

SPRAWOZDANIE

z DZIAŁALNOŚCI PREZESA

URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

w 2015 r.

Warszawa, kwiecień 2016

SPIS TREŚCI

5	Wykaz skrótów używanych w Sprawozdaniu
9	Słowo wstępne Prezesa URE
11	Wprowadzenie
15	I. PREZES URE – INSTYTUCJA REGULACYJNA
15	1. Status prawny i ustawowe obowiązki Prezesa URE
22	2. Organizacja i funkcjonowanie urzędu
23	3. Zatrudnienie i kwalifikacje
25	4. Budżet
25	4.1. Dochody
27	4.2. Wydatki
28	5. Sądowa kontrola działalności Prezesa URE
34	6. Kontrola działalności Prezesa URE przez Najwyższą Izbę Kontroli oraz inne instytucje kontrolne
35	7. Kontrola zarządcza
36	8. Współpraca międzynarodowa
39	II. REALIZACJA ZADAŃ Z ZAKRESU REGULACJI GOSPODARKI PALIWAMI I ENERGIĄ
39	1. Elektroenergetyka
39	1.1. Rynek energii elektrycznej – sytuacja ogólna
39	1.1.1. Rynek hurtowy
48	1.1.2. Rynek detaliczny
53	1.2. Regulowanie działalności przedsiębiorstw elektroenergetycznych
53	1.2.1. Koncesje
58	1.2.2. Taryfy i warunki ich kształtowania
62	1.2.3. Wyznaczanie operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych
63	1.2.4. Certyfikat niezależności
64	1.2.5. Zatwierdzanie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci
65	1.2.6. Monitorowanie funkcjonowania operatorów
65	1.2.6.1. Monitorowanie realizacji zadań wykonywanych przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych
82	1.2.6.2. Kontrolowanie realizacji obowiązków w zakresie warunków dostępu do sieci
88	1.2.6.3. Monitorowanie warunków przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywanie napraw tej sieci
95	1.2.6.4. Monitorowanie procesu zmiany sprzedawcy
98	1.2.6.5. Ocena realizacji Programów Zgodności
101	1.2.7. Realizacja obowiązków wynikających z rozporządzenia REMIT
103	1.3. Budowa zintegrowanego rynku energii elektrycznej
103	1.3.1. Rynki i inicjatywy regionalne energii elektrycznej (ERI)
104	1.3.2. Zagadnienie nieplanowych przepływów energii elektrycznej

109	1.3.3.	Współpraca z właściwymi organami w zakresie sporządzania i stosowania kodeksów sieci oraz zatwierdzania metod zarządzania ograniczeniami
109	1.3.3.1.	Kodeksy sieciowe i wytyczne Komisji Europejskiej
112	1.3.3.2.	Zatwierdzanie metod alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami
113	1.4.	Realizacja obowiązków dotyczących transeuropejskiej infrastruktury energetycznej
114	1.5.	Realizacja obowiązków wynikających z ustawy o rozwiązaniu kontraktów długoterminowych (KDT)
116	1.6.	Wspieranie odnawialnych źródeł energii (OZE) i kogeneracji (CHP)
119	1.6.1.	Wydawanie i umarzanie świadectw pochodzenia oraz świadectw pochodzenia z kogeneracji. Wydawanie gwarancji pochodzenia
123	1.6.2.	Kontrola realizacji obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii oraz świadectw pochodzenia z kogeneracji
125	1.6.3.	Ustalanie jednostkowych opłat zastępczych
126	1.6.4.	Sprawy sporne dotyczące odmowy przyłączenia do sieci odnawialnych źródeł energii
128	1.7.	Monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w zakresie bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej
128	1.7.1.	Monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego
136	1.7.2.	Uzgodnianie projektów planów rozwoju elektroenergetycznych przedsiębiorstw sieciowych
137	1.7.3.	Udzielanie zgody na budowę linii bezpośredniej
137	1.7.4.	Uzgodnianie planu wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej opracowanego przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego
140	1.7.5.	Monitorowanie wypełniania obowiązku utrzymywania zapasów paliw
141	1.7.6.	Monitorowanie bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej
145	2.	Gazownictwo
145	2.1.	Rynek gazu ziemnego – sytuacja ogólna
145	2.1.1.	Rynek hurtowy
148	2.1.2.	Rynek detaliczny
150	2.2.	Regulowanie działalności przedsiębiorstw gazowniczych
150	2.2.1.	Koncesje
154	2.2.2.	Taryfy i warunki ich kształtowania
165	2.2.3.	Wyznaczanie operatorów systemów gazowych
169	2.2.4.	Certyfikaty niezależności
170	2.2.5.	Zatwierdzanie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci
173	2.2.6.	Monitorowanie funkcjonowania operatorów
173	2.2.6.1.	Monitorowanie wypełniania zadań przez operatorów systemów przesyłowych, dystrybucyjnych i magazynowych w zakresie warunków dostępu do sieci i instalacji
176	2.2.6.2.	Monitorowanie warunków przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywanie napraw tej sieci
177	2.2.6.3.	Monitorowanie procesu zmiany sprzedawcy
178	2.2.6.4.	Ocena realizacji Programów Zgodności
180	2.3.	Budowa zintegrowanego rynku gazu ziemnego
180	2.3.1.	Udział Polski w inicjatywach regionalnych gazu ziemnego
182	2.3.2.	Współpraca w zakresie sporządzania i stosowania kodeksów sieci

