u tego OSD, i było to 49,56%. Fakt ten spowodowany jest bardzo dużym udziałem dużych odbiorców przemysłowych w ogólnej liczbie

odbiorców przyłączonych do sieci tego OSD. Takie wyniki spowodowane były m.in. konsolidacją spółek TAURON Dystrybucja SA oraz TAURON Dystrybucja GZE SA z października 2012 r.

Rysunek 41. Korzystanie z prawa wyboru sprzedawcy na terenie działania poszczególnych operatorów systemów dystrybucyjnych



Liczba odbiorców TPA na terenach 5 OSD

I. Odbiorcy w grupie taryfowej G
II. Odbiorcy w grupach taryfowych A, B, C

Źródło: URE.

W 2012 r. energia elektryczna w ilości 2 274,1 GWh dostarczona była ośmiu odbiorcom przyłączonym bezpośrednio do sieci przesyłowej. Podsumowując, całkowita ilość energii elektrycznej sprzedanej w 2012 r. odbiorcom końcowym na warunkach rynkowych, tzn. po skorzystaniu z zasady TPA (dostarczonej sieciami dystrybucyjnymi i przesyłową) wyniosła 44 798,6 GWh tj. 35,15% energii dostarczonej ogółem odbiorcom końcowym. Warto wskazać, że w 2011 r. odbiorcom końcowym na warunkach rynkowych, tzn. po skorzystaniu z zasady TPA dostarczono energię elektryczną w wysokości 35 607,5 GWh, tj. 28,6% energii dostarczonej ogółem odbiorcom końcowym. Przytoczone dane jednoznacznie wskazują na wysoką dynamikę rozwoju konkurencji rynku energii elektrycznej w Polsce.

Jako odbiorców z grup A, B i C należy rozumieć tych spośród odbiorców końcowych, którzy pobierają energię elektryczną na napięciach wysokim, średnim oraz niskim na potrzeby inne niż socjalno-bytowe. Są to odbiorcy, wobec których ceny energii elektrycznej nie podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE. Odbiorcy z grupy taryfowej G są natomiast odbiorcami pobierającymi energię na napięciu niskim na potrzeby socjalno-bytowe. Taryfy na sprzedaż energii elektrycznej dla tych odbiorców ciągle jeszcze podlegają procesowi zatwierdzenia przez Prezesa URE.

Gazownictwo

Zasada TPA, uregulowana w art. 4 ust. 2 Prawa energetycznego, oznacza możliwość korzystania przez klienta z sieci lokalnego dostawcy w celu dostarczenia gazu lub energii kupionej przez niego u dowolnego sprzedawcy. Od 1 lipca 2007 r. wszyscy odbiorcy gazu uzyskali prawo do swobodnego wyboru i zmiany sprzedawcy. Liczba zmian sprzedawcy to prosty, ale miarodajny miernik rozwoju konkurencyjnego rynku gazu. W związku z tym Prezes URE systematycznie monitoruje stopień rzeczywistego korzystania z prawa wyboru sprzedawcy przez odbiorców uprawnionych. W 2011 r. przygotowane zostały ankiety kwartalne monitorujące proces zmiany sprzedawcy na rynku gazu i skierowane na początku 2012 r. do OSP (OGP GAZ-SYSTEM SA) oraz sześciu regionalnych OSD. Analiza danych z wypełnionych ankiet wskazuje na wyraźny wzrost dynamiki zmiany sprzedawcy w 2012 r. w stosunku do roku poprzedniego. Podczas, gdy

w 2011 r. odnotowano jedynie kilka takich przypadków (cztery na terenie Mazowieckiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.), to ilość zmian od początku ich monitorowania do końca 2012 r. wyniosła już 210, z czego najwięcej zarejestrowano na obszarze działalności Mazowieckiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. (118). Największą liczbę dokonanych zmian sprzedawcy odnotowano w IV kwartale 2012 r. (168 zmian), co należy ocenić jako pozytywny zwiastun na kolejne lata.

W celu zapewnienia odbiorcom realnej możliwości zmiany sprzedawcy, w 2011 r. Prezes URE zatwierdził nową IRiESP dla OGP GAZ-SYSTEM SA. Szczególnie istotne było wskazanie sposobu realizacji zawartej w art. 4j ustawy – Prawo energetyczne, tzw. „zasady plecaka” polegającej na tym, że moc umowna przypisana jest do odbiorcy gazu (prawo odbiorcy do zachowania przydzielonej mocy umownej). W 2012 r. IRiESP została zaktualizowana w ten sposób, że wprowadzono dodatkową formę obrotu gazem – za pośrednictwem TGE SA, co umożliwiło handel tym surowcem w oderwaniu od jego fizycznej lokalizacji w sieci. Wprowadzono pojęcie punktu wirtualnego, czyli miejsca między fizycznymi punktami wejścia oraz wyjścia z systemu przesyłowego o niesprecyzowanej fizycznie lokalizacji, w którym może następować sprzedaż gazu ziemnego. W przypadku świadczenia usługi przesyłania dla transakcji zawartych w punkcie wirtualnym, jest on uznawany za miejsce odbioru gazu z systemu gazowego lub wprowadzenia do systemu gazowego. Nie ma potrzeby uzyskania przydziału przepustowości dla punktu wirtualnego oraz dla punktów na połączeniach z OSD i OSM. Ponadto uaktualniona IRiESP rozszerzyła zapewnienie „zasady plecaka” w przypadku zmiany sprzedawcy w sieci małych OSD. Przyjęte regulacje mają kluczowe znaczenie dla liberalizacji rynku gazu w Polsce i tym samym stwarzają warunki dla rozwoju konkurencyjności. Zatwierdzenie IRiESP przełożyło się na stosowne zmiany w IRiESD dla sześciu OSD z GK PGNiG, co też nastąpiło w 2012 r. Zatwierdzone przez Prezesa URE IRiESD zaczęły obowiązywać od 1 stycznia 2013 r.

2.7. Działania na rzecz poprawy funkcjonowania rynków energii elektrycznej i gazu

Elektroenergetyka

Generalna Umowa Dystrybucji

W 2012 r. Prezes URE kontynuował działania na rzecz upowszechnienia stosowania umów kompleksowych w ofertach alternatywnych sprzedawców. Umowy kompleksowe łączą w sobie postanowienia umowy sprzedaży energii elektrycznej z postanowieniami umowy świadczenia usług dystrybucji. Obecnie zmiana sprzedawcy wiąże się z koniecznością rozdzielania tych umów, co z kolei wiąże się z otrzymywaniem dwóch rachunków (od sprzedawcy i od operatora systemu dystrybucyjnego). Przy korzyściach wynikających ze zmiany sprzedawcy odbiorca jednocześnie ponosi koszt związany z opłaceniem dwóch rachunków, co w części konsumuje oszczędności. Otrzymywanie przez odbiorców dwóch rachunków może być barierą w procesie zmiany sprzedawcy i stawia w uprzywilejowanej pozycji dotychczasowego sprzedawcę (sprzedawcę zasiedziałego, oferującego usługę kompleksową). Aby sprzedawca miał możliwość zawarcia umów kompleksowych z odbiorcami, powinien wcześniej uregulować tą kwestię w generalnej umowie dystrybucji zawieranej z operatorem systemu dystrybucyjnego (tzw. GUD). Umowa ta określa warunki funkcjonowania sprzedawcy na terenie operatora oraz jego współpracy z tym operatorem.

W styczniu 2012 r. Prezes URE został poinformowany o zakończeniu prac – trwających od kwietnia 2011 r. – prowadzonych przez TOE i PTPiREE, mających na celu opracowanie wzorca generalnej umowy dystrybucyjnej, który określił szczegółowe zasady świadczenia usługi kompleksowej (tzw. GUD-Kompleksowy). O zakończeniu tych prac Prezes URE poinformował innych uczestników rynku, jednocześnie podkreślając istotną rolę tego wzorca, czyli umożliwienie zawierania umów kompleksowych z odbiorcami energii w gospodarstwach domowych, co z kolei otwiera możliwość zawierania przez odbiorców energii elektrycznej umowy kompleksowej z dowolnym sprzedawcą energii a nie tylko ze sprzedawcą z urzędu (Informacja Prezesa URE w tej sprawie – Nr 5/2012 – została opublikowana na stronie internetowej URE 22 marca 2012 r.). Dodatkowo regulator rekomendował wśród pięciu największych Grup Kapitałowych (PGE, TAURON,

ENERGA, ENEA i RWE) podjęcie wszelkich możliwych działań na rzecz upowszechniania GUD-Kompleksowego w obrocie gospodarczym, a tym samym upowszechnienia modelu sprzedaży kompleksowej wśród gospodarstw domowych zmieniających sprzedawcę. Jednocześnie monitoring rynku detalicznego prowadzony w URE od II półrocza 2012 r. został rozszerzony o zbieranie informacji dotyczących procesu zawierania umów GUD-Kompleksowy (Ankiety miesięczne skierowane do OSD). Wyniki monitorowania rynku detalicznego za 2012 r. wskazały, że uzgodniony pomiędzy TOE i PTPIREE wzorzec GUD-Kompleksowy nie funkcjonował w obrocie prawnym. Zainteresowanie możliwością podpisania wzorca ze strony sprzedawców należy ocenić jako niedostateczne – tylko ośmiu sprzedawców wystąpiło do operatorów z zapytaniem o możliwość podpisania wzorca GUD-Kompleksowego (stan na koniec 2012 r.). Należy również zaznaczyć słaby poziom przygotowania operatorów do praktycznej realizacji wzorca GUD-Kompleksowego. Z przekazanych informacji wynika, że operatorzy są dopiero w trakcie dostosowywania systemów informatycznych, w tym również ujednoczenia procesów i komunikatów wymienianych ze sprzedawcami energii elektrycznej koniecznych do realizacji usługi kompleksowej.

Dodatkowo prace podjęte przez TOE, przy współpracy z URE, nad wzorcem umowy kompleksowej z odbiorcą w gospodarstwie domowym ujawniły słabe strony wzorca umowy GUD-Kompleksowego. Wyeliminowanie zidentyfikowanych problemów oraz udoskonalenie uregulowań zawartych we wzorcu GUD-Kompleksowego, będzie przedmiotem prac prowadzonych przez TOE i PTPIREE przy udziale URE w 2013 r.

Gazownictwo

Mapa drogowa uwolnienia cen gazu ziemnego

Obecnie w Polsce istnieje obowiązek przedkładania przez przedsiębiorstwa energetyczne do zatwierdzenia przez Prezesa URE taryf na gaz ziemny sprzedawany do wszystkich grup odbiorców, w tym również na rynku hurtowym. Obowiązek ten jest postrzegany jako główna bariera rozwoju konkurencyjnego rynku gazu ziemnego i stoi w sprzeczności z celami drugiego i trzeciego pakietu dyrektyw rynkowych Unii Europejskiej. Art. 49 ustawy – Prawo energetyczne pozwala Prezesowi URE na zwolnienie przedsiębiorstw energetycznych z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia tylko w sytuacji, gdy działają one w warunkach konkurencji. W sytuacji braku administracyjnej regulacji cen, jedynym narzędziem ochrony odbiorcy przed nieuzasadnionym ich wzrostem jest swoboda wyboru konkurencyjnej oferty innego sprzedawcy. W chwili obecnej istniejąca struktura rynku gazu ziemnego w Polsce nie spełnia tego warunku. Z tego względu dla uwolnienia cen gazu ziemnego spod administracyjnego nadzoru konieczne jest wdrożenie pakietu działań mających na celu stworzenie właściwych warunków dla rozwoju konkurencji.

Taki pakiet działań został zaprojektowany przez Prezesa URE w 2012 r. w dokumencie pt. *Mapa drogowa uwolnienia cen gazu ziemnego* (Mapa). Dokument został przygotowany na podstawie:

- działania 5.6. określonego w załączniku 3 do *Polityki energetycznej Polski do 2030 roku*, które zobowiązuje Prezesa URE do opracowania i opublikowania mapy drogowej dojścia do konkurencyjnego rynku gazu ziemnego, określającej pakiet działań eliminujących bariery rynkowe i zapewniających faktyczny rozwój rynku gazu ziemnego w tym zmianę mechanizmów regulacji wspierających konkurencję na rynku gazu ziemnego i wprowadzenia rynkowych metod kształtowania cen gazu ziemnego,
- zalecenia Zespołu Doradczego ds. związanych z liberalizacją rynku gazu ziemnego,
- rekomendacji zawartych w Informacji Prezesa URE na posiedzenie Zespołu ds. Realizacji Polityki energetycznej Polski do 2030 r. 2 sierpnia 2011 r. w sprawie przeprowadzania badania ankietowego na temat warunków liberalizacji rynku gazu ziemnego w Polsce, które zostały przyjęte przez ten Zespół,
- zobowiązania Polski przedstawionego w odpowiedzi na uzasadnioną opinię Komisji Europejskiej dotyczącą naruszenia dyrektyw rynkowych odnośnie przyspieszenia zmian na polskim rynku gazu ziemnego umożliwiającą uwolnienie cen gazu ziemnego z obowiązku przedkładania ich do zatwierdzenia.

Realizacja działań przewidzianych w Mapie została rozpoczęta już w 2012 r. W instrukcjach operatorów gazowych został określony nowy kształt rynku gazu umożliwiający handel gazem w punkcie wirtualnym, w efekcie czego uruchomiony został handel gazem na TGE SA. Realizacja tych działań w znaczący sposób przyczyniła się do eliminacji części barier rynkowych. Pla-

nowane w najbliższym czasie zmiany prawne, a w szczególności wdrożenie tzw. obliiga giełdowego są dalszymi działaniami zmierzającymi do eliminacji barier rynkowych i zapewnienia faktycznego rozwoju rynku gazu ziemnego.

Wprowadzenie obowiązku publicznej sprzedaży gazu ziemnego na giełdach towarowych (tzw. obliigo giełdowe) jest w krajowych uwarunkowaniach najskuteczniejszym narzędziem wykreowania płynności na hurtowym rynku gazu. Z uwagi na skoncentrowaną strukturę rynku gazu, obowiązek sprzedaży na giełdach towarowych powinien być wprowadzany progresywnie. W Mapie proponuje się, aby wolumen gazu objętego obowiązkiem w kolejnych latach ulegał zwiększeniu i obejmował:

- od 1 lipca 2013 r. – 30% rocznego krajowego zapotrzebowania na gaz,
- od 1 stycznia 2014 r. – 50% rocznego krajowego zapotrzebowania na gaz,
- od 1 lipca 2014 r. – 70% rocznego krajowego zapotrzebowania na gaz.

Wprowadzenie obowiązku publicznej sprzedaży gazu na poziomie 30%, pozwoli na uwolnienie cen gazu dla dużych odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowej. Poziom zapotrzebowania tych odbiorców stanowi ok. 30% zużycia gazu w kraju, co odpowiadać będzie poziomowi obliiga. Uwolnienie odbiorców następować powinno z mocy prawa równolegle do wprowadzania kolejnych poziomów obliiga giełdowego.

W odniesieniu do przedsiębiorstw prowadzących działalność w zakresie sprzedaży paliw gazowych zarówno na rynku hurtowym, jak i detalicznym, obliigo giełdowe i docelowe odejście od obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzania pozwoli swobodnie kształtować ceny paliwa gazowego w oparciu o mechanizmy rynkowe. Obliigo giełdowe nie powinno powodować zwiększenia cen na rynku hurtowym gazu poza poziom, który wynika z kosztów uzasadnionych pozyskania gazu uwzględnianych w taryfie. W przypadku pojawienia się płynnego rynku hurtowego gazu ziemnego na giełdzie towarowej, indeks cen giełdowych będzie uwzględniany w procesie taryfowania odbiorców w gospodarstwach domowych w okresie przejściowym do czasu pełnego uwolnienia cen dla tego segmentu rynku. Dzięki udostępnieniu gazu do obrotu poprzez giełdę towarową, odbiorcy końcowi będą mieli możliwość skorzystania z przysługującego im prawa do zmiany sprzedawcy gazu oraz zdywersyfikowania portfela dostaw.