186	2.4. Przesłanki i ocena bezpieczeństwa dostarczania gazu ziemnego
186	2.4.1. Współpraca w zakresie budowy połączeń transgranicznych
191	2.4.2. Uzgadnianie projektów planów rozwoju gazowniczych przedsiębiorstw sieciowych
194	2.4.3. Udzielanie zgody na budowę gazociągu bezpośredniego
195	2.4.4. Weryfikacja lub ustalanie wielkości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego
196	2.4.5. Zatwierdzanie planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego
199	2.4.6. Kontrolowanie wypełniania przez właściciela sieci przesyłowej oraz operatora systemu przesyłowego gazowego ich obowiązków, w tym monitorowanie powiązań oraz przepływu informacji między nimi
200	2.4.7. Monitorowanie wypełniania obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego
201	2.4.8. Ocena bezpieczeństwa dostarczania gazu ziemnego
214	3. Ciepłownictwo
214	3.1. Rynek ciepła – sytuacja ogólna
214	3.1.1. Lokalne rynki ciepła
215	3.1.2. Bilans podaży i zużycia ciepła
216	3.2. Regulowanie działalności przedsiębiorstw ciepłowniczych
216	3.2.1. Koncesje
218	3.2.2. Taryfy i warunki ich kształtowania
219	3.2.3. Inne działania
221	4. Paliwa ciekłe i biopaliwa ciekłe
221	4.1. Rynek paliw ciekłych – sytuacja ogólna
221	4.1.1. Charakterystyka rynku
222	4.1.2. Prawo i praktyka koncesjonowania
226	4.2. Monitorowanie rynku paliw ciekłych i biopaliw ciekłych
228	4.3. Monitorowanie realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego
230	5. System wsparcia efektywności energetycznej
232	5.1. Organizowanie i przeprowadzanie przetargów w celu wyboru przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej, za które można uzyskać świadectwa efektywności energetycznej
237	5.2. Wydawanie świadectw efektywności energetycznej
239	6. Inne zadania Prezesa URE
239	6.1. Kontrolowanie działalności przedsiębiorstw energetycznych
239	6.1.1. Kontrola stosowania taryf
240	6.1.2. Działania interwencyjne – przykłady
244	6.1.3. Kontrola realizacji obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej i paliw gazowych
247	6.1.4. Opinie na wnioski Marszałków Województw dotyczące skutków zastosowania drugiej zasady łączenia
247	6.2. Kontrolowanie zapewnienia równego i otwartego dostępu do sieci transportowej dwutlenku węgla i podziemnych składowisk dwutlenku węgla
247	6.3. Nakładanie kar pieniężnych
250	6.4. Rozstrzyganie sporów
251	6.5. Statystyka publiczna

252	6.6. Publikowanie wskaźników cenowych
252	6.6.1. Średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym oraz sposób jej obliczania
253	6.6.2. Średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji
254	6.6.3. Średnie ceny sprzedaży ciepła wytworzonego w należących do przedsiębiorstw posiadających koncesje jednostkach wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji
254	6.6.4. Średnia cena energii elektrycznej dla gospodarstw domowych
255	6.6.5. Średnia kwartalna cena energii elektrycznej niepodlegająca obowiązkowi publicznej sprzedaży
256	6.6.6. Średnie kwartalne ceny zakupu gazu ziemnego z zagranicy
256	6.6.7. Wskaźnik referencyjny ustalany dla potrzeb kalkulacji taryf
257	6.7. Raport Prezesa URE o działalności gospodarczej w sektorze energetycznym oraz planach rozwoju operatorów systemu elektroenergetycznego i gazowego
257	6.8. Powoływanie komisji kwalifikacyjnych
259	6.9. Rozwój sieci inteligentnych
260	7. URE w liczbach – działalność regulacyjna Urzędu Regulacji Energetyki

263 III. DZIAŁANIA NA RZECZ WZMOCNIENIA POZYCJI ODBIORCY

263	1. Formalne środki prawne
263	1.1. Kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców
264	1.2. Skargi na działania przedsiębiorstw energetycznych
267	2. Współdziałanie z właściwymi organami w przeciwdziałaniu praktykom przedsiębiorstw energetycznych ograniczających konkurencję
268	3. Współpraca z innymi organizacjami
269	4. Upowszechnianie wiedzy o rynku konkurencyjnym i prawach konsumenta
269	4.1. Działalność informacyjno-edukacyjna
274	4.2. Współpraca ze środkami masowego przekazu
275	4.3. Działalność Punktu Informacyjnego dla Odbiorców Energii i Paliw Gazowych