Dla pełnego urzeczywistnienia zasad konkurencji, niezbędne jest zapewnienie prawa wyboru sprzedawcy przez odbiorcę. Dla osiągnięcia tego celu stworzona została prosta i precyzyjna procedura, jednakowa dla największych operatorów systemów dystrybucyjnych. 28 czerwca 2012 r. Prezes URE zatwierdził nowe IRiESD sześciu głównym OSD działającym w ramach GK PGNiG, w których m.in. ustalono czas zmiany sprzedawcy na okres nie dłuższy niż 3 tygodnie. Mimo tak dużego postępu, konieczne jest wprowadzenie dalszych zmian, obejmujących m.in. wdrożenie rozwiązań pomostowych w zakresie sprzedaży awaryjnej (określenie zasad tej sprzedaży, podmiotów zobowiązanych do jej świadczenia). Skuteczność procedury zmiany sprzedawcy powinna być zwiększona poprzez wprowadzenie zmian również w umowach kompleksowych z PGNiG SA, w tym poprzez umożliwienie zmniejszenia wolumenów zakontraktowanych przed liberalizacją rynku.

Sytuacja małych odbiorców i gospodarstw domowych wymaga szczególnej ochrony i wzmocnienia ze względu na słabą indywidualną pozycję na rynku gazu ziemnego, niedostateczny dostęp do informacji oraz niski poziom świadomości swoich praw. Poprawę sytuacji tych podmiotów przynieść powinna implementacja rozwiązań, które przewiduje III pakiet energetyczny, m.in. wdrożenie systemów pomocy odbiorcom wrażliwym, pozasądowych (alternatywnych) metod rozwiązywania sporów, czy też instytucji niezależnego rzecznika odbiorców. Docelowo postuluje się uregulowanie procedury zmiany sprzedawcy w rozporządzeniu tzw. systemowym oraz ustawowe uregulowanie sprzedaży awaryjnej.

3. WSPÓŁDZIAŁANIE Z WŁAŚCIWYMI ORGANAMI W PRZECIWDZIAŁANIU PRAKTYKOM PRZEDSIĘBIORSTW ENERGETYCZNYCH OGRANICZAJĄCYM KONKURENCJĘ

Do zadań Prezesa URE należy współdziałanie z właściwymi organami w przeciwdziałaniu praktykom przedsiębiorstw energetycznych ograniczającym konkurencję (art. 23 ust. 2 pkt 14 ustawy – Prawo energetyczne¹³⁹).

Mając na względzie kompetencje Prezesa UOKiK w zakresie ochrony konkurencji i konsumentów wynikające z ustawy z 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów¹⁴⁰, Prezes URE przekazał szereg spraw (ok. 35 pism od odbiorców grupy taryfowej G), związanych ze skargami na działania dwóch firm energetycznych w związku ze zmianą sprzedawcy. Wskazane czyny mogą stanowić praktyki naruszające zbiorowe interesy konsumentów poprzez naruszenie obowiązku udzielania konsumentom rzetelnej, prawdziwej i pełnej informacji oraz nieuczciwe praktyki rynkowe lub czyny nieuczciwej konkurencji. Zastrzeżenia odbiorców dotyczyły przede wszystkim wprowadzenia w błąd podczas podpisywania niekorzystnych dla nich umów – w większości przypadków łączyły się one z obowiązkowym ubezpieczeniem medycznym, o czym odbiorcy nie byli poinformowani.

4. UPOWSZECHNIANIE WIEDZY O RYNKU KONKURENCYJNYM I PRAWACH KONSUMENTA

4.1. Działalność informacyjno-edukacyjna

Podejmowanie inicjatyw w trosce o dobro i bezpieczeństwo uczestników rynku było głównym celem działań informacyjno-edukacyjnych prowadzonych przez Prezesa URE w 2012 r. W katalogu zadań regulatora szczególne miejsce zajęły przedsięwzięcia organizowane na rzecz odbiorców energii, zgodnie z założeniem, że realizacja ich potrzeb i oczekiwań, stanowi o jakości funkcjonowania całego sektora energetycznego. **Tylko odpowiednio poinformowany odbiorca może skutecznie dbać o własne interesy na rynku energii** – podkreślał Prezes URE podczas wielu wydarzeń minionego roku.

¹³⁹) Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, z późn. zm.

¹⁴⁰) Dz. U. z 2007 r. Nr 50, poz. 331, z późn. zm.

Kampania edukacyjno-informacyjna

Jednym z kluczowych działań realizowanych w URE w 2012 r. był ogólnopolski projekt edukacyjny pod nazwą „Kampania edukacyjno-informacyjna promująca efektywne i oszczędne gospodarowanie energią z pożytkiem dla środowiska naturalnego oraz budżetów domowych”, sfinansowany dzięki środkom pozyskanym z Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW).

Nadrzędnym celem, który przyświecał działaniom podjętym w ramach projektu było:

kształtowanie dojrzałego społeczeństwa obywatelskiego poprzez podnoszenie świadomości ekologicznej odbiorców energii oraz formowanie postaw energooszczędnych, polegających na efektywnym użytkowaniu energii elektrycznej i paliw.

W szczególności kampania służyła edukacji w zakresie efektywności energetycznej, zasad i metod oszczędzania zasobów naturalnych oraz promocji świadomego i odpowiedzialnego użytkowania energii z korzyścią dla środowiska naturalnego i budżetów domowych wraz z przekazaniem elementarnej wiedzy w zakresie praw i obowiązków odbiorców energii.

Dla gospodarstw domowych

Istotny element projektu stanowiła kampania telewizyjna pod hasłem „Uwolnij swoją energię! Chroń środowisko”, skierowana do odbiorców energii w gospodarstwach domowych. Motywem przewodnim kampanii było prawo do zmiany sprzedawcy energii, przysługujące odbiorcom indywidualnym od 1 lipca 2007 r. Prezes URE uznał za priorytetowe podniesienie świadomości gospodarstw domowych na temat ich własnych możliwości na rynku energii i zmotywowanie ich do aktywnego uczestniczenia na rynku. Niski poziom wiedzy i brak aktywności tej grupy odbiorców w Polsce oraz niedostateczna konkurencja sprzedawców energii na rynku, wymusza w dalszym ciągu konieczność ochrony gospodarstw domowych przez URE, stojąc na przeszkodzie pełnego uwolnienia cen energii.

Wobec powyższego za nadrzędny cel kampanii postawiono informowanie o przysługujących odbiorcom prawach i korzyściach, jakie konsument może osiągnąć będąc świadomym i aktywnym uczestnikiem rynku energii. Tym samym określone zostały cele strategiczne spotu telewizyjnego, który miał za zadanie m.in. uświadomienie odbiorcom indywidualnym możliwości swobodnego wyboru sprzedawcy energii czy pokazanie ewentualnych korzyści finansowych wynikających ze zmiany sprzedawcy energii na podmiot z korzystniejszą ofertą cenową.

Jednym z założeń przyświecających przygotowaniu spotu było również skuteczne dotarcie do liderów opinii, którzy mogą przekazać dalej jego treść mniej aktywnym członkom społeczeństwa na drodze komunikacji interpersonalnej.

Film reklamowy, bogaty w wyraziste postaci i zwroty akcji, miał pokazać, że przyszłość energetyki to inteligentne sieci elektroenergetyczne i aktywne poszukiwanie optymalnych ofert. Na przykładzie występujących w nim bohaterów

zaprezentowany został również sam proces zmiany sprzedawcy, począwszy od otwierania strony www.maszwybor.ure.gov.pl, poprzez porównywanie ofert, a skończywszy na telefonie do wybranego sprzedawcy.

Z racji szerokiej grupy docelowej oraz dużego ładunku merytorycznego, scenariusz spotu został przygotowany w oparciu o prosty, przejrzysty przekaz, sformułowany przez lektora na zakończenie filmu:

Nie musisz się aż tak poświęcać, aby skutecznie zarządzać swoim zużyciem energii i zmniejszyć rachunki za prąd. Już dziś możesz wybrać sprzedawcę energii dla siebie. Wejdź na stronę www.maszwybor.ure.gov.pl, wyszukaj sprzedawców dla swojego regionu, porównaj ceny i wybierz najkorzystniejszą dla siebie ofertę. Dowiedz się też więcej o korzyściach instalacji inteligentnych liczników energii.



Emisja 30-sekundowych spotów, promujących racjonalne użytkowanie energii elektrycznej z elementami promocji systemu smart metering, odbyła się w dniach 17–30 czerwca 2012 r. na antenie 1 i 2 Programu Telewizji Polskiej oraz TVP Info i TVP HD, w godzinach największej oglądalności – przy programach informacyjnych, serialach czy teleturniejach.

Tylko 10 emisji spotu, nadanych tuż przed spotkaniami rozgrywek piłkarskich mistrzostw Europy, obejrzało aż 4 miliony widzów. W tym czasie 10-krotnie zwiększyła się „klikalność” strony internetowej URE dedykowanej zmianie sprzedawcy energii – www.maszwybor.ure.gov.pl. W godzinie emisji filmu reklamowego rejestrowano nawet 3 tysiące odwiedzin internautów.

W trakcie całej kampanii telewizyjnej spot o charakterze informacyjno-edukacyjnym URE zobaczyło ponad 15 mln widzów (dokładna liczba kontaktów z reklamą wyniosła 15 388 100).



Dla przedsiębiorstw

Kolejnym elementem kampanii zrealizowanej przez URE ze środków NFOŚiGW była konferencja pt. „Inteligentne sieci. Rynek, konsument i zasada zrównoważonego rozwoju”, która odbyła się 18 września 2012 r. w Warszawie.

Głównym celem spotkania, podzielonego na trzy bloki tematyczne, była wymiana poglądów i doświadczeń w zakresie wdrażania inteligentnych sieci elektroenergetycznych oraz omówienie roli regulatora i poszczególnych uczestników rynku energii elektrycznej w procesie wdrażania.

W opinii URE warunkiem niezbędnym do zwiększania efektywności energetycznej odbiorców jest pełna, łatwo dostępna informacja o rzeczywistym zużyciu energii. Pierwszym krokiem do spełnienia tego warunku jest zainstalowanie w systemie energetycznym instrumentów pomiarowych umożliwiających analizę danych na temat poziomu zużycia. Liczniki „smart” oferują odbiorcom energii pełną informację o zużyciu energii w dostępny, przejrzysty sposób, co umożliwia rzeczywiste zarządzanie zużyciem energii przez odbiorców, tj. dostosowanie zużycia do możliwości finansowych konsumentów z jednoczesną dbałością o środowisko naturalne poprzez ograniczenie zużycia nieodnawialnych surowców energetycznych.

Jednym z zasadniczych założeń wydarzenia była również promocja inteligentnego opomiarowania (smart metering i smart grid), które pozwalałoby zarówno odbiorcom indywidualnym, jak również instytucjonalnym i przemysłowym świadomie kształtować profil użytkowania energii elektrycznej, gazu i ciepła, z dbałością o środowisko naturalne.



Podczas spotkania zaprezentowane zostały case studies wdrażania inteligentnych sieci energetycznych na przykładzie Szwecji i Polski oraz sposoby zaangażowania odbiorców na rynku energii w Europie.

Szczególne miejsce w dyskusji zajęła także kwestia wpływu technologii smart grid na zwiększenie efektywności energetycznej.

Zaproszeni do debaty uczestnicy konferencji jednogłośnie uznali, iż w procesie wdrażania inteligentnych sieci, które jest koniecznością wynikającą m.in. ze zmian zachodzących na rynku, należy uwzględnić aspekt edukacyjny. Zdaniem panelistów najistotniejszym warunkiem wprowadzenia technologii smart grid jest wiedza społeczna. W związku z tym pojawia się potrzeba realizowania działań promujących system inteligentnych sieci celem przekonania odbiorców o wymiernych korzyściach, które przynoszą innowacyjne rozwiązania w systemie energetycznym. Podczas dyskusji Prezes URE zaznaczył, że *projekt inteligentnych sieci ma szansę wdrożenia na tyle, na ile odbiorca będzie świadomy związanych z nim możliwości i skłonny do ich wykorzystania*.



W konferencji, adresowanej do organizacji branżowych, przedsiębiorców, organizacji statutowo zajmujących się ochroną interesów konsumentów paliw i energii, odbiorców energii, naukowców, administracji rządowej i samorządowej, uczestniczyło 250 gości. Udział w spotkaniu był bezpłatny. Dodatkowo, transmisję on-line z konferencji poprzez stronę internetową URE, oglądało blisko 2 000 użytkowników Internetu.

Promowanie idei smart grid

Przebudowa sieci elektroenergetycznej w sieć inteligentną to wyzwanie o fundamentalnym znaczeniu dla rozwoju systemu elektroenergetycznego w Polsce, nie tylko ze względu na wprowadzenie multiusług na rynek energii elektrycznej, ale także upodmiotowienie odbiorcy, który zyska realny wpływ na kształt oferty i ceny energii. W wymiarze gospodarczym realizacja projektu wdrożenia systemu wpłynęłaby niewątpliwie na powstawanie nowych miejsc pracy i rozwój sektora nowoczesnych technologii. W aspekcie ekonomicznym zaś wdrożenie smart grid przyniosłoby poprawę konkurencyjności rynku energii.

W związku z powyższym, rozwój inteligentnych sieci elektroenergetycznych (smart grid) był istotnym przedmiotem działań o charakterze informacyjno-edukacyjnym, prowadzonych w URE w 2012 r.

Zintensyfikowane prace urzędu miały na celu aktywne wspieranie i promocję inwestowania w budowę systemu inteligentnej sieci elektroenergetycznej. Realizując ambitne wyzwania o charakterze cywilizacyjnym, związane z modernizacją sieci, URE wspólnie z PSE SA (wcześniej PSE Operator SA) powołał inicjatywę pod nazwą Warsztaty Rynku Energii na rzecz skutecznego wprowadzenia na rynek energii nowoczesnych rozwiązań technologicznych i organizacyjnych, zapewniających transparentność oraz stabilność przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej. Warsztaty, w które udało się zaangażować zarządzających wszystkich kluczowych przedsiębiorstw energetycznymi (OSD), przyjęły formę roboczej platformy gromadzenia i wymiany wiedzy związanej z budową inteligentnych sieci energetycznych.

Warsztaty Rynku Energii działają przy pomocy Komitetu Programowego, w skład którego wchodzi: Marek Woszczyk, Prezes URE i Henryk Majchrzak, Prezes PSE SA oraz ustanowionej przez Członków Komitetu Rady Programowej.

Członkowie Warsztatów realizują cele organizacyjne w ramach sześciu Zespołów Roboczych, skupionych wokół określonych obszarów tematycznych:

- Zespół 1 „Koncepcja modelu wymiany danych pomiarowych i rozliczeń za te dane”,
- Zespół 2 „Bezpieczeństwo informacji pomiarowych oraz bezpieczeństwo sieci inteligentnych”,
- Zespół 3 „Projekty pilotażowe w zakresie DSM”,
- Zespół 4 „Mechanizmy wsparcia inwestycji w sieci inteligentne”,
- Zespół 5 „Działania wspierające rozwój rozwiązań Smart Metering i Smart Grid z perspektywy odbiorców,
- Zespół 6 „Rozwój usług i produktów związanych z wdrożeniem sieci inteligentnych w celu maksymalizacji korzyści dla odbiorców energii, prosumentów i KSE”.

Spotkania Rady Programowej organizowane były każdego miesiąca z pominięciem lipca i sierpnia 2012 r.

Prezes URE na rzecz budowy sieci inteligentnej

Istotnym krokiem w kierunku smart grid było opublikowane w maju 2012 r. Stanowisko Prezesa URE pod nazwą „*Koncepcja dotycząca modelu rynku opomiarowania w Polsce, ze szczególnym uwzględnieniem wymagań wobec Operatora Informacji Pomiarowej, powiązane ze Stanowiskiem Prezesa URE w sprawie niezbędnych wymagań wobec wdrażanych przez OSD E inteligentnych systemów pomiaroworozliczeniowych z uwzględnieniem funkcji celu oraz proponowanych mechanizmów wsparcia przy postulowanym modelu rynku*” z 31 maja 2011 r., zwanym „Stanowiskiem Prezesa URE ws. AMI”.

Dokument, zawierający wnioski z wcześniej przeprowadzonych konsultacji społecznych, określa optymalny w ocenie Prezesa URE, kształt rynku danych pomiarowych, stanowiąc punkt wyjścia i podstawę do dalszych działań mających na celu zdefiniowanie ram prawnych i organizacyjnych tego rynku.

Podstawową cechą proponowanego modelu stanowi upodmiotowienie odbiorcy energii elektrycznej. Odbiorca, mając dostęp do informacji o zużyciu mediów, będzie dysponował wiedzą pozwalającą mu prowadzić działania w zakresie bardziej efektywnego wykorzystania energii. Będąc dysponentem swoich danych pomiarowych i posiadając realną możliwość sprawnej zmiany sprzedawcy, odbiorca – klient będzie miał również możliwość kreowania nowego poziomu konkurencji, stając się kluczowym graczem na rynku.

Postulowany model jest również wypełnieniem koncepcji sieci inteligentnej (smart grid), która zakłada nieskrępowany dwukierunkowy przepływ informacji pomiędzy podmiotami rynku energii elektrycznej. Informacja, służąca optymalnemu wykorzystaniu infrastruktury systemu elektroenergetycznego, zapewni odbiorcom zarówno większą pewność zaopatrzenia w energię elektryczną, jak również korzyści ekonomiczne. Istotą wdrożenia koncepcji smart grid jest zapewnienie dostępności informacji o bieżącym stanie zużycia przez odbiorców końcowych, jak też o stanie sieci.

Wybrane działania URE w zakresie promocji smart grid i smart metering

W 2012 r. odbyło się ponad 60 wydarzeń: konferencji, debat, kongresów, targów czy warsztatów związanych z tematyką smart grid i smart metering. Część z nich objęta została Patronatem Honorowym Prezesa URE, a kilkadziesiąt odbyła się z udziałem regulatora bądź przedstawicieli urzędu.

Wśród najbardziej znaczących wydarzeń znalazły się m.in.:

- **Gdańskie warsztaty Regionalnego Stowarzyszenia Regulatorów Energetyki (ERRA)**, 16–17 lutego, Gdańsk
Temat przewodni spotkania, którego współgospodarzem było URE, stanowiły regulacyjne aspekty związane z wdrożeniem inteligentnych sieci oraz inteligentnego opomiarowania. Wydarzenie towarzyszyło zimowemu spotkaniu Komitetu ERRA ds. licencjonowania i konkurencji. Otwierając sesję na temat regulacyjnych perspektyw smart grid i smart metering Prezes URE przedstawił model regulacji bodźcowej, pozwalający m.in. na ograniczenie strat energii w sieci oraz zapewnienie odpowiedniej równowagi pomiędzy pozycją wszystkich uczestników rynku i korzyściami dla wszystkich użytkowników sieci.
- **Polski Kongres Gospodarczy i XV Międzynarodowa Konferencja Energetyczna EUROPOWER**, 6–8 marca, Warszawa
Podczas spotkania Prezes URE przedstawił działania regulatora na rzecz wdrożenia smart grids do systemu energetycznego. Uczestnicząc w dyskusjach panelowych, m.in. *Smart Grid – wyzwania inteligentnego rynku*, Prezes URE opowiedział się za modelem regulacji, która wynagradza innowacyjne działanie przedsiębiorstwa, w szczególności inwestycje w technologię podnoszącą jakość usług.
- **Debata: Energetyka prosumencka i smart grid jako filary gospodarki niskoemisyjnej**, 1 czerwca, Warszawa
Wydarzenie zostało objęte Honorowym Patronatem Prezesa URE. Przedmiotem dyskusji była m.in. kwestia dotycząca rozproszonych źródeł kogeneracyjnych jako elementu smart grid. Podczas spotkania regulator wyraził opinię, iż warunkiem koniecznym dla efektu inteligentnych sieci jest aktywny odbiorca, klient – prosument osadzony w Sieci Domowej (HAN-Home Area Network). Z kolei za główne zagrożenia dla rozwoju smart grid Prezes URE uznał opór przeciwko zmianie, przede wszystkim ze strony tradycyjnych uczestników systemu – sektorów energetycznych i ich otoczenia oraz ze strony pozbawionych właściwej informacji odbiorców.
- **Konferencja: Inteligentne sieci. Rynek, konsument i zasada zrównoważonego rozwoju**, 18 września, Warszawa
Konferencja zorganizowana przez URE w ramach „Kampanii edukacyjno-informacyjnej promującej efektywne i oszczędne gospodarowanie energią z pożytkiem dla środowiska naturalnego oraz budżetów domowych” finansowanej ze środków NFOŚiGW. W spotkaniu uczestniczyło 250 gości – przedstawiciele świata nauki, przemysłu i administracji. Celem spotkania była wymiana poglądów i doświadczeń w zakresie wdrażania inteligentnych sieci elektroenergetycznych oraz omówienie roli regulatora i poszczególnych uczestników rynku energii elektrycznej w procesie wdrażania. Szczególne miejsce w dyskusji zajęła kwestia wpływu technologii smart na zwiększenie efektywności energetycznej. Podczas spotkania Prezes URE zwrócił uwagę na funkcję smart grid jako narzędzia zarządzania ryzykami ciągłości zaopatrzenia w energię, istotnego z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego.
- **IX Kongres Nowego Przemysłu**, 10–11 października, Warszawa
Podczas sesji pt.: *Smart utilities. Inteligentne sieci w polskiej energetyce* Prezes Woszczyk podkreślił, iż z analiz przeprowadzonych przez Urząd Regulacji Energetyki wynika, że osiągnięcie korzyści z wdrożenia systemu inteligentnych sieci jest możliwe przy holistycznym podejściu do tego przedsięwzięcia i nie może ograniczać się do instalacji inteligentnych liczn-

- ków. Regulator dodał również, że w realizacji działań dotyczących wdrożenia technologii smart i budowania inteligentnych sieci znaczącą rolę odegra nowa Polityka energetyczna Polski, która będzie wspierać rozwój sektora energetycznego w sposób przewidywalny i stabilny.
- **XVI Międzynarodowa Konferencja Energetyczna EUROPOWER**, 7–8 listopada, Warszawa
 Przedmiotem dyskusji podjętej podczas spotkania były szanse dla polskiego sektora energetycznego, a ściślej inteligentne sieci elektroenergetyczne. W swoim wystąpieniu *Aktualne wyzwania w zakresie wdrażania inteligentnych sieci* Prezes URE zwrócił uwagę na pięć komplementarnych cech tego systemu: poprawę efektywności energetycznej, aktywizację odbiorców, poprawę konkurencji, wzrost bezpieczeństwa oraz upodmiotowienie odbiorcy. Za jedną z kluczowych kwestii związanych z rozwojem inteligentnych sieci w Polsce Prezes URE uznał podejmowanie działań mających na celu wzrost świadomości uczestników rynku energii. Głównymi zagadnieniami poruszonymi podczas konferencji były: komunikacja w systemie inteligentnych sieci, infrastruktura sieci domowej, sposoby finansowania innowacyjnych projektów energetycznych. Wiele miejsca w dyskusji poświęcono również wyzwaniom regulacyjnym oraz potrzebom polskiej energetyki w kontekście wdrażania technologii smart grid. Mimo różnorodności perspektyw omawianego tematu, uczestnicy spotkania zgodnie przyznali, iż kluczową rolę w funkcjonowaniu systemu inteligentnych sieci odgrywa prosument, tj. świadomy konsument zaangażowany w proces wytwarzania energii elektrycznej.
 - **VII Forum Energetyczne**, 20 listopada – 1 grudnia, Sopot
 Istotnym punktem spotkania był blok tematyczny poświęcony promowaniu innowacyjnych rozwiązań, którego inicjatorem i uczestnikiem był Prezes URE. W wystąpieniu pt. *Inteligentne sieci energetyczne – perspektywa URE* regulator wskazał m.in. fundamentalne cele systemu smart grid: w aspekcie ekonomicznym – poprawę konkurencyjności rynku energii, ekologicznym – stworzenie warunków dla efektywnego wzrostu udziału energii odnawialnej w krajowym bilansie zużycia energii oraz w wymiarze technicznym – poprawę bezpieczeństwa pracy KSE. W dalszej części wykładu przedstawił ogólny zarys postulowanej architektury systemu z podziałem zadań i odpowiedzialności oraz wymagania wobec sprzętu i wdrożenia.
 - **VIII Międzynarodowa Konferencja POWER RING 2012**, 14 grudnia, Warszawa
 Istotnym elementem konferencji była debata na temat kształtu przyszłej Polityki energetycznej Polski, podczas której uczestnicy podjęli próbę określenia zmian, które mogą zajść w ciągu 10 lat w sektorze energetycznym zarówno w aspekcie technicznym, jak i ekonomicznym. W trakcie debaty Prezes URE zaznaczył, iż właściwym kierunkiem dla polskiego sektora elektroenergetycznego jest rozwój inteligentnych sieci energetycznych z rozbudowaną infrastrukturą, umożliwiającą korzystanie z zasobów dotychczas niedostępnych. Regulator zwrócił uwagę, że wprowadzenie innowacyjnych technologii w energetyce wymaga współpracy przemysłu z otoczeniem instytucjonalnym w celu stworzenia odpowiedniego otoczenia rynkowego, warunkującego rozwój sektora.

Oprócz wyżej wymienionych, kierownictwo i przedstawiciele urzędu uczestniczyli również w wielu innych spotkaniach dotyczących tematyki inteligentnych sieci. Poniżej zamieszczony został wykaz wybranych wydarzeń.

Nazwa wydarzenia	Data
Debata: <i>Inteligentne sieci energetyczne – konieczność gospodarcza czy polityczna</i>	31 stycznia 2012 r.
Debata: <i>Polityka energetyczna Polski – priorytety polskiej energetyki</i>	8 lutego 2012 r.
33 spotkanie Forum <i>Energia – Efekt – Środowisko</i>	10 lutego 2012 r.
XV Międzynarodowa Konferencja Energetyczna: <i>EUROPOWER</i>	8 marca 2012 r.
IV Forum Gospodarcze <i>TIME</i>	13–15 marca 2012 r.
Debata podczas Akademii Energii: <i>Energetyka i nowe technologie – rozwój poprzez innowacje</i>	13 kwietnia 2012 r.
VII Lubuska Konferencja Naukowo-Techniczna <i>Innowacyjne materiały i technologie w elektrotechnice. Nauka dla przemysłu – przemysł dla nauki</i>	18–20 kwietnia 2012 r.
Forum Energetyczne Rzeczypospolitej 2012	24 kwietnia 2012 r.
Międzynarodowe Targi Energetyki <i>EXPOPOWER</i> i Międzynarodowe Targi Energetyki Odnawialnej <i>GREENPOWER</i>	8 maja 2012 r.

Nazwa wydarzenia	Data
Konferencja: <i>Smart Utilities Central and Eastern Europe</i>	15–16 maja 2012 r.
III Forum Innowacji	30–31 maja 2012 r.
Konferencja: <i>Inteligentny monitoring sieci</i>	19–20 czerwca 2012 r.
VIII Międzynarodowa Konferencja NEUF 2012 <i>Narodowy Program Rozwoju Gospodarki Niskoemisyjnej</i>	29 czerwca 2012 r.
Symposium: <i>Efektywność energetyczna oraz racjonalne wykorzystanie zasobów energetycznych w aspekcie ochrony środowiska</i>	5–6 lipca 2012 r.
Druga edycja Konferencji: <i>Baltic Smart Grid Meeting</i>	5 września 2012 r.
XVIII Forum Informatyki	27 września 2012 r.
Konferencja: <i>Energetyka jutra: inteligentna, innowacyjna i prośrodowiskowa w strategiach rozwoju kraju i regionów</i>	7–8 listopada 2012 r.
XI Konferencja: <i>Systemy Informatyczne w Energetyce ŚiwE'12</i>	20–23 listopada 2012 r.
Konferencja: <i>Operator Informacji Pomiarowych (OIP) – nowe narzędzie na Rynku Energii</i>	23 listopada 2012 r.
Konferencja: <i>Efektywność energetyczna jako narzędzie do realizacji celów klimatycznych</i>	27 listopada 2012 r.
XVI Forum Polsko – Niemieckie	29 listopada 2012 r.

Przegląd najważniejszych inicjatyw

Wspieranie działań na rzecz rozwoju sektora energetycznego i gazowego w Polsce poprzez propagowanie wiedzy na temat możliwości oferowanych przez rynek, z uwzględnieniem potrzeb i oczekiwań wszystkich zainteresowanych stron, jest jedną z naczelných zasad pracy Prezesa URE. Wśród działań, realizowanych w URE na szczególną uwagę zasługują aktywności, które mają na celu wzrost świadomości energetycznej uczestników rynku – zarówno o charakterze lokalnym, jak i ogólnopolskim, skierowane do przedsiębiorców oraz indywidualnych odbiorców energii, w tym uczniów i studentów.

Targi Wiedzy Konsumenckiej

2012 to rok kontynuacji współpracy z organizacjami i stowarzyszeniami zrzeszającymi konsumentów.

Przedstawiciele urzędu wzięli udział w kolejnej – trzeciej już edycji Targów Wiedzy Konsumenckiej, zorganizowanych przez Stowarzyszenie Konsumentów Polskich 17 marca 2012 r. Obok URE w wydarzeniu tym udział wzięli reprezentanci: Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, Urzędu Komunikacji Elektronicznej, Rzecznika Ubezpieczonych, Konferencji Przedsiębiorstw Finansowych w Polsce – związku pracodawców (KPF), Miejskiego Rzecznika Konsumentów w Warszawie, Wojewódzkiego Inspektoratu Inspekcji Handlowej w Warszawie.

Do dyspozycji przybyłych, zainteresowanych głównie kwestią zmiany sprzedawcy energii elektrycznej, pozostawali przedstawiciele urzędu.

Patronaty Honorowe

Poparcie regulatora dla wielu inicjatyw znalazło wyraz m.in. w ilości Patronatów Honorowych, których w 2012 r. przyznano łącznie 50. W wielu wydarzeniach uczestniczył Prezes URE lub specjalnie w tym celu oddelegowani pracownicy.

Wydarzenia objęte patronatem Prezesa URE dotyczyły m.in. następujących bloków tematycznych:

- rynek energii elektrycznej w kontekście obecnych regulacji i nowego Prawa energetycznego,
- innowacje i nowe technologie w energetyce, inteligentne sieci elektroenergetyczne,
- energetyka prosumencka i odbiorca na rynku energii,
- ochrona środowiska, racjonalne wykorzystywanie energii, efektywność energetyczna,
- odnawialne źródła energii i bezpieczeństwo energetyczne.