279 WNIOSKI I UWAGI

WYKAZ SKRÓTÓW UŻYWANYCH W SPRAWOZDANIU

ACER	<i>Agency for the Cooperation of Energy Regulators</i> – Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki
dyrektywa 2009/72/WE	dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE (Dz. U. UE L 2009.211.55)
dyrektywa 2009/73/WE	dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 2003/55/WE (Dz. U. UE L 2009.211.94)
ENTSO-E	<i>The European Network of Transmission System Operators for electricity</i> – Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych energii elektrycznej
ENTSO-G	<i>The European Network of Transmission System Operators for gas</i> – Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych gazu
GK PGNiG S.A.	Grupa Kapitałowa Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa S.A.
GUD	Generalna Umowa Dystrybucji
GUD-K	Generalna Umowa Dystrybucji dla Usługi Kompleksowej
GUS	Główny Urząd Statystyczny
IRIESD	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej
IRIESP	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej
KDT	Kontrakty długoterminowe
kpa	ustawa z 14 czerwca 1960 r. Kodeks postępowania administracyjnego (Dz. U. z 2016 r. poz. 23)
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny
LNG	<i>Liquefied Natural Gas</i> – Skroplony Gaz Ziemny
OGP Gaz-System S.A.	Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A.
OREO	Operator Rozliczeń Energii Odnawialnej S.A.
OSD	Operator Systemu Dystrybucyjnego
OSM	Operator Systemu Magazynowania
OSP	Operator Systemu Przesyłowego
OZE	Odnawialne Źródła Energii
PGNiG S.A.	Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.

PGNiG OD Sp. z o.o.	PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.
Prezes ARR	Prezes Agencji Rynku Rolnego
Prezes UOKiK	Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów
Prezes URE	Prezes Urzędu Regulacji Energetyki
PSE S.A.	Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.
PSG Sp. z o.o.	Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.
PTPiREE	Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej
rozporządzenie 347/2013	rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 347/2013 z 17 kwietnia 2013 r. w sprawie wytycznych dotyczących transeuropejskiej infrastruktury energetycznej, uchylające decyzję nr 1364/2006/WE oraz zmieniające rozporządzenia (WE) nr 713/2009, (WE) nr 714/2009 i (WE) nr 715/2009 (Dz. U. UE L 2013.115.39)
rozporządzenie 543/2013	rozporządzenie Komisji Europejskiej (UE) nr 543/2013 z 14 czerwca 2013 r. w sprawie dostarczania i publikowania danych na rynkach energii elektrycznej, zmieniające załącznik I do rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 (Dz. U. UE L 2013.163.1)
rozporządzenie 713/2009	rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 713/2009 z 13 lipca 2009 r. ustanawiające Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (Dz. U. UE L 2009.211.1)
rozporządzenie 714/2009	rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 z 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 (Dz. U. UE L 2009.211.15 z późn. zm.)
rozporządzenie 715/2009	rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1775/2005 (Dz. U. UE L 2009.211.36 z późn. zm.)
rozporządzenie 994/2010	rozporządzenie 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/WE (Dz. U. UE L 2010.295.1)
rozporządzenie 2015/1222	rozporządzenie Komisji (UE) 2015/1222 z 24 lipca 2015 r. ustanawiające wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (Dz. Urz. UE L 197 z 25.07.2015 r.)
rozporządzenie BAL	rozporządzenie Komisji (UE) nr 312/2014 z 26 marca 2014 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący bilansowania gazu w sieciach przesyłowych (OJ L 91, 27.03.2014)
rozporządzenie CAM	rozporządzenie Komisji (UE) nr 984/2013 z 14 października 2013 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący mechanizmów alokacji zdolności w systemach przesyłowych gazu i uzupełniającego rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 (OJ L 273, 15.10.2013)