Wśród inicjatyw adresowanych do uczniów i studentów, objętych Patronatem Honorowym Prezesa URE znalazły się:

- Cykl szkoleń „Bezpieczne Praktyki i Środowisko 2012”, przeprowadzonych od 11 kwietnia do 23 maja w dwunastu miastach na terenie całego kraju. Celem przedsięwzięcia było przygotowywanie młodych ludzi do wykonywania zawodu technika i inżyniera poprzez przekazywanie niezbędnej wiedzy z zakresu: prawa pracy, bhp, p-poż, pomocy przed medycznej, energetyki czy ochrony środowiska. Wykłady poprowadzili m.in. pracownicy URE,

- Studia podyplomowe „Prawo i procedury administracyjne w energetyce”, adresowane m.in. do absolwentów studiów wyższych, zwłaszcza kierunków: prawo, administracja, bezpieczeństwo wewnętrzne, bezpieczeństwo narodowe, europeistyka, którzy w przyszłości planują zajmować się kwestiami związanymi z realizacją ustawy – Prawo energetyczne. Celem przedsięwzięcia, organizowanego w roku akademickim 2012/2013 przez Wydział Prawa Uniwersytetu w Białymstoku, jest przekazanie słuchaczom wiedzy i umiejętności, pomocnych przy wypełnianiu obowiązków zawodowych zgodnie z przepisami regulacji krajowego i wspólnotowego prawa energetycznego.

Działalność URE w regionach

Skuteczną formą kreowania i promocji wizerunku URE jako instytucji dbającej o prawidłowe funkcjonowanie rynku i popularyzację wiedzy na temat sektora energetycznego i gazu oraz praw odbiorcy są działania urzędu prowadzone w regionach.

Wiele aktywności o charakterze edukacyjnym, w które zaangażowali się przedstawiciele oddziałów terenowych URE, realizowanych było w placówkach edukacyjnych i ośrodkach akademickich zlokalizowanych w całej Polsce. Poniższa tabela zawiera przegląd wybranych inicjatyw skierowanych głównie do uczniów oraz studentów i kadry dydaktycznej wyższych uczelni:

Nazwa projektu	OT URE	Zakres działania
<i>Umowa ramowa o współpracy między Zachodniopomorskim Uniwersytetem Technologicznym a Prezesem URE (rok akademicki 2011/2012)</i>	Północno-Zachodni OT z siedzibą w Szczecinie	Cykl szkoleń dla studentów wybranych kierunków na Wydziałach Inżynierii Mechanicznej i Mechatroniki oraz Budownictwa i Architektury, podczas których zaprezentowano m.in. podstawowe przepisy i ustawy, regulujące funkcjonowanie rynku energii w Polsce oraz procedury postępowania na przykładzie taryfy dla ciepła, a także omówiono kwestie dotyczące wsparcia OZE i kogeneracji, efektywności energetycznej, planowania w gminach, smart grid i metering. Przekazanie do Biblioteki Wydziału Inżynierii Mechanicznej i Mechatroniki biuletynów informacyjnych z lat 1999–2010, pozycji książkowych z Biblioteki Regulatora oraz innych materiałów informacyjnych URE.
<i>Konferencja Rynek energetyczny w nowej perspektywie na Wydziale Prawa i Administracji Uniwersytetu im. Adama Mickiewicza w Poznaniu (24–25 kwietnia 2012 r.)</i>	Zachodni OT URE z siedzibą w Poznaniu	Prezentacja przedstawicieli URE na temat III pakietu energetycznego oraz celów działalności regulatora.
<i>IX edycja programu Bezpieczne Praktyki i środowisko 2012 – szkolenia i warsztaty (11 kwietnia – 29 maja 2012 r.)</i>	Zachodni OT URE z siedzibą w Poznaniu	Cykl referatów pt. <i>Efektywność energetyczna i odnawialne źródła energii</i> .
	Środkowo-Zachodni OT z siedzibą w Łodzi	Prezentacja zagadnień dotyczących oszczędności energii i OZE.
	Oddział Centralny URE z siedzibą w Warszawie	Przedstawienie aktualnej sytuacji na rynkach energii z uwzględnieniem warunków do optymalnego rozwoju generacji rozproszonej i inteligentnych sieci.
	Południowo-Zachodni OT URE z siedzibą we Wrocławiu	Prelekcja <i>Oszczędność energii i Odnawialne Źródła Energii</i> prezentująca zasady funkcjonowania OZE i sposoby efektywnego korzystania z energii.
	Północny OT URE z siedzibą w Gdańsku	Prezentacja <i>Oszczędność energii i Odnawialne Źródła Energii ze wskazaniem czynników, które wpływają na zużycie energii elektrycznej i ponoszone przez odbiorców opłaty</i> .
	Północno-Zachodni OT URE z siedzibą w Szczecinie	Przedstawienie zagadnień dotyczących rozwoju OZE w Polsce z uwzględnieniem barier przyłączenia farm wiatrowych do sieci elektroenergetycznej.
	Południowo-Wschodni OT URE z siedzibą w Krakowie	Szkolenie na temat oszczędności energii i OZE.

Nazwa projektu	OT URE	Zakres działania
Cykl spotkań <i>Elektryczne Pojazdy w Miejskiej Europie – EVUE Sieci Tematycznej w ramach projektu URBACT II</i> (13–17 września 2012 r.)	Południowy OT URE z siedzibą w Katowicach	Warsztaty poświęcone zagadnieniom dotyczącym efektywności energetycznej.
Seminarium naukowe <i>Rynek energii elektrycznej w nowej perspektywie prawa energetycznego</i> (6 listopada 2012 r.)	Północno-Zachodni OT URE z siedzibą w Szczecinie	Omówienie kwestii związanych z projektowaniem nowej ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy o OZE.
Konferencja naukowa <i>Pozycja konsumenta na rynku energii elektrycznej</i> (10 grudnia 2012 r.)	Południowy OT URE z siedzibą w Katowicach	Udział w panelu „Konsument na rynku energii elektrycznej – uwolnienie rynku a obecne praktyki”. Omówienie zagadnień związanych ze zmianą sprzedawcy ze szczególnym podkreśleniem etapów zawierania nowej umowy.

Przekazywanie odbiorcom wiedzy o rynku energii to główny zakres działalności edukacyjno-informacyjnej oddziałów terenowych URE, realizowanej również w formie szkoleń i warsztatów adresowanych do środowisk samorządowych, inwestorów, przedsiębiorców, spółdzielni mieszkaniowych, architektów czy pracowników naukowych. Poniżej zaprezentowane zostały przykłady tego rodzaju działalności:

Nazwa projektu	OT URE	Zakres działania
Seminarium <i>Efektywne zarządzanie energią w dobie zmian klimatu</i> (11–12 stycznia 2012 r.)	Południowo-Wschodni OT URE z siedzibą w Krakowie	Prezentacja obowiązków gmin-kreatorów lokalnej polityki energetycznej – wynikające z przepisów Prawa energetycznego.
Konferencja <i>Termiczne przekształcenie odpadów komunalnych – technologie, realizacja, finansowanie</i> (23–24 lutego 2012 r.)	Południowo-Wschodni OT URE z siedzibą w Krakowie	Prezentacja obecnie obowiązującego systemu wsparcia OZE.
III Seminarium Szkoleniowe <i>Zrównoważony rozwój gminy: Energia elektryczna – Ciepło – Efektywność energetyczna – Odpady – Woda i ścieki – Transport ekologiczny</i> (10–11 września 2012 r.)	Południowy OT URE z siedzibą w Katowicach	Prezentacja obowiązków, spoczywających na gminach, które wynikają z ustawy – Prawo energetyczne.
Konferencja <i>Zarządzanie metropoliami XXI wieku</i> (27 listopada 2012 r.)	Północny OT URE z siedzibą w Gdańsku	Omówienie zasad kształtowania cen ciepła i stawek opłat za przesyłanie na rynku energetycznym ze szczególnym uwzględnieniem aspektu wytwarzania ciepła z różnych rodzajów paliw.
Posiedzenie Wojewódzkiego Zespołu Zarządzania Kryzysowego przy wojewodzie Dolnośląskim (14 grudnia 2012 r.)	Południowo-Zachodni OT URE z siedzibą we Wrocławiu	Wystąpienie pt. <i>Ocena możliwości funkcjonowania systemu energetycznego i ciepłowniczego w okresie zimowym, w tym stan zapasu paliw.</i>

Wśród regionalnych inicjatyw na szczególną uwagę zasługują również: program identyfikacji barier rozwoju generacji małoskalowej oraz konferencja *Problemy rozwoju energetyki na Lubelszczyźnie*.

W marcu 2012 r. Prezes URE rozpoczął program identyfikacji barier rozwoju generacji małoskalowej w województwie lubelskim. Do udziału w projekcie pilotażowym Prezes URE zaprosił m.in. Związek Gmin Lubelszczyzny, Wojewódzki Związek Rolników Kółek i Organizacji Rolniczych w Lublinie, Fundację Inicjatyw Menadżerskich, Fundację Rozwoju Lubelszczyzny, Lubelską Izbę Rolniczą, BIO POWER Sp. z o.o., Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych. Kluczowe narzędzie do pozyskania ww. informacji stanowiły ankiety przygotowane i dystrybuowane do stowarzyszeń samorządowych i gospodarczych przez Wschodni Oddział Terenowy URE w Lublinie. Prośbę o wskazanie, istotnych z punktu widzenia OSD, barier rozwoju generacji małoskalowej Prezes URE skierował ponadto do dwóch przedsiębiorstw dystrybucyjnych działających w regionie – PGE Dystrybucja Oddział Lublin i PGE Dystrybucja Oddział Zamość. W badaniu ankietowym wzięło udział w sumie ponad 40 podmiotów. Wyniki badania ujęte w formie raportu cząstkowego pt. *„Bariera rozwoju generacji małoskalowej w województwie lubelskim”*, wykazały m.in., iż istotną przeszkodą dla rozwoju generacji małoskalowej i OZE jest niechęć lokalnej spo-

łączności wobec odnawialnych, rozproszonych źródeł energii często wynikająca z braku wiedzy w tym zakresie. Szczegółowe omówienie wyników badania znajdują się w pkt 2.5. sprawozdania.

Raport ten stał się punktem wyjścia do dyskusji zorganizowanej wspólnie przez URE i Biuro Posła do Parlamentu europejskiego prof. Leny Kolarskiej-Bobińskiej. Konferencja *Problemy rozwoju energetyki na Lubelszczyźnie*, odbyła się 7 grudnia 2012 r. w Lublinie. Podczas spotkania dyrektor Wschodniego Oddziału Terenowego URE z siedzibą w Lublinie, Tomasz Adamczyk, uwzględniając dane powstałe w wyniku przeprowadzonego badania ankietowego i analizy postępowań administracyjnych, przedstawił rekomendacje konkretnych działań na rzecz rozwoju energetyki rozproszonej. Podkreślił, iż planowane regulacje nowego Prawa energetycznego oraz ustawy o OZE powinny uwzględniać specyfikę źródeł generacji małoskalowej w zakresie technicznych warunków przyłączenia oraz precyzyjnie określać obowiązki i wzajemne relacje stron procesu przyłączenia. Zwrócił również uwagę na potrzebę prowadzenia działań informacyjnych i edukacyjnych wśród społeczności lokalnej, które przyniosłyby pożądaną wiedzę o korzyściach wynikających z inwestycji w tego typu źródła.

Konsultacje społeczne

W ramach transparentnej polityki regulacyjnej Prezes URE przygotowuje ważne dla uczestników rynków regulowanych dokumenty, przekazywane następnie do konsultacji publicznych, w celu szerszego poznania i rozważenia stanowisk podmiotów, które zostaną objęte wypracowanymi zasadami.

W 2012 r. zostało przeprowadzonych łącznie siedem konsultacji publicznych, których wyniki były na bieżąco publikowane na stronie internetowej urzędu. Konsultacje publiczne w sieci prowadzono również dla kluczowych dokumentów europejskiej agencji regulacyjnej ACER.

Nazwa	Okres	Przedmiot konsultacji
Konsultacje dotyczące Dokumentacji Uwierzytelniającej	13 kwietnia – 30 kwietnia 2012 r.	Poznanie opinii na temat nowych załączników do wniosków o udzielenie koncesji/dokonania zmiany koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej (WEE) oraz wytwarzania ciepła (WCC) dla jednostek spalania wielopaliwowego (współspalania paliw konwencjonalnych i biomasy lub biogazu).
Konsultacje projektu kodeksu sieci określającego szczegółowe zasady przyłączeń odbiorców ENTSO-E	12 lipca – 12 września 2012 r.	Zebranie opinii na temat projektu.
Konsultacje Projektu Wytycznych Ramowych dot. bilansowania energii elektrycznej ACER	15 maja – 25 czerwca 2012 r.	Zebranie uwag na temat zaproponowanych w Projekcie rozwiązań.
Konsultacje w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii (REMIT)	21 czerwca – 31 lipca 2012 r.	Zbieranie uwag i komentarzy do dokumentu konsultacyjnego ACER w sprawie rekomendacji dla Komisji Europejskiej odnośnie przekazywania do ACER danych na temat transakcji zawieranych na hurtowych rynkach energii, w tym składanych zleceń oraz aktów wykonawczych Komisji Europejskiej.
Konsultacje Modelu dotyczącego zasad i sposobu ustalania oraz uwzględniania w taryfach dla ciepła zwrotu z kapitału (kosztu kapitału) na lata 2012–2015	3 sierpnia – 30 września 2012 r.	Poznanie opinii na temat zaproponowanych w Modelu rozwiązań, przed podjęciem ostatecznej decyzji w zakresie wyboru jednolitej metody ustalania poziomu uzasadnionego zwrotu z kapitału zaangażowanego w działalność regulowaną.
Konsultacje publiczne w sprawie sposobu zorganizowania systemu raportowania danych i transakcji z hurtowych rynków energii (w ramach REMIT)	14 września – 7 grudnia 2012 r.	Zbieranie danych na temat transakcji zawieranych na hurtowych rynkach energii, w tym składanych zleceń.
Konsultacje publiczne w sprawie oceny rocznej kwoty rekompensat z tytułu udostępniania infrastruktury dla transgranicznej wymiany energii elektrycznej	16 października – 14 listopada 2012 r.	Poznanie opinii wszystkich zainteresowanych stron na temat zaproponowanych pytań konsultacyjnych, które prezentowały m.in. opcje metodologii określania wielkości funduszu rocznej kwoty rekompensat z tytułu udostępniania infrastruktury dla transgranicznej wymiany energii elektrycznej w oparciu o zasady LRAIC.

Narzędzia informacji o rynku energii

Podstawowym instrumentem komunikacyjnym na temat rynku energii, wykorzystywanym w urzędzie jest strona internetowa. Zawartość strony obejmuje aktualizowane na bieżąco informacje i opracowania dotyczące działalności regulatora, m.in.: wydarzenia z udziałem Prezesa i pracowników urzędu, inicjatywy podejmowane na rzecz rozwoju rynku energii, stanowiska regulatora oraz akty prawne związane z sektorem energetycznym. Oddzielne miejsce na stronie zajmuje serwis informacyjno-edukacyjny dedykowany zmianie sprzedawcy „MaszWybor” i podstrona „Inteligentne sieci energetyczne”. Na stronie głównej www znajdują się również zakładki adresowane do odbiorców energii: „Poradnik Odbiorcy”, „Kalkulator Cen Energii” oraz przedsiębiorstw: „Dla Koncesjonariuszy”. Wyszczególnione są także obszary tematyczne dotyczące odnawialnych źródeł energii czy liberalizacji rynku gazu.

WWW URE w nowej odsłonie

Ze względu na zmiany zachodzące w branży energetycznej oraz oczekiwania uczestników rynku w 2012 r. w urzędzie podjęto decyzję o przebudowie głównego serwisu internetowego URE.

W pełni odświeżona strona internetowa działająca pod dotychczasowym adresem www.ure.gov.pl została uruchomiona 15 października 2012 r.

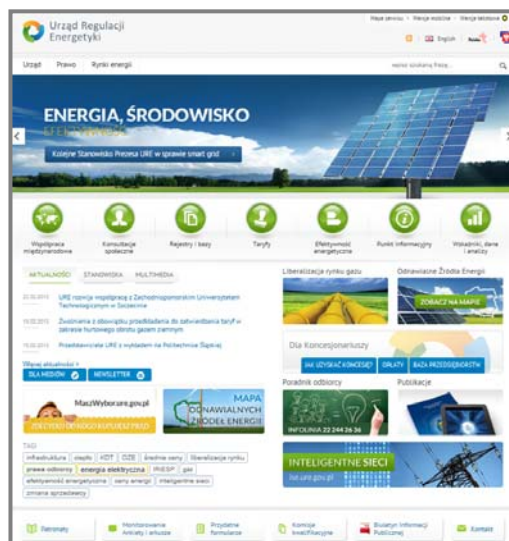
Intencją URE było, aby nowy serwis charakteryzował się dynamiką, nowoczesną formą i wymowną symboliką. Wykorzystane zostały m.in. oryginalne rozwiązania graficzne – banery, zdjęcia i ikony oraz elementy wizualne, uwydatniające poszczególne bloki tematyczne, a także kolory dobrane zgodnie z trendami obowiązującymi w projektowaniu stron www.

Zmianie uległa zatem nie tylko szata graficzna, ale również rozmieszczenie zasobów informacyjnych, które zostały pogrupowane w specjalnie dedykowane im zakładki tematyczne. Dodatkowo lista tagów zamieszczona na stronie umożliwia użytkownikom wyszukanie informacji w prosty i szybki sposób.

Osobne miejsce zajmują zakładki dotyczące podstaw prawnych działania Prezesa URE, funkcjonowania urzędu oraz charakterystyki rynków energii, w których zgromadzone zostały istotne dla tych rynków dane w ujęciu rocznym.

Odbiorcom indywidualnym i przedsiębiorcom nowa wersja strony zapewnia łatwy dostęp do interesujących ich serwisów i narzędzi takich jak: www.MaszWybor.ure.gov.pl, Kalkulator Cen Energii, dane dotyczące opłat i koncesji. Dodatkowo, w specjalnie wyodrębnionym miejscu na stronie znajdują się Stanowiska Prezesa URE, których w 2012 r. opublikowano w sumie 31.

Ponadto, nowy układ strony pozwala użytkownikom na sprawne poruszanie się w archiwum publikacji i dostęp do materiałów multimedialnych z udziałem Prezesa i przedstawicieli URE.



Statystyki odwiedzin wybranych stron i serwisów internetowych URE

www.ure.gov.pl – w 2012 r. strona główna urzędu zarejestrowała ponad 2 mln odsłon (2 091 120) i 620 666 unikalnych użytkowników.

www.MaszWybor.ure.gov.pl – w minionym roku wzrosła liczba odwiedzin strony dedykowanej zmianie sprzedawcy energii. Podczas gdy w 2011 r. liczba odsłon strony wynosiła 158 080 (60 418 unikalnych użytkowników), to w 2012 r. było ich już 253 145 (92 136 unikalnych użytkowników). Największą popularnością strona cieszyła się w czerwcu 2012 r., co należy wiązać z efektem emitowanej w tym czasie kampanii telewizyjnej „Uwolnij swoją energię! Chroń środowisko”.

Cenowy Energetyczny Kalkulator Internetowy CENKI – kolejne narzędzie, którego częstotliwość wykorzystywania wzrosła w 2012 r., wynosząc 88 165 odwiedzin (71 933 unikalni użytkownicy). W 2011 r. liczba odwiedzin witryny kalkulatora wyniosła 37 087, przy czym witryna ta udostępniona została 1 czerwca 2011 r.

Biuletyn Informacji Publicznej (BIP URE) – chętnie odwiedzany serwis internetowy urzędu, stworzony zgodnie z regulacjami ustawy z 6 września 2011 r. o dostępie do informacji publicznej¹⁴¹⁾. W 2012 r. odnotowano 863 867 odwiedzin i 183 431 unikalnych użytkowników. W serwisie znajdują się m.in. bazy danych koncesjonowanych przedsiębiorstw, operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) elektroenergetycznych i gazowych oraz decyzje taryfowe. Specjalne miejsce na stronach BIP URE zajmują opublikowane w 2012 r. W minionym roku w urzędzie przygotowanych zostało 226 numerów Biuletynu Branżowego – Energia elektryczna oraz 91 wydań Biuletynu Branżowego – Paliwa gazowe. Ponadto, w ciągu dwunastu miesięcy 2012 r. zwiększyła się również liczba czytelników dystrybuowanego raz w tygodniu **Newslettera URE**.

Wirtualny transfer wiedzy – Biuletyny URE

W trosce o komfort Czytelników, w celu zapewnienia wolnego dostępu do informacji Biuletyn URE, będąc wiodącym wydawnictwem urzędu, ukazuje się niezmiennie od 2011 r. wyłącznie w sieci internetowej.

Realizując postulaty e-administracji na stronie URE w 2012 r. opublikowane zostały cztery numery wydawnictwa:

Nr 1/2012, zawierający podsumowanie międzynarodowej działalności Prezesa URE w pierwszym kwartale 2012 r. oraz tabele informacyjne dotyczące taryf dla ciepła i koncesji, poruszał również następujące zagadnienia:

- zagrożenie ubóstwem energetycznym (w tym poziom wydatków na media w gospodarstwach domowych i identyfikacja zjawiska ubóstwa energetycznego),
- ocena efektywności działania czternastu OSD elektroenergetycznych oparta na modelu ekonometrycznym,
- obowiązywanie świadectw kwalifikacyjnych w świetle znowelizowanej ustawy – Prawo energetyczne,
- status przedsiębiorstw sieciowych w prawie energetycznym na tle sporów dotyczących posiadania urządzeń przesyłowych,
- koncepcja funkcjonowania sieci dystrybucyjnych opartych na lokalnych obszarach bilansowania.



Nr 2/2012 stanowiło Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2011 r.

Nr 3/2012 zawierał przede wszystkim:

- materiały poruszające problematykę utrzymywania przez wytwórców energii zapasów paliw w ilości zapewniającej utrzymanie ciągłości dostaw energii elektrycznej lub ciepła do odbiorców – w zakresie obowiązku informacyjnego oraz wydania przez Prezesa URE decyzji przedłużającej termin na uzupełnienie zapasów paliw,
- tekst o alternatywnych sposobach rozwiązywania sporów w energetyce,
- artykuł przybliżający projekt pn. „Elektryczne pojazdy w miejskiej Europie EVUE”,
- pakiet rozporządzeń z zakresu audytu efektywności energetycznej.



Nr 4/2012 obejmował:

- artykuł podsumowujący piętnastolecie wejścia w życie ustawy – Prawo energetyczne pod kątem liberalizacji i regulacji rynku paliw i energii, aspekty zmiany sprzedawcy energii elektrycznej – z obszerną dawką codziennych, życiowych problemów, z jakimi spotykają się odbiorcy przy lub po zmianie sprzedawcy energii oraz możliwościami rozwiązania typowych problemów,
- tekst jednolity ustawy – Prawo energetyczne,
- tekst jednolity ustawy o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego,
- prezentację zasady postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym, a także ważne dla sektora Informacje Prezesa URE.

¹⁴¹⁾ Dz. U. Nr 112, poz. 1198, z późn. zm.

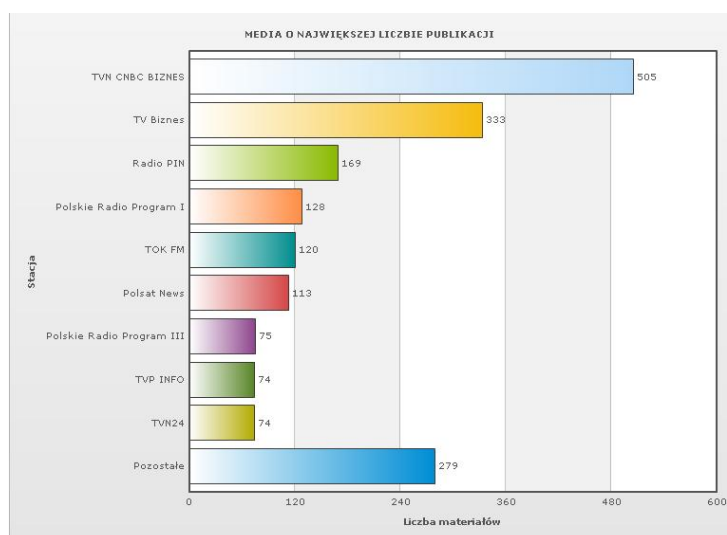
4.2. Współpraca ze środkami masowego przekazu

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 konsumentom rzetelną i pełną informację, urząd aktywnie, wzorem lat ubiegłych, współpracował z mediami ogólnopolskimi, regionalnymi i lokalnymi – kluczowymi pośrednikami w przekazie informacji bezpośrednio do odbiorców energii. W 2012 r. ukazało się ponad 27 tys. artykułów prasowych dotyczących szeroko pojętej elektroenergetyki (w tym m.in. energii cieplnej, gazu ziemnego, paliw i biopaliw ciekłych, energii słonecznej i wiatrowej czy energii atomowej), z czego ponad tysiąc artykułów dotyczyło bezpośrednio działalności Prezesa URE i powstało we współpracy z urzędem.

Wyemitowanych zostało także prawie 1 900 informacji w radio i telewizji dotyczących kwestii istotnych dla uczestników rynku energii.

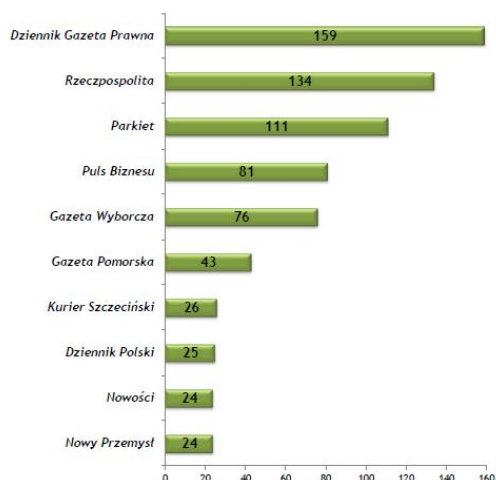
Urząd wydał ponad 200 komunikatów prasowych i udzielił przedstawicielom mediów prawie 900 odpowiedzi na bieżące pytania dotyczące rynku elektroenergetycznego oraz działań podejmowanych przez regulatora. Ponadto urząd rozpowszechniał wiedzę na temat funkcjonowania rynku elektroenergetycznego również poprzez liczne wywiady kierownictwa urzędu.

Rysunek 42. Media, w których najczęściej w 2012 r. pojawiały się informacje związane z urzędem (i jego działalnością)



Źródło: URE.

Rysunek 43. Czasopisma, na łamach których najczęściej w 2012 r. pojawiały się materiały związane z działalnością urzędu



Źródło: URE.

Część IV

WZMOCNIENIE

POZYCJI ODBIORCY

1. FORMALNE ŚRODKI PRAWNE

1.1. Kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców

Działania regulacyjne Prezesa URE w zakresie kontroli standardów przejawiają się również – pośrednio – w procesie zatwierdzania taryf dla energii elektrycznej. Przedsiębiorstwo, przedkładając Prezesowi URE taryfę do zatwierdzenia, gwarantuje realizację dostaw energii przy uwzględnieniu parametrów jakościowych energii elektrycznej określonych w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego¹⁴²⁾.

Jednocześnie, w taryfach dla energii elektrycznej zawarte są zapisy informujące odbiorców o przysługujących im bonifikatach w przypadku niedotrzymania stosownych standardów lub o sposobie ich obliczania. Prezes URE, egzekwując powyższe w postępowaniu taryfowym, zapewnia więc wyposażenie odbiorców w narzędzia niezbędne do dochodzenia ich racji w przypadku niedotrzymania przez przedsiębiorstwo parametrów jakościowych energii lub obsługi handlowej.

Do zakresu działania Prezesa URE należy m.in. kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz na wniosek odbiorcy kontrolowanie dotrzymania parametrów jakościowych dostarczanej energii. Kontrola ta winna mieć na celu ochronę odbiorców przed skutkami dostarczania przez przedsiębiorstwa energii elektrycznej o nieodpowiednich parametrach, bądź skutkami stosowania praktyk odbiegających od określonych w przepisach standardów obsługi odbiorców.

Jednak w praktyce w Polsce nie istnieje system umożliwiający polskiemu regulatorowi prowadzenie – w sposób skuteczny – nadzoru dotrzymywania standardów i parametrów jakościowych przez przedsiębiorstwa energetyczne. Zgodnie z brzmieniem art. 23 ust. 2 pkt 10 ustawy – Prawo energetyczne kontrolowanie dotrzymywania przez przedsiębiorstwo energetyczne parametrów jakościowych dostarczanej energii elektrycznej odbywa się na wniosek odbiorcy, a więc ewentualna interwencja Prezesa URE następuje po otrzymaniu sygnału od odbiorcy.

1.2. Rozstrzyganie sporów i skarg dot. elektroenergetyki, gazownictwa i ciepłownictwa

W efekcie postępującej liberalizacji rynku energii elektrycznej w 2012 r. do Prezesa URE liczniej niż w latach wcześniejszych, wpływały pisma 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. Podobnie jak we wcześniejszych latach wpływała też korespondencja ze skargami ze strony przedsiębiorstw energetycznych. Prezes URE podejmował działania mające na celu wyjaśnienie poszczególnych przypadków, które w większości doprowadziły do polubownego załatwienia problematycznych kwestii. Tym niemniej w trzech przypadkach, ze względu na zakres uchybień, niezbędne było wszczęcie postępowań o wymierzenie kary pieniężnej. Większość spraw z tego obszaru dotyczyła skarg odbiorców na naruszanie przez OSD zapisów IRiESD-Bilansowanie, które skutkowało ograniczeniem ich prawa do zmiany sprzedawcy. Innym istotnym działaniem OSD skarżonym przez odbiorców było uznaniowe podejście operatorów do zastrzeżeń składanych przez dotychczasowych sprzedawców (praktycznie wyłącznie z tej samej grupy kapitałowej co OSD) do skuteczności wypowiedzenia przez odbiorcę dotychczasowej umowy sprzedaży bądź umowy kompleksowej. W efekcie tego działania czas realizacji zmiany sprzedawcy wyraźnie się przedłużał, opóźniając tym samym rozpoczęcie realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez odbiorców z nowymi sprzedawcami.

Szczegółowy opis skarg na działalność przedsiębiorstw elektroenergetycznych w sprawach dotyczących procedury zmiany sprzedawcy, jakie wpłynęły do urzędu zostały opisane w części II w pkt 5.1.1. dotyczącym działań interwencyjnych.