rozporządzenie IO	rozporządzenie Komisji (UE) nr 703/2015 z 30 kwietnia 2015 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący zasad interoperacyjności i wymiany danych (OJ L 113, 1.05.2015)
rozporządzenie REMIT	rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 z 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii (Dz. U. UE L 2011.326.1)
SGT EuRoPol GAZ S.A.	System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A.
SOKiK	Sąd Okręgowy w Warszawie – Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów
TGE S.A.	Towarowa Giełda Energii S.A.
TOE	Towarzystwo Obrotu Energią
TPA	<i>Third Party Access</i> – Zasada Dostępu Strony Trzeciej do Sieci
UE	Unia Europejska
UOKiK	Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów
URE, urząd	Urząd Regulacji Energetyki
ustawa OZE	ustawa z 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2015 r. poz. 478 z późn. zm.)
ustawa – Prawo energetyczne	ustawa z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2012 r. poz. 1059 z późn. zm.)
ustawa nowelizująca	ustawa z 26 lipca 2013 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2013 r. poz. 984)
ustawa zmieniająca	ustawa z 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz zmianie niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2010 r. Nr 21, poz. 104)
ustawa o biopaliwach	ustawa z 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych (Dz. U. z 2015 r. poz. 775 z późn. zm.)
ustawa o efektywności energetycznej	ustawa z 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2015 r. poz. 2167 z późn. zm.)
ustawa o rozwiązaniu KDT	ustawa z 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz. U. z 2007 r. Nr 130, poz. 905 z późn. zm.)
ustawa o statystyce	ustawa z 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej (Dz. U. z 2012 r. poz. 591 z późn. zm.)
ustawa o swobodzie działalności gospodarczej	ustawa z 2 lipca 2004 r. o swobodzie działalności gospodarczej (Dz. U. z 2015 r. poz. 584 z późn. zm.)
ustawa o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw	ustawa z 25 sierpnia 2006 r. o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw (Dz.U. z 2014 r. poz. 1728 z późn. zm.)
ustawa o zamówieniach publicznych	ustawa z 29 stycznia 2004 r. – Prawo zamówień publicznych (Dz. U. z 2015 r. poz. 2164)

ustawa o zapasach | ustawa z 16 lutego 2007 r. o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym (Dz. U. z 2014 r. poz. 1695 z późn. zm.)



Szanowni Państwo,

Z przyjemnością przekazuję w Państwa ręce najnowsze, osiemnaste już, Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

2015 rok to okres wielu zmian w sektorze energetycznym. Zgodnie z chronologią w pierwszej kolejności, wymienię wejście w życie w ubiegłym roku, długo oczekiwanej ustawy o odnawialnych źródłach energii, która wprowadziła m.in. nową metodę wsparcia zielonej energii w postaci systemu aukcyjnego. Inną ważną dla rozwoju rynku energii zmianą na poziomie legislacyjnym jest znowelizowanie ustawy – Prawo energetyczne w zakresie obowiązków dotyczących rozporządzenia REMIT, w celu wykrywania nadużyć na hurtowych rynkach energii.

Z perspektywy regulatora rynku energii 2015 to także rok, w którym zakończono prace nad bardzo ważnym projektem urzędu, tzw. regulacją jakościową. Nowy model regulacji został wypracowany z myślą o konsumencie jako odbiorcy najwyższych standardów jakości towarów i usług.

Z satysfakcją przyjąłem również wydaną jesienią 2015 r. decyzję Agencji Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER) w sprawie nieplanowanych przepływów energii, zgodnie z którą zaleca się wdrożenie w regionie Europy Środkowo-Wschodniej metody łączenia rynków krajowych, z uwzględnieniem rzeczywistych przepływów energii w sieci tzw. Flow-Based Market Coupling.

Wspomniane wyżej zmiany to zaledwie część ważnych działań i decyzji realizowanych w ubiegłym roku, które były punktem odniesienia bądź przedmiotem prac prowadzonych w Urzędzie Regulacji Energetyki. Z kolei całość prac podejmowanych w URE z myślą o rozwoju rynku energii w Polsce przedstawia niniejsze Sprawozdanie, które jako Prezes Urzędu Regulacji Energetyki mam zaszczyt przedłożyć Państwu już po raz drugi.

Zapraszam do lektury!

WPROWADZENIE

Niniejszy dokument stanowi Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2015 r. Prezentowane zagadnienia odnoszą się do sposobu realizacji obowiązków Prezesa URE, wynikających przede wszystkim z ustawy – Prawo energetyczne oraz innych aktów prawnych, dotyczących spraw z zakresu regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji ze szczególnym uwzględnieniem oceny bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i gazu ziemnego. Mowa tu m.in. o ustawie o efektywności energetycznej, ustawie o biopaliwach, ustawie o rozwiązaniu KDT, ustawie o zapasach czy też ustawie o odnawialnych źródłach energii.

Dokument odnosi się również do sposobu realizacji coraz większej liczby zadań Prezesa URE wynikających z przepisów prawa europejskiego, a przede wszystkim z rozporządzeń 714/2009 i 715/2009, a także z wydanych na ich podstawie rozporządzeń ustanawiających wytyczne Komisji Europejskiej oraz kodeksy sieciowe.

W praktyce działań regulacyjnych, w 2015 r., podobnie jak w latach ubiegłych, Prezes URE konsekwentnie i odpowiedzialnie wypełniał misję zapewnienia równowagi interesów uczestników rynku paliw i energii w ramach realizowanej przez państwo polityki energetycznej, podporządkowaną takim nadrzędnym przesłankom jak bezpieczeństwo energetyczne, konkurencyjność gospodarki i zrównoważony rozwój.

Rok 2015 to rok wielu zmian w szeroko rozumianej energetyce, a przede wszystkim istotnych zmian legislacyjnych w różnych obszarach, jak odnawialne źródła energii czy REMIT.

Duże zmiany dotyczyły w ubiegłym roku systemu wsparcia źródeł odnawialnych. Weszła w życie długo oczekiwana ustawa o odnawialnych źródłach energii, a wraz z nią metoda wsparcia zielonej energii w postaci systemu aukcyjnego.