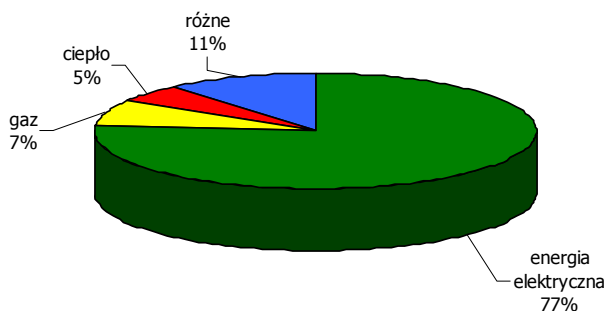
¹⁴²⁾ Dz. U. z 2007 r. Nr 93, poz. 623, z późn. zm.

2. DZIAŁALNOŚĆ PUNKTU INFORMACYJNEGO DLA ODBIORCÓW PALIW I ENERGII

Rok 2012 był pierwszym pełnym rokiem funkcjonowania Punktu Informacyjnego dla Odbiorców Paliw i Energii (PI), który powstał 26 września 2011 r. w wyniku zmian organizacyjnych w Urzędzie¹⁴³). Zgodnie z zakresem kompetencji Punkt Informacyjny dla Odbiorców Paliw i Energii wspierał odbiorców udzielając im porad i informacji dotyczących trudnych niekiedy relacji z przedsiębiorstwami energetycznymi, co w istocie sprowadzało się do pomocy informacyjnej. Podstawowym zatem zadaniem Punktu Informacyjnego było informowanie odbiorców o przysługujących im prawach, ale też o ich obowiązkach względem przedsiębiorstw energetycznych.

Punkt Informacyjny realizował swoje zadania głównie bezpośrednio udzielając odpowiedzi na zgłaszane przez odbiorców problemy. Dominującą rolę w kontaktach z odbiorcami odgrywał kontakt telefoniczny (82% zgłoszonych zapytań, Punkt Informacyjny prowadzi stałą infolinię dla konsumentów paliw i energii) oraz odpowiedzi na zapytania zgłoszone pisemnie drogą elektroniczną bądź pocztą tradycyjną (18%). Punkt Informacyjny upowszechniał także informacje adresowane do szerokiego grona odbiorców, m.in. poprzez zamieszczane na stronie internetowej URE odpowiedzi na najczęściej pojawiające się zapytania odbiorców w dziale „Poradnik Odbiorcy”. Przedstawiciele Punktu Informacyjnego wzięli także udział w zorganizowanej przez Stowarzyszenie Konsumentów Polskich trzeciej edycji Targów Wiedzy Konsumentckiej, które z okazji obchodów Dnia Konsumenta odbyły się 17 marca 2012 r. w jednym z centrów handlowych Warszawy. Przedstawiciele Punktu Informacyjnego podczas Targów odpowiadali na pytania odbiorców i wyjaśniali m.in., w jaki sposób zmienić sprzedawcę energii elektrycznej.

Rysunek 44. Struktura przedmiotowa spraw skierowanych do Punktu Informacyjnego w 2012 r.



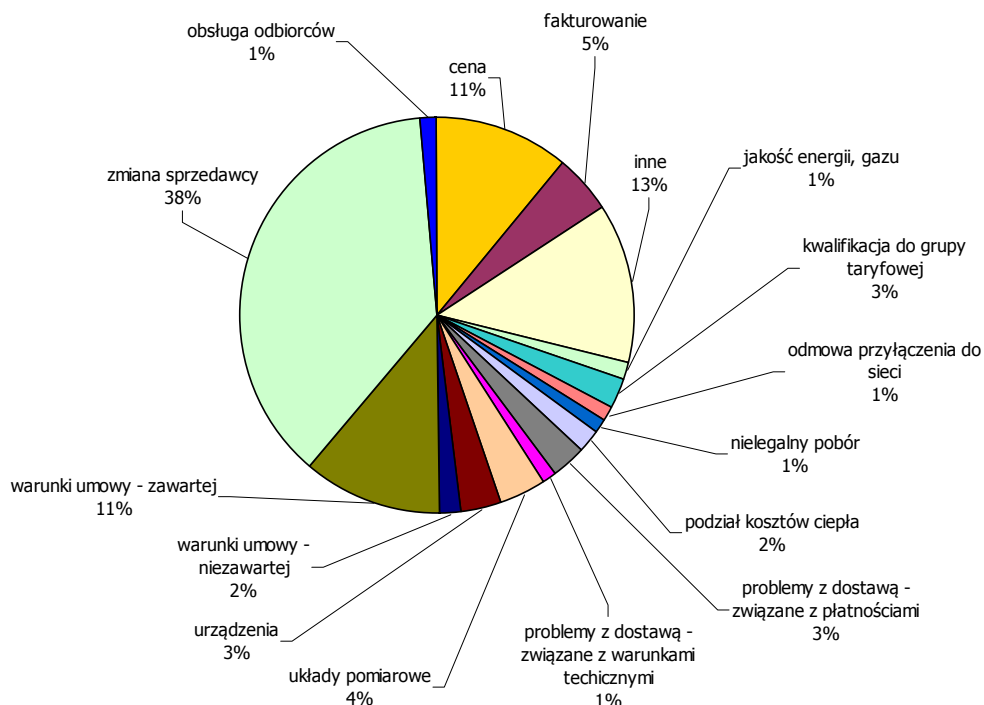
Źródło: URE.

W 2012 r. do Punktu Informacyjnego odbiorcy skierowali 2 636 spraw. Pośród zgłaszanych zapytań dominowały problemy z zakresu podsektora energetycznego (77%), rzadziej gazowego (7%) i ciepłowniczego (5%). Struktura przedmiotowa spraw kierowanych przez odbiorców nie uległa w ostatnim roku zasadniczej zmianie. Problemy i zapytania odbiorców koncentrowały się wokół zagadnień związanych z możliwością zmiany sprzedawcy energii elektrycznej, rozliczeniami ze sprzedawcami energii, gazu i ciepła (wystawianie faktur, dokonywanie odczytów licznik-

¹⁴³) W związku z nowelizacją statutu urzędu wprowadzoną Zarządzeniem Ministra Gospodarki z 7 września 2011 r. zmieniającym zarządzenie w sprawie nadania statutu Urzędowi Regulacji Energetyki, które weszło w życie 26 września 2011 r., zlikwidowana została komórka organizacyjna URE pod nazwą Rzecznik Odbiorców Paliw i Energii. Zgodnie z wymogami III pakietu energetycznego w Urzędzie Regulacji Energetyki powstał Punkt Informacyjny dla Odbiorców Paliw i Energii wypełniający zadania przewidziane w tym pakiecie dla kompleksowego punktu kontaktowego. Punkt Informacyjny działał w ramach Departamentu Komunikacji Społecznej i Informacji URE.

ków, opłaty widoczne na rachunku, ceny, kwalifikacja do odpowiednich grup taryfowych). Odbiorcy zgłaszali także problemy z terminowością realizacji umów o przyłączenie do sieci.

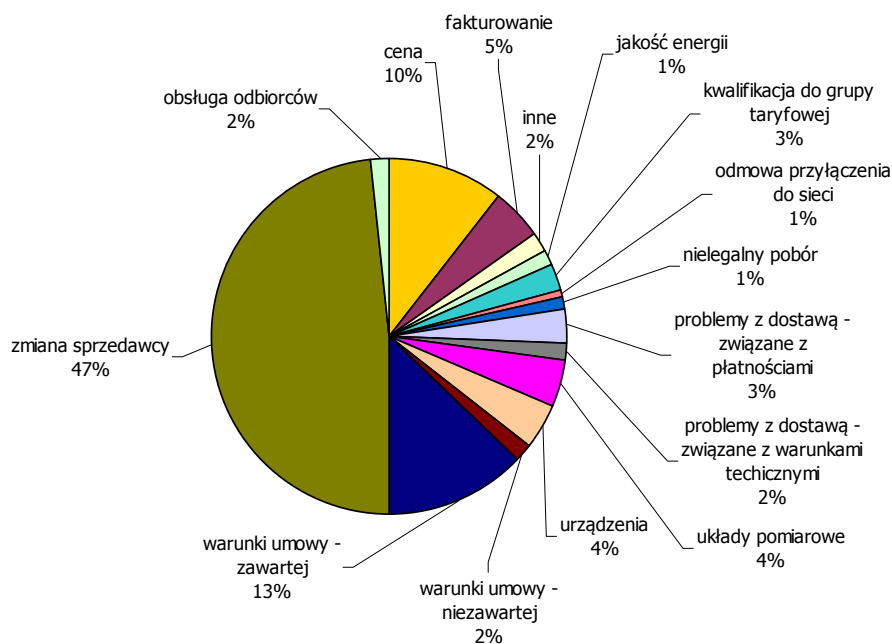
Rysunek 45. Problemy, z jakimi odbiorcy zgłaszali się do Punktu Informacyjnego w 2012 r.



Źródło: URE.

Wśród spraw i zapytań kierowanych przez odbiorców energii dominowała tematyka związana ze zmianą sprzedawcy energii. Na uwagę zasługuje znaczny wzrost liczby zapytań i skarg związanych z działalnością przedsiębiorstw obrotu energią, które swoją ofertę – nierzadko za pośrednictwem akwizytorów – kierują do odbiorców w gospodarstwach domowych. Odbiorcy skarżyli się na praktyki akwizytorów, którzy nie informowali konsumentów o wszystkich elementach oferty (np. o dodatkowym ubezpieczeniu czy karze finansowej za wcześniejsze zerwanie umowy). Mimo, że Prezes URE nie jest organem właściwym w przypadku opisanych wyżej działań i praktyk akwizytorów, to informując o możliwości zmiany sprzedawcy energii nieustannie podkreślał konieczność świadomego zapoznawania się z przedstawianą ofertą oraz konieczność czytania umów przed ich podpisaniem. Często bowiem zdarzało się, że odbiorcy zbyt pochopnie podpisywali dokumenty, a później mieli problemy z odstąpieniem od zawartych umów. Przedstawiciele Punktu Informacyjnego informowali odbiorców o przysługującym im prawie do odstąpienia od umowy zawartej poza siedzibą przedsiębiorstwa energetycznego, przypominając, że od umowy zawartej „poza lokalem” można odstąpić w ciągu 10 dni bez podawania przyczyn i bez konsekwencji finansowych z tym związanych.

Rysunek 46. Problemy odbiorców w kategorii energia elektryczna

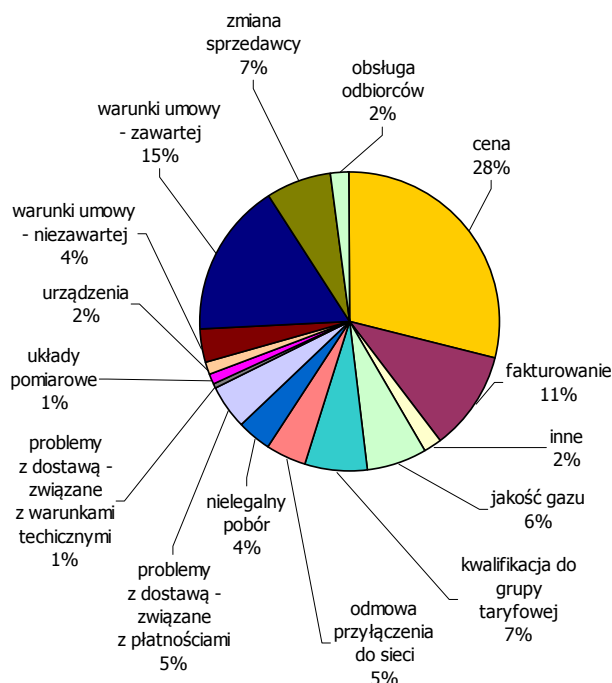


Źródło: URE.

Problemy i zapytania związane ze zmianą sprzedawcy energii stanowiły prawie połowę spraw, z jakimi zwracali się odbiorcy energii do Punktu Informacyjnego w 2012 r. Kolejnymi najczęściej pojawiającymi się kategoriami zagadnień były pytania dotyczące warunków umów już zawartych (13%) oraz szeroko rozumianych kwestii finansowych (cena – 10%, fakturowanie – kolejne 5% zapytań).

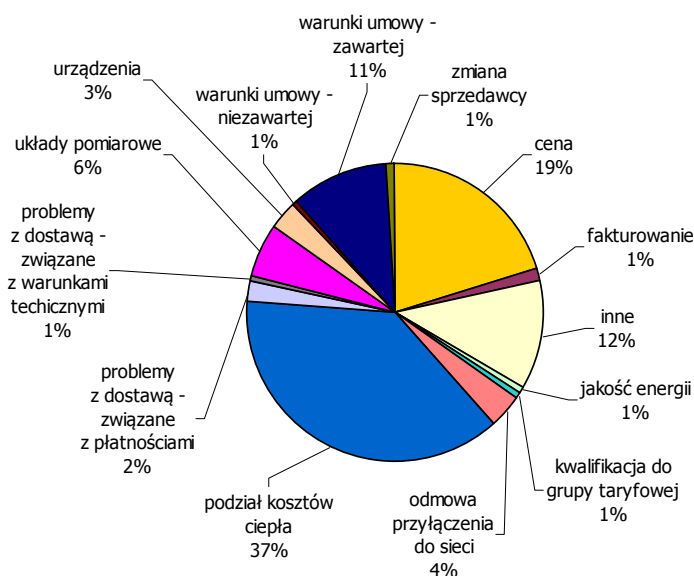
Odbiorcy gazu także najczęściej szukali informacji na temat zasad rozliczeń w poszczególnych grupach taryfowych i na podstawie prognoz oraz zmian cen paliwa gazowego i fakturowania (razem 39% spraw). Wśród kwestii wymagających wyjaśnienia odbiorcom gazu także często – podobnie jak w przypadku odbiorców energii elektrycznej – pojawiały się zagadnienia związane z realizacją umów zawartych (15%).

Rysunek 47. Problemy odbiorców gazu w 2012 r.



Źródło: URE.

Rysunek 48. Problemy odbiorców na rynku ciepła



Źródło: URE.

Stosunkowo najmniej spraw trafiło do Punktu Informacyjnego od odbiorców ciepła (140 zapytań). Wynika to m.in. ze specyfiki rynku ciepła, jak i kompetencji, jakie w tym zakresie posiadają oddziały terenowe URE. Z zakresu spraw zgłaszanych przez odbiorców ciepła dominującym problemem w 2012 r. był podział kosztów ciepła zarówno przez spółdzielnie mieszkaniowe, jak i wspólnoty (37%). Kolejną problematyczną kategorią pytań były kwestie związane z cenami (19%).

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, który powstał na podstawie art. 21 ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne¹⁴⁴⁾ oraz Zarządzenia Ministra Gospodarki z 1 października 2007 r. w sprawie nadania statutu Urzędowi Regulacji Energetyki w celu obsługi Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki¹⁴⁵⁾. Na mocy ww. przepisów oraz Zarządzenia Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z 14 października 2011 r. w sprawie ustalenia regulaminu organizacyjnego Urzędu Regulacji Energetyki (Zarządzenie Nr 7/2011), w skład urzędu w 2012 r. wchodziły następujące komórki organizacyjne:

- 1) departamenty i biura:
 - Departament Komunikacji Społecznej i Informacji;
 - Departament Przedsiębiorstw Energetycznych;
 - Departament Taryf;
 - Departament Promowania Konkurencji;
 - Biuro Prawne;
 - Biuro Dyrektora Generalnego,
- 2) wyodrębnione stanowiska:
 - Stanowisko do Spraw Ochrony Informacji Niejawnych;
 - Stanowisko do Spraw Współpracy Międzynarodowej;
 - Stanowisko do Spraw Audytu Wewnętrznego,
- 3) oddziały:
 - Oddział Centralny w Warszawie;
 - Południowo-Wschodni Oddział Terenowy z siedzibą w Krakowie;
 - Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Poznaniu;
 - Środkowo-Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Łodzi;
 - Wschodni Oddział Terenowy z siedzibą w Lublinie;
 - Północny Oddział Terenowy z siedzibą w Gdańsku;
 - Północno-Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Szczecinie;
 - Południowy Oddział Terenowy z siedzibą w Katowicach;
 - Południowo-Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą we Wrocławiu.