W 2015 r. zakończono też prace nad jednym z ważniejszych projektów URE, jakim jest zapowiadana już wcześniej regulacja jakościowa. Celem wprowadzenia takiego modelu regulacji jest przede wszystkim poprawa jakości świadczonych odbiorcom usług dystrybucji m.in. poprzez poprawę jakości i niezawodności dostarczania energii, poprawę jakości obsługi odbiorców oraz zapewnienie optymalnego poziomu efektywności realizowanych inwestycji. W nowej regulacji wprowadzono szereg wskaźników, które mają być na koniec okresu regulacji, czyli w 2020 r., poprawione o 50%. Przykładowo, obecnie średni czas przerw w dostawach prądu (tzw. SAIDI), wynosi 272 minuty rocznie. Celem nowej regulacji jest skrócenie go do 136 minut w 2020 r.

Słuszność tego podejścia zweryfikowały upalne, sierpniowe dni. Po raz pierwszy od prawie ćwierćwiecza przetestowane zostały procedury bezpieczeństwa związane z wprowadzeniem stopni zasilania, kiedy to operator wprowadził ograniczenia w poborze energii ze względu na trudną sytuację w krajowym systemie elektroenergetycznym. Ta sytuacja zdaje się potwierdzać konieczność podjęcia decyzji dotyczących wprowadzenia mechanizmu zapewniającego bezpieczeństwo energetyczne kraju.

Wiele ważnych działań podjęto w kontekście budowy jednolitego, wspólnotowego rynku energii. Bardziej transparentny ma być hurtowy handel energią elektryczną. W celu wykrywania nadużyć znowelizowano po raz kolejny Prawo energetyczne wprowadzając do krajowego ustawodawstwa obowiązki związane z tzw. unijnym rozporządzeniem REMIT. Jego celem jest identyfikacja i zapobieganie manipulacjom na hurtowych rynkach energii. Wszystkie transakcje zakupu i sprzedaży energii elektrycznej i gazu ziemnego zawierane na TGE S.A., jak również informacje o funkcjonowaniu systemów energetycznych, mają być raportowane.

Bardzo ważną dla Polski decyzję, która zmieni europejski rynek podjęła – na wniosek polskiego regulatora – ACER. Chodzi o zjawisko tzw. nieplanowych przepływów energii. Problem ten wynika przede wszystkim z nieskoordynowanej z innymi granicami transgranicznej wymiany energii elektrycznej pomiędzy Austrią i Niemcami, które tworzą jedną strefę rynkową. Na granicy pomiędzy tymi państwami nie wprowadzono bowiem żadnych metod alokacji transgranicznych zdolności przesyłowych. Wyłączenie granicy austriacko-niemieckiej z obowiązku stosowania procedury alokacyjnej niesie za sobą nie tylko zagrożenie dla bezpieczeństwa pracy sąsiednich systemów elektroenergetycznych, ale również w przypadku Polski praktycznie uniemożliwia wymianę handlową pomiędzy systemem polskim i niemieckim, ponieważ dostępne zdolności przesyłowe są wykorzystywane na realizację przepływów wynikających z niemiecko-austriackich transakcji handlowych. Rada Regulatorów ACER stwierdziła, że istnieją ograniczenia strukturalne m.in. na granicy polsko-niemieckiej, niemiecko-czeskiej oraz czesko-austriackiej, na powstanie których znaczny wpływ ma niemiecko-austriacka transgraniczna wymiana handlowa. Dlatego też opinia ACER zaleca jak najszybsze wdrożenie w regionie Europy Środkowo-Wschodniej metody łączenia rynków krajowych (Market Coupling) z uwzględnieniem rzeczywistych przepływów energii w sieci tzw. Flow-Based Market Coupling.

Drugim obszarem funkcjonowania Prezesa URE jest aspekt międzynarodowy działalności regulatora, zwłaszcza zaś europejski. Prace nad wspólnym rynkiem w UE nabierają coraz większego tempa. Wchodzą w życie nowe kodeksy sieci, kontynuowane są prace nad integracją rynków energii na szczeblu regionalnym, powstają nowe połączenia transgraniczne. Pojawiają się również nowe propozycje i inicjatywy unijne, których celem jest zakończenie procesu budowy efektywnego, bezpiecznego i konkurencyjnego rynku energii w Europie.