Prezes URE reguluje działalność przedsiębiorstw energetycznych zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne i polityką energetyczną państwa, zmierzając do równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii. Do zadań Prezesa URE należy nadzór nad realizacją zadań wynikających z art. 23 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne.

Z upoważnienia Prezesa URE w 2012 r., Wiceprezes URE realizował zadania w zakresie:

- zadań Prezesa URE o efektywności energetycznej,
- zadań Prezesa URE określonych w ustawie o zapasach oraz zadań wynikających z realizacji ustawy o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw w zakresie nakładania kar pieniężnych oraz udostępniania wymaganych danych do Systemu Monitorowania i Kontrolowania Jakości Paliw,
- zadań określonych w ustawie o biopaliwach, w tym monitorowania realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego.

¹⁴⁴⁾ Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, z późn. zm.

¹⁴⁵⁾ M. P. z 2007 r. Nr 71, poz. 769 oraz z 2011 r. Nr 84, poz. 879.

2. ZATRUDNIENIE I KWALIFIKACJE

Spośród osób zatrudnionych w URE, na 31 grudnia 2012 r. 61 osób posiadało status urzędnika służby cywilnej, w tym 51 osób, które pomyślnie przeszły postępowanie kwalifikacyjne (w 2012 r. – 1 osoba) oraz 10 absolwentów Krajowej Szkoły Administracji Publicznej. Urzędnicy służby cywilnej stanowili 19% osób zatrudnionych w URE.

Pracownicy z wykształceniem wyższym stanowią 93,2% zatrudnionych, w tym:

- 1) ekonomiści – 14,8%,
- 2) prawnicy – 20,1%,
- 3) energetycy i elektrycy – 7,1%,
- 4) mechanicy – 4,3%,
- 5) specjaliści z zakresu zarządzania – 8,0%
- 6) specjaliści z zakresu ochrony środowiska – 1,8%,
- 7) administratywiści – 7,4%,
- 8) inne zawody – 36,5%.

3. BUDŻET

Plan dochodów i wydatków na 31 grudnia 2012 r. dla części 50 – Urząd Regulacji Energetyki (URE) wynosił:

- dochody: 86 080 tys. zł,
- wydatki: 36 187 tys. zł.

Wykonanie budżetu URE ukształtowało się następująco:

- dochody wyniosły 97 641 tys. zł, tj. 113,4% planu,
- wydatki wyniosły 36 098 tys. zł, tj. 99,8% planu po zmianach.

3.1. Dochody

W 2012 r. łączne wykonanie dochodów URE wyniosło 97 641 tys. zł, co stanowiło 113,4% planu na rok 2012. Dochody uzyskane w 2012 r. były o 7,0% wyższe niż w roku 2011.

Opłaty z tytułu uzyskania koncesji

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 – Pra-

wo 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 koncesja¹⁴⁶).

Z tytułu opłat koncesyjnych do budżetu państwa wpłynęło 97 464 tys. zł, co stanowiło 113,3% planowanych na 2012 r. dochodów z tego tytułu.

W 2012 r. w celu wyegzekwowania należności z tytułu opłat koncesyjnych oraz kar pieniężnych nałożonych na przedsiębiorstwa energetyczne, prowadzono następujące działania windykacyjne:

- wysłano 2 wezwania do zapłaty do koncesjonariuszy, którzy nie wnieśli opłat za lata ubiegłe, ani nie przesłali formularzy,
- wysłano 2 wezwania o nadesłanie formularzy,
- wysłano 225 wezwań do zapłaty do koncesjonariuszy, którzy nie wnieśli opłat, a przesłali formularze,
- wysłano 111 wezwań do uregulowania odsetek,
- wysłano 365 potwierdzeń sald i 257 pozostałych wezwań do zapłaty,
- w stosunku do 10 przedsiębiorstw energetycznych wszczęto z urzędu postępowanie administracyjne w sprawie obliczenia opłaty za lata ubiegłe, w związku z uregulowaniem opłat umorzono 41 postępowań (umorzenia dotyczą także postępowań wszczętych w 2011 r.),
- 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 73 przedsiębiorstw energetycznych wysokość opłaty koncesyjnej,
- w trybie art. 15 ustawy z 17 czerwca 1966 r. o postępowaniu egzekucyjnym w administracji – wysłano 141 upomnień, w tym 1 dotyczące kary pieniężnej,
- zgodnie z przepisami ww. ustawy wystawiono 205 tytułów wykonawczych do urzędów skarbowych, w tym 66 dotyczących kar pieniężnych.

Pozostałe dochody

Pozostałe dochody URE ukształtowały się następująco:

- odsetki z tytułu nieterminowych wpłat opłat koncesyjnych – 159 tys. zł,
- wpływy z różnych dochodów – 18 tys. zł.

3.2. Wydatki

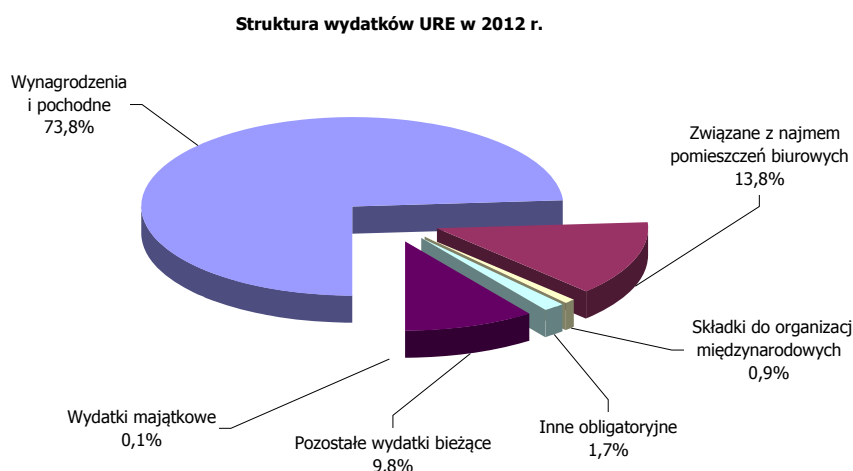
W 2012 r. Urząd Regulacji Energetyki realizował wydatki budżetowe w rozdziale 75001 Urzędy naczelnych i centralnych organów administracji rządowej. W planie po zmianach środki na wydatki wyniosły 36 187 tys. zł. Wykonanie wydatków ogółem wyniosło 36 098 tys. zł, tj. 99,8% planu po zmianach, z tego:

- wydatki bieżące: 36 062 tys. zł,
w tym:
 - na wynagrodzenia i pochodne: 26 637 tys. zł,
 - na pozostałe wydatki bieżące: 9 425 tys. zł,
- wydatki na świadczenia na rzecz osób fizycznych: 5 tys. zł,
- wydatki na zakupy inwestycyjne: 31 tys. zł.

Podobnie jak w latach ubiegłych największą grupą były wydatki bieżące jednostek budżetowych – 36 062 tys. zł. Stanowiły one 99,9% ogółu wydatków URE.

¹⁴⁶ Dz. U. z 1998 r. Nr 60, poz. 387 i z 1999 r. Nr 92, poz. 1049.

Rysunek 49. Wydatki URE w 2012 r.



Źródło: URE.

Największą pod względem wielkości realizacji pozycją wydatków URE były wynagrodzenia wraz z pochodnymi, które wyniosły 26 637 tys. zł i stanowiły 73,8% poniesionych wydatków ogółem oraz wydatki związane z najmem pomieszczeń biurowych w wysokości 4 971 tys. zł tj. 13,8% wydatków ogółem.

Pozostałe wydatki bieżące dotyczyły:

- składek do organizacji międzynarodowych (313 tys. zł – 0,8%),
- różnych obligatoryjnych wydatków związanych z pracownikami, w tym składki na PFRON, odpisy na ZFSS, badania wstępne i okresowe, szkolenia (608 tys. zł – 1,7%),
- innych wydatków bieżących, w tym wynagrodzeń bezosobowych, zakupu materiałów (m.in. biurowych, papieru, tonerów, paliwa, części zamiennych i eksploatacyjnych) i wyposażenia, zakupu usług remontowych, zakupu usług pozostałych (m.in. informatyczne, monitoring, usługi czystości), zakupu usług telekomunikacyjnych i pocztowych, tłumaczeń, analiz i opinii, podróży służbowych krajowych i zagranicznych, różnych opłat i składek, kosztów postępowania sądowego (3 533 tys. zł – 9,8%).

Wydatki majątkowe wyniosły 31 tys. zł i stanowiły 0,1% ogółu poniesionych wydatków. Dotyczyły głównie wydatków związanych z zakupem sprzętu komputerowego i oprogramowania.

Wydatki osobowe nie zaliczane do wynagrodzeń (zwroty za okulary) wyniosły 5 tys. zł.

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 planie po zmianach. Umowy, których przedmiotem były dostawy towarów lub usług zawierane były na zasadach określonych w ustawie o zamówieniach publicznych.

Część
VI

KONTROLA DZIAŁALNOŚCI

PREZESA URE

1. SĄDOWA KONTROLA DZIAŁALNOŚCI PREZESA URE

I. W 2012 r. Prezes URE wydał łącznie 5 402 decyzji administracyjnych, z czego odwołania do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów wniesiono od 170 decyzji. Oznacza to, że zaskarżono 3,15% wydanych decyzji.

Dla porównania: w poprzednim roku wydano 4 610 decyzji administracyjnych i wniesiono 171 odwołań (co stanowiło 3,7% wydanych decyzji), w 2010 r. wydano 4 869 decyzji administracyjnych i wniesiono 209 odwołań (co stanowiło 4,30% wydanych decyzji), w 2009 r. wydano 5 494 decyzji administracyjnych i wniesiono 189 odwołań (co stanowiło 3,44% wydanych decyzji), z kolei w 2008 r. wydano 6 254 decyzji administracyjnych i wniesiono 215 odwołań (co stanowiło 3,44% wydanych decyzji).

Dokonując – na przestrzeni kilku poprzednich lat – porównania procentowego zestawienia ilości wniesionych środków zaskarżenia do ilości podjętych decyzji, należy zauważyć, że odsetek odwołań od wydanych decyzji pozostaje na zbliżonym poziomie z nieznaczną tendencją wzrostową, przy czym w ubiegłym roku współczynnik ten – podobnie jak w roku ubiegłym – zmalał.

Do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów przekazanych zostało 156 odwołań, a w 14 przypadkach Prezes URE zmienił decyzję w trybie samokontroli na podstawie art. 479⁴⁸ § 2 ustawy z 17 listopada 1964 r. – Kodeks postępowania cywilnego¹⁴⁷). Ponadto od postanowień Prezesa URE wniesiono 48 zażaleń.

II. Do 31 grudnia 2012 r. Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów wydał łącznie 104 wyroki, w tym w 78 przypadkach oddalił odwołania od decyzji Prezesa URE, w 15 uchylił zaskarżone decyzje, a w 11 zmienił zaskarżone decyzje.

W 2012 r. Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów wydał 97 postanowień, w tym w 25 przypadkach oddalił zażalenia na postanowienia Prezesa URE, a w 6 uchylił zaskarżone postanowienie. Z kolei w 21 sprawach umorzył postępowanie sądowe, w 18 przypadkach odrzucił odwołanie, a w 23 odrzucił zażalenie. Natomiast 4 postanowienia dotyczyły odrzucenia apelacji.

Ponadto Sąd ten wydał 23 postanowienia w przedmiocie zawieszenia oraz podjęcia postępowania sądowego.

III. W 2012 r. w 41 przypadkach orzeczenia Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów zostały zaskarżone do Sądu Apelacyjnego w Warszawie, przy czym w 16 sprawach apelacje zostały wniesione przez Prezesa URE, zaś w pozostałych – przez strony.

Sąd Apelacyjny w Warszawie rozpoznał 47 apelacji wniesionych od wyroków Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, przy czym w 2 sprawach apelację wniósł zarówno Prezes URE, jak i strona. Zatem w 2012 r. Sąd Apelacyjny wydał 45 wyroków.

W 26 przypadkach Sąd Apelacyjny apelacje oddalił, uwzględniając stanowisko Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, przy czym w 19 przypadkach oddalone zostały apelacje wniesione przez strony, zaś w 7 przez Prezesa URE, natomiast w jednej z rozpoznanych spraw Sąd Apelacyjny oddalił apelacje obydwu stron.

Ponadto w 9 sprawach wyroki Sądu I instancji zostały uchylone, a sprawy zostały przekazane temu Sądowi do ponownego rozpatrzenia, uwzględniając w 5 przypadkach apelacje strony,

¹⁴⁷⁾ Dz. U. z 1964 r. Nr 43, poz. 296, z późn. zm.

zaś w 4 apelacje Prezesa URE (w jednej sprawie na skutek apelacji obydwu stron). Z kolei w 10 sprawach Sąd Apelacyjny zmienił zaskarżone wyroki.

Sąd ten rozpoznał także 28 zażaleń wniesionych na postanowienia wydane przez Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Spośród tych zażaleń 13 (pochodzących od stron) zostało przez Sąd oddalonych, w 4 przypadkach Sąd odrzucił zażalenie stron wniesione na postanowienie Sądu I instancji, w 8 sprawach – na skutek zażalenia strony – Sąd uchylił postanowienie Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, natomiast w 3 przypadkach zmienił zaskarżone postanowienie, w tym w 2 sprawach na skutek zażalenia Prezesa URE.

Niezależnie od powyższego Sąd Apelacyjny wydał 5 postanowień w przedmiocie odrzucenia skargi kasacyjnej.

IV. Od wyroków Sądu Apelacyjnego wniesiono 22 skargi kasacyjne. W 7 przypadkach skargę wniósł Prezes URE, zaś w pozostałych przypadkach – strony.

W 2012 r. Sąd Najwyższy rozpoznał 14 skarg kasacyjnych, przy czym 2 z nich wniósł Prezes URE, a pozostałe strony.

Sąd Najwyższy w 11 przypadkach odmówił przyjęcia skargi kasacyjnej do rozpoznania, w 1 sprawie skarga kasacyjna została oddalona, a w 2 przypadkach Sąd uchylił zaskarżone wyroki.

W 2012 r. Sąd Najwyższy wydał również 3 postanowienia w przedmiocie przyjęcia skargi kasacyjnej do rozpoznania.

V. Do Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego (WSA) w 2012 r. zostały przekazane 3 skargi na bezczynność Prezesa URE.

W 2012 r. WSA wydał 3 orzeczenia. Rozpoznane sprawy obejmowały skargi przedsiębiorców na bezczynność Prezesa URE, przewlekłość postępowania w sprawie zatwierdzenia taryfy oraz wezwanie w przedmiocie złożenia informacji na podstawie art. 28 ustawy – Prawo energetyczne.

W jednym przypadku – dotyczącym skargi na bezczynność – Sąd umorzył postępowanie, natomiast w pozostałych 2 sprawach wniesione skargi odrzucił.

VI. W 2012 r. Naczelny Sąd Administracyjny rozpoznał jedną sprawę w przedmiocie przewlekłości postępowania taryfowego, której stroną był Prezes URE.

Naczelny Sąd Administracyjny rozpoznając skargę przedsiębiorcy na postanowienie WSA odrzucające skargę na przewlekłość postępowania – uchylił zaskarżone rozstrzygnięcie i przekazał sprawę do ponownego rozpoznania Sądowi I instancji.

Tytułem wyjaśnienia nadmienić należy, iż również w roku objętym sprawozdaniem dało się zauważyć – podobnie jak w latach poprzednich – wydłużenie czasu trwania poszczególnych postępowań sądowych. Wydaje się, że obserwowana sytuacja jest konsekwencją coraz większego stopnia skomplikowania (zarówno pod względem prawnym, jak i faktycznym) prowadzonych przez Prezesa URE postępowań. W niektórych sprawach występują duże wątpliwości interpretacyjne, co skutkuje niejednokrotnie rozbieżnością 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, w szczególności z przesłuchania świadków lub stron (głównie przedsiębiorców), co nie pozostaje bez wpływu na termin zakończenia sprawy. W konsekwencji coraz rzadziej sprawy są rozpoznane i zakończone na jednej rozprawie.

Statystyka spraw rozstrzygniętych w Sądzie Okręgowym w Warszawie – Sądzie Ochrony Konkurencji i Konsumentów w 2012 r., przedstawia się następująco: Prezes URE **wygrał 169 spraw**¹⁴⁸⁾, a **przegrał 32**¹⁴⁹⁾.

¹⁴⁸⁾ Przez co należy rozumieć: oddalenie odwołania od decyzji Prezesa URE, oddalenie zażalenia na postanowienie Prezesa URE, odrzucenie tych odwołań i zażaleń, odrzucenie apelacji Powoda oraz umorzenie postępowania odwoławczego.

¹⁴⁹⁾ Przez co należy rozumieć: uchylenie zaskarżonej decyzji Prezesa URE, uchylenie zaskarżonego postanowienia Prezesa URE, zmianę zaskarżonej decyzji.

Odnosząc się do spraw przegranych należy wyjaśnić, że zmiana decyzji Prezesa URE przez Sąd Okręgowy jest konsekwencją kontynuacji przyjętej w ostatnim okresie przez ten Sąd polityki łagodzenia kar, co oznacza, iż Sąd wzorem lat poprzednich, miarkując karę najczęściej obniża ich wysokość, co skutkuje zmianą decyzji Prezesa URE w tym zakresie. Zaistniała sytuacja wydaje się znajdować uzasadnienie w ogólnym kryzysie ekonomicznym, który nie pozostaje również obojętny dla przedsiębiorców rynku energetycznego, wpływając niejednokrotnie na pogorszenie ich sytuacji finansowej, co Sąd bierze pod uwagę, również w odniesieniu do uchyleń z lat wcześniejszych.

Wyjaśnić należy, że w większości przypadków niekorzystne rozstrzygnięcia zostały zaskarżone przez Prezesa URE do Sądu Apelacyjnego. Zatem, spraw tych – wbrew dotychczasowej statystyce – nie można uznać za definitywnie zakończone w sposób negatywny, ponieważ apelacje wniesione przez Prezesa URE nie zostały jeszcze rozstrzygnięte przez Sąd Apelacyjny.

Statystyka spraw rozstrzygniętych w Sądzie Apelacyjnym w Warszawie w 2012 r., przedstawia się następująco: **Prezes URE wygrał 40 spraw¹⁵⁰⁾, a przegrał 18 spraw¹⁵¹⁾.**

W odniesieniu do spraw przegranych przez Prezesa URE wyjaśnienia wymaga, że rozstrzygnięcia Sądu Apelacyjnego niekorzystne dla Prezesa URE są wynikiem odmiennej interpretacji przepisów dokonanej przez ten Sąd i organ regulacyjny, w szczególności dotyczącej stosowania przepisów ustawy o KDT. Nadmienić należy, że regulacje te należą do szczególnie skomplikowanych i budzą liczne wątpliwości, które dotychczas pozostają nierozstrzygnięte. Niewątpliwie istotną wskazówką okażą się rozstrzygnięcia Sądu Najwyższego, o ile przyjmie do rozpoznania skargi kasacyjne Prezesa URE i przeciwnej strony postępowania, jednakże do chwili obecnej Sąd nie zajął stanowiska w tej kwestii.

Kolejne rozstrzygnięcia Sądu Apelacyjnego niekorzystne dla Prezesa URE są wynikiem konsekwentnej polityki liberalizacji kar, co skutkuje niejednokrotnie dalszym obniżaniem ich wysokości.

Statystyka spraw rozstrzygniętych w Sądzie Najwyższym w 2012 r., przedstawia się następująco: **Prezes URE wygrał 10 spraw¹⁵²⁾, przegrał 4¹⁵³⁾.**

Wyjaśnienia wymaga, iż rozstrzygnięcia niekorzystne dla Prezesa URE są wynikiem odmiennej interpretacji przepisów Prawa energetycznego dokonanej przez sądy i organ regulacyjny, jednocześnie zauważyć należy, iż dotyczą one spraw przekazanych do ponownego rozpoznania, a zatem w dalszym ciągu nierozstrzygniętych prawomocnym orzeczeniem.

Wydatki Prezesa URE z tytułu kosztów procesów w 2012 r. wyniosły 8 497 zł. Uzyskany przychód w postaci zwrotu kosztów procesów w tym roku wyniósł natomiast 18 540 zł. Zauważyć przy tym należy, że w większości przypadków Prezes URE był reprezentowany przez pracowników Biura Prawnego nie będących radcami prawnymi, w związku z tym nie w każdej wygranej sprawie zasądzone były koszty procesu.

¹⁵⁰⁾ Przez co należy rozumieć: oddalenie apelacji Powoda, oddalenie zażalenia Powoda, zmianę wyroku SOKiK na skutek apelacji Prezesa, odrzucenie zażalenia strony.

¹⁵¹⁾ Przez co należy rozumieć: oddalenie apelacji Prezesa URE, zmianę wyroku SOKiK, uchylenie wyroku i przekazanie sprawy do ponownego rozpatrzenia SOKiK na skutek apelacji Powoda.

¹⁵²⁾ Przez co należy rozumieć: oddalenie skargi kasacyjnej Powoda, odmowę przyjęcia skargi kasacyjnej Powoda do rozpoznania.

¹⁵³⁾ Przez co należy rozumieć: uchylenie zaskarżonego wyroku SA i przekazanie sprawy do ponownego rozpoznania, odmowę przyjęcia skargi kasacyjnej Pozwanego do rozpoznania.

2. KONTROLA DZIAŁALNOŚCI PREZESA URE PRZEZ NAJWYŻSZĄ IZBĘ KONTROLI ORAZ INNE INSTYTUCJE

W 2012 r. działalność Prezesa URE podlegała kontroli przeprowadzonej przez Najwyższą Izbę Kontroli w zakresie „Wykonania budżetu państwa w roku 2011 w części 50” – której dysponentem jest Prezes Urzędu Regulacji Energetyki.

Kontrola zakończona była oceną pozytywną.

W stosunku do uwag i zaleceń wynikających z przeprowadzonej kontroli, ujętych w wystąpieniu pokontrolnych, Prezes URE odniósł się w obowiązujących w tym zakresie trybach i terminach, przychylając się do wskazanych przez NIK wniosków i zaleceń, informując jednocześnie organa kontroli o podjętych działaniach w kierunku realizacji zaleceń.

Dokumenty kontroli udostępniane są na wniosek, zgodnie z przepisami ustawy z 6 września 2001 r. o dostępie do informacji publicznej¹⁵⁴).

Z „Informacjami o wynikach kontroli” przeprowadzonych przez NIK można zapoznać się na stronach Biuletynu Informacji Publicznej NIK – www.bip.nik.gov.pl. Natomiast szczegółowe informacje dotyczące poszczególnych kontroli przeprowadzanych w urzędzie są dostępne na stronie www.bip.ure.gov.pl.

3. KONTROLA ZARZĄDCZA

Oprócz szeregu zadań określonych w przepisach jako zadania regulatora, Prezes URE zgodnie z ustawą o finansach publicznych¹⁵⁵) jest zobowiązany do zapewnienia funkcjonowania w urzędzie adekwatnej, skutecznej i efektywnej kontroli zarządczej.

Kontrola zarządcza w jednostkach sektora finansów publicznych definiowana jest jako ogół działań podejmowanych dla zapewnienia realizacji celów i zadań w sposób zgodny z prawem, efektywny, oszczędny i terminowy, jej celem jest zapewnienie:

- 1) zgodności działalności z przepisami prawa oraz procedurami wewnętrznymi,
- 2) skuteczności i efektywności działania,
- 3) wiarygodności sprawozdań,
- 4) ochrony zasobów,
- 5) przestrzegania i promowania zasad etycznego postępowania,
- 6) efektywności i skuteczności przepływu informacji,
- 7) zarządzania ryzykiem.

¹⁵⁴) Dz. U. z 2001 r. Nr 112, poz. 1198, z późn. zm.

¹⁵⁵) Art. 68 ustawy z 27 sierpnia 2009r. (Dz. U. Nr 157, poz. 1240, z późn. zm.).

Corocznie sporządzany jest plan z działalności urzędu oraz sprawozdanie z wykonania tego planu określające, za pomocą przyjętych mierników, stopień realizacji zaplanowanych celów. Prezes URE corocznie również składa Ministrowi Gospodarki oświadczenie o stanie kontroli zarządczej za rok poprzedni.

Głównymi celami zaplanowanymi do realizacji w roku 2012 w Planie działalności urzędu były:

- Wzrost efektywności funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych,
- Rozwój konkurencyjnych rynków paliw i energii,
- Zapewnienie ciągłości dostaw paliw i energii,
- Wzrost udziału energii ze źródeł odnawialnych oraz kogeneracji,
- Poprawa efektywności energetycznej,
- Zapewnienie skutecznej realizacji wspólnotowej polityki energetycznej oraz skutecznego współdziałania PURE z unijnymi instytucjami i stowarzyszeniami/agencjami regulatorów.

Plan działalności, sprawozdanie oraz oświadczenie o stanie kontroli zarządczej podlegają publikacji w Biuletynie Informacji Publicznej¹⁵⁶⁾.

¹⁵⁶⁾ Obowiązek publikacji wynika z przepisów art. 70 ustawy o finansach publicznych.

Aneks

DZIAŁALNOŚĆ REGULACYJNA

URE I ODDZIAŁÓW

TERENOWYCH URE

Tabela 1. Działalność URE w zakresie koncesjonowania – liczba koncesjonowanych przedsiębiorstw – stan na 31 grudnia 2012 r.

Koncesjonowane przedsiębiorstwa*			
elektroenergetyka	gazownictwo	ciepłownictwo	paliwa ciekłe
1 629	110	456	8 505

* Dotyczy urzędu jako całości – wszyscy koncesjonariusze.

Tabela 2. Działalność OT w zakresie koncesjonowania – w 2012 r.

Wyszczególnienie	Wnioski w sprawach koncesyjnych ogółem rozpatrywane w 2012 r.	w tym zwrot wniosku	Decyzje w sprawach koncesyjnych						Postanowienia kończące postępowania w sprawach koncesyjnych
			ogółem	w tym:					
				udzielenie	zmiana	cofnięcie, uchylenie lub wygaśnięcie	odmowa udzielenia, zmiany lub cofnięcia	promesy	
Łącznie OT	3 342	28	2 622	951	910	514	41	118	116

Tabela 3. Działalność OT na rynku energii elektrycznej, gazu i ciepła – w 2012 r.

Wyszczególnienie	Koncesjonowane przedsiębiorstwa	Decyzje o udzieleniu koncesji na działalność ciepłowniczą, zaopatrzenie w energię elektryczną i gaz				Decyzje w sprawie	
		ogółem	z tego:			zatwierdzenia taryfy* dla energii elektrycznej**, gazu i ciepła	zmian dotychczas stosowanych taryf na energię elektryczną, gaz i ciepło*
			na wytwarzanie	na przesyłanie i/lub dystrybucję	na obrót		
Łącznie OT	2 006	185	159	12	14	511	437

* Wszystkie decyzje w sprawie zatwierdzenia bądź zmiany taryf (zatwierdzenie, odmowa, umorzenie).

** Obejmuje decyzje zwalniające z obowiązku przedkładania taryf w zakresie obrotu energią elektryczną dla grup innych niż G.

Tabela 4. Działalność OT na rynku paliw ciekłych – w 2012 r.

Wyszczególnienie	Koncesjonowane przedsiębiorstwa prowadzące działalność w zakresie obrotu paliwami ciekłymi	Wnioski w sprawach koncesji na obrót paliwami ciekłymi rozpatrywane w 2012 r.	Decyzje w sprawach koncesyjnych				
			ogółem	w tym:			
				udzielenie	zmiana	odmowa udzielenia	odmowa zmiany
Łącznie OT	8 490	2 276	1 776	763	459	34	4

Tabela 5. Efekty regulacyjne z procesu zatwierdzania taryf w ciepłownictwie – w 2012 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]				
Łącznie OT	12 548 784,48	12 231 502,36	317 282,12	10,40	7,61

Tabela 6. Efekty regulacyjne z procesu zatwierdzania taryf dla energii elektrycznej – w 2012 r.

Wyszczególnienie	Przychody roczne		Obniżka przychodów	Wnioskowany przez przedsiębiorstwa średni wzrost opłat w taryfach na energię elektryczną	Wzrost opłat w taryfach na energię elektryczną zatwierdzonych przez Prezesa URE
	wnioskowane przez przedsiębiorstwa elektroenergetyczne	zatwierdzone w taryfach			
	[tys. zł]				
Łącznie OT	295 581,19	288 245,09	7 336,10	6,98	4,32

Tabela 7. Efekty regulacyjne z procesu zatwierdzania taryf dla gazu – w 2012 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]				
Łącznie OT	157 269,32	156 790,93	478,39	3,39	3,1

Tabela 8. Skargi i kary – w 2012 r.

Wyszczególnienie	Skargi					Nałożone kary	
	ogółem	z tego dotyczące:				ilość	łączna wysokość [zł]
		ciepła	energii elektrycznej	gazu	paliw ciekłych		
Łącznie OT	1 178	127	926	106	19	58	620 652,85

Tabela 9. Realizacja kompetencji Prezesa URE w zakresie rozstrzygania przez OT spraw spornych na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne – w 2012 r.

Wyszczególnienie	Wnioski o wydanie decyzji	Decyzje					Wnioski o wydanie postanowienia o podjęciu lub kontynuowaniu dostaw	Postanowienia o podjęciu lub kontynuowaniu dostaw
		ogółem	z tego:					
			wstrzymanie dostaw	odmowa zawarcia umowy sprzedaży	odmowa zawarcia umowy o przyłączenie do sieci	odmowa zawarcia umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji		
Łącznie OT	188	155	39	13	101	2	30	14

Tabela 10. Działalność dotycząca monitorowania i kontroli OT* ** – w 2012 r.

Wyszczególnienie	Działalność dotycząca monitorowania i kontroli w zakresie:					
	przestrzegania warunków prowadzenia działalności koncesjonowanej	stosowania taryf	sposobu prowadzenia ewidencji księgowej zgodnie z art. 44 ustawy – Prawo energetyczne 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
Łącznie OT	975	949	550	182	14	787

* Dotyczy wszelkich postępowań, w których OT dokonał czynności o charakterze monitoringu lub czynności kontrolnych.

** Wewnętrzna procedura kontroli wskazuje, że tylko kontrola, o której mowa w ustawie o swobodzie działalności gospodarczej może być traktowana jako postępowanie kontrolne.

Tabela 11. Pozostała działalność OT – w 2012 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
Łącznie OT	2 409	1 062	585	103	659