Przykładem takiej inicjatywy jest zaprezentowana przez Komisję Europejską w lutym 2015 r. strategia na rzecz osiągnięcia unii energetycznej w Europie. Głównymi założeniami koncepcji są: bezpieczeństwo i solidarność energetyczna, w pełni zintegrowany rynek energii, efektywność energetyczna, gospodarka niskoemisyjna oraz innowacyjność i konkurencyjność. Koncepcja ma na celu m.in. zmniejszenie zależności energetycznej Europy od dostaw energii z zewnątrz, zwłaszcza w sytuacjach zakłóceń dostaw. Podstawą bezpieczeństwa energetycznego ma być wewnętrzny rynek energii, oparty na swobodnym przepływie energii, z odpowiednio rozwiniętą siecią połączeń międzysystemowych, skutecznymi ramami regulacyjnymi i współpracą regionalną. Komisja zapowiedziała także przebudowę rynku energii elektrycznej, tak aby był bardziej dostosowany do nowej rzeczywistości. W koncepcji UE znalazła się także propozycja wzmocnienia uprawnień i niezależności ACER w zakresie wykonywania przez nią funkcji regulacyjnych na poziomie europejskim.

W ramach ww. strategii unii energetycznej Komisja zaprezentowała w lipcu 2015 r. tzw. pakiet letni, precyzujący m.in. propozycje odnośnie przebudowy europejskiego rynku energii elektrycznej i nowej oferty dla konsumentów. Nowy model rynku powinien być dostosowany do energii ze źródeł odnawialnych i dawać konsumentom jeszcze większe korzyści i możliwości aktywnego udziału w rynku. Zaproponowana nowa oferta dla konsumentów ma opierać się na trzech filarach: pomocy konsumentom w oszczędzaniu pieniędzy i energii dzięki lepszej informacji, szerszym wyborze w zakresie sposobu udziału w rynkach energii oraz utrzymaniu jak najwyższego poziomu ochrony konsumentów.

Przyjmowane lub proponowane przez Komisję Europejską rozwiązania są lub też będą w najbliższym czasie obowiązywały we wszystkich państwach członkowskich i będą miały istotny wpływ na decyzje podejmowane na szczeblu krajowym. Dlatego też Prezes URE aktywnie uczestniczy w tych przedsięwzięciach poprzez opracowanie wkładów do stanowisk polskiego rządu wobec propozycji prezentowanych przez Komisję Europejską, ciągłą współpracę z ACER oraz udział w innych regionalnych i europejskich inicjatywach w zakresie energetyki. Wszystkie działania podejmowane przez Prezesa URE w roku ubiegłym, zarówno na szczeblu krajowym, jak i międzynarodowym, zostały opisane w dalszych częściach sprawozdania.

Przedkładany Ministrowi Energii dokument jest osiemnastym Sprawozdaniem przygotowanym przez Prezesa URE. Sprawozdanie zostało podzielone na trzy części, w których szczegółowo opisano działania podejmowane przez Prezesa URE zarówno na szczeblu krajowym, jak i międzynarodowym. W części I opisano organizację i funkcjonowanie urzędu, a także wyniki kontroli, jakim podlegała działalność Prezesa URE. Działania regulacyjne w poszczególnych podsektorach energetyki: elektroenergetyce, gazownictwie, ciepłownictwie i podsektorze paliw ciekłych przedstawiono w części II. W ostatniej części przedmiotem Sprawozdania są kwestie wzmocnienia pozycji odbiorcy paliw i energii.

Ponadto we „Wnioskach i uwagach” podjęto próbę oceny najważniejszych problemów sektora, a także zagadnienia i kwestie problemowe, które wymagają – według Prezesa URE – podjęcia działań, w tym legislacyjnych zmierzających do sprawnej i prawidłowej realizacji polskiej polityki energetycznej.

CZĘŚĆ I.

Prezes URE – instytucja regulacyjna

1. STATUS PRAWNY I USTAWOWE OBOWIĄZKI PREZESA URE

I. Prezes URE jest centralnym organem administracji rządowej, utworzonym przez ustawę – Prawo energetyczne, w celu realizacji zadań z zakresu regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji. Ustawa – Prawo energetyczne na przestrzeni kilkunastu lat obowiązywania była wielokrotnie nowelizowana (ponad 50 razy), trzykrotnie też ogłoszono jej tekst jednolity (ostatnio w 2012 r.¹⁾). Kolejne nowelizacje ustawy – Prawo energetyczne czynią jej przepisy coraz bardziej złożonymi, co skutkuje występowaniem licznych rozbieżności i wątpliwości interpretacyjnych. Ma to istotny wpływ na konieczność podejmowania decyzji o złożonym charakterze nie tylko faktycznym, ale przede wszystkim prawnym.

Nieustające zmiany uwarunkowań zewnętrznych związanych z realizowaną przez Unię Europejską polityką przekładają się na regulacje krajowe, które wraz z przyjętą polityką energetyczną determinują poszerzanie obszarów podlegających właściwości rzeczowej Prezesa URE.

W roku sprawozdawczym do najistotniejszych zmian kształtujących funkcjonowanie rynku energii należy wyłączenie z zakresu regulacji ustawy – Prawo energetyczne zagadnień związanych z systemem wsparcia dla odnawialnych źródeł energii. Uchwalona 20 lutego 2015 r. ustawa OZE, będąca zwieńczeniem długotrwałych prac legislacyjnych, wprowadza istotne zmiany niektórych zasad funkcjonujących dotychczas na rynku elektroenergetycznym, nakładając szereg nowych obowiązków na uczestników rynku i organ regulacyjny.

Powyższe zmiany, jak również nowelizacje pozostałych ustaw określających uprawnienia i obowiązki Prezesa URE (o czym niżej) modyfikują charakter i zakres kompetencji tego organu. Obecnie – na skutek m.in. postępującego rozwoju konkurencji na rynku energii i gazu – charakter zadań organu regulacyjnego ewoluuje w kierunku określonego w prawie europejskim, a w ślad za nim w prawie krajowym, podziału uprawnień i obowiązków pomiędzy bezpieczeństwem, rozwojem rynku i zrównoważonym rozwojem. Przybiera to postać szeroko pojętego monitoringu funkcjonowania regulowanych sektorów, wsparcia istotnych aspektów ich rozwoju (m.in. promocja kogeneracji, efektywności i odnawialnych źródeł energii, ochrona odbiorców, promowanie konkurencji), kontroli i sprawozdawczości wynikającej m.in. z obowiązku realizacji współpracy międzynarodowej. Natomiast pierwotna wersja ustawy – Prawo energetyczne ograniczała w zasadzie zakres zadań Prezesa URE do ścisłej regulacji rynku energii i gazu, poprzez stosowanie takich instrumentów jak koncesje, taryfy czy kary.

II. W 2015 r. dokonane zostały dwie istotne zmiany z zakresu szeroko rozumianego obszaru prawa energetycznego. Pierwsza, to – wspomniana wyżej – ustawa OZE regulująca kompleksowo system wsparcia energetyki odnawialnej. Druga, to obszerna nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne, polegająca na wprowadzeniu do polskiego porządku regulacji umożliwiających wykonanie rozporządzenia REMIT. Rozporządzenie to nakłada na Prezesa URE szereg nowych obowiązków związanych z zapobieganiem manipulacjom na hurtowych rynkach energii. Niezależnie od powyższego rok sprawozdawczy, podobnie jak lata ubiegłe, przyniósł także dalsze nowelizacje zarówno przepisów

¹⁾ Dz. U. z 2012 r. poz. 1059.

ustawy – Prawo energetyczne, jak również innych ustaw, skutkujące istotnymi zmianami regulacyjnymi. Po raz kolejny, wspomniane działania ustawodawcy nie pozostały bez wpływu na zakres zadań realizowanych przez Prezesa URE, który na przestrzeni ostatnich lat ulega nieustającemu rozszerzaniu.

Znaczące zmiany regulacji prawnych dokonane na przestrzeni ostatnich lat w zakresie szeroko pojętej energetyki spowodowały, że aktualnie szczegółowe zadania Prezesa URE, przewidziane przez ustawodawcę do realizacji w roku sprawozdawczym zawierają się we wskazanych poniżej ustawach. Mając na uwadze, że do realizacji poszczególnych zadań wynikających z tych ustaw odniesiono się szczegółowo w dalszej części Sprawozdania, w tym miejscu wypada poprzestać jedynie na wskazaniu tych aktów prawnych:

- 1) ustawa – Prawo energetyczne,
- 2) ustawa OZE,
- 3) ustawa o efektywności energetycznej,
- 4) ustawa o biopaliwach,
- 5) ustawa o zapasach,
- 6) ustawa o rozwiązaniu KDT,
- 7) ustawa o statystyce publicznej,
- 8) ustawa o zamówieniach publicznych,
- 9) ustawa o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw.

III. Niezależnie od kwestii usytuowania przez ustawodawcę zadań organu regulacyjnego w przepisach odrębnych, ustawa – Prawo energetyczne pozostaje podstawowym aktem prawnym określającym prawa i obowiązki Prezesa URE. Ustawa ta oparta jest na zasadzie jednorodności rynków paliw i energii, regulując tym samym funkcjonowanie rynku gazu ziemnego, energii elektrycznej, ciepła wraz z zagadnieniami dotyczącymi kogeneracji oraz paliw ciekłych, a także w ograniczonym zakresie kwestie związane z funkcjonowaniem odnawialnych źródeł energii.

Najistotniejszym przepisem o charakterze kompetencyjnym, określającym zadania Prezesa URE jest art. 23 ustawy – Prawo energetyczne. Przepis ten, po licznych nowelizacjach na przestrzeni blisko dwudziestu lat działalności regulatora, zawiera obszerny katalog kompetencji tego organu, determinowanych wzrastającym zakresem obowiązków po stronie przedsiębiorstw energetycznych. W konsekwencji kolejnych zmian, które miały miejsce w roku sprawozdawczym, obecnie art. 23 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne obejmuje następujące uprawnienia i obowiązki Prezesa URE:

- 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 działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania energii w źródłach odnawialnych i w wysokosprawnej kogeneracji oraz biogazu rolniczego,
- 6) kontrolowanie wykonywania przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej obowiązku publicznej sprzedaży tej energii na zasadach określonych w art. 49a ust. 1 i 2,
- 7) kontrolowanie wykonywania przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się obrotem paliwami gazowymi obowiązku sprzedaży gazu ziemnego wysokometanowego na zasadach określonych w art. 49b ust. 1,
- 8) uzgadnianie projektów planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych,
- 9) 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,
- 10) przyznawanie certyfikatów niezależności,
- 11) kontrolowanie wypełniania przez właściciela sieci przesyłowej oraz operatora systemu przesyłowego gazowego obowiązków określonych w ustawie oraz umowie powierzającej pełnienie obowiązków operatora, w tym monitorowanie powiązań pomiędzy właścicielem sieci przesyłowej a operatorem systemu przesyłowego gazowego oraz przepływu informacji między nimi,
- 12) informowanie Komisji Europejskiej o wyznaczeniu operatorów systemów przesyłowych,
- 13) 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,
- 14) zatwierdzanie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowych i dystrybucyjnych,
- 15) 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,
- 16) kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz kontrolowanie na wniosek odbiorcy dotrzymania parametrów jakościowych paliw gazowych i energii elektrycznej,
- 17) kontrolowanie realizacji przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operatora systemu połączonego 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,
- 18) kontrolowanie realizacji przez operatora systemu przesyłowego gazowego lub operatora systemu połączonego gazowego oraz innych uczestników rynku paliw gazowych obowiązków wynikających z przepisów rozporządzenia 715/2009, a także wykonywanie innych obowiązków organu regulacyjnego wynikających z tego rozporządzenia oraz zatwierdzanie odpowiednich punktów w systemie przesyłowym, objętych obowiązkiem, o którym mowa w art. 18 tego rozporządzenia,
- 19) zatwierdzanie metod alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami, opracowanych zgodnie z przepisami rozporządzenia 714/2009 lub rozporządzenia 715/2009²⁾,
- 20) rozstrzyganie sporów w zakresie odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, umowy sprzedaży, umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw lub energii, umowy o świadczenie usług transportu gazu ziemnego, umowy o świadczenie usługi magazynowania

²⁾ Kwestie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego, w tym metod alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami, reguluje rozporządzenie 715/2009.

- paliw gazowych, umowy o udostępnienie części instalacji do magazynowania paliwa gazowego, umowy o świadczenie usługi skraplania gazu ziemnego oraz umowy kompleksowej, a także w przypadku nieuzasadnionego wstrzymania dostarczania paliw gazowych lub energii,
- 21) nakładanie kar pieniężnych na zasadach określonych w ustawie,
 - 22) współdziałanie z właściwymi organami w przeciwdziałaniu praktykom przedsiębiorstw energetycznych ograniczającym konkurencję,
 - 23) współdziałanie z Komisją Nadzoru Finansowego,
 - 24) współpraca z organami regulacyjnymi państw członkowskich Unii Europejskiej lub państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym oraz z Agencją, w szczególności w zakresie sporządzania i stosowania kodeksów sieci oraz zatwierdzania metod zarządzania ograniczeniami opracowanymi zgodnie z przepisami rozporządzenia 714/2009 oraz rozporządzenia 715/2009, a także w zakresie integracji krajowych sektorów energetycznych na poziomie regionalnym,
 - 25) zawieranie umów z organami regulacyjnymi państw członkowskich Unii Europejskiej lub państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym w celu zacieśniania współpracy w zakresie regulacji,
 - 26) zwracanie się do Agencji w sprawie zgodności decyzji wydanych przez inne organy regulacyjne, z wytycznymi, o których mowa w rozporządzeniu 714/2009 lub w rozporządzeniu 715/2009 oraz informowanie Komisji Europejskiej o niezgodności tych decyzji,
 - 27) ustalanie metod kontroli i podejmowanie działań dla poprawy efektywności przedsiębiorstw energetycznych,
 - 28) określanie i publikowanie wskaźników i cen wskaźnikowych istotnych dla procesu kształtowania taryf,
 - 29) publikowanie informacji służących zwiększeniu efektywności użytkowania paliw i energii,
 - 30) 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;
 - d) średniej ceny energii elektrycznej dla odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym uwzględniającej opłatę za świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej, obliczanej na podstawie cen zawartych w umowach kompleksowych,
 - w poprzednim roku kalendarzowym,
 - 31) 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 biopaliwach – znajdujących się w obszarze zainteresowania Unii Europejskiej i przekazywanie ich do Ministra Energii³⁾, w terminie i zakresie określonym w rozporządzeniu 256/2014,

³⁾ Ustawa z 19 listopada 2015 r. o zmianie ustawy o działach administracji rządowej oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2015 r. poz. 1960), art. 3.

- 32) gromadzenie i przekazywanie do Komisji Europejskiej informacji o ilości energii elektrycznej importowanej z państw niebędących członkami Unii Europejskiej,
- 33) wykonywanie zadań, obowiązków oraz korzystanie z uprawnień określonych w sposób wiążący dla organu regulacyjnego w rozporządzeniu REMIT,
- 34) 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,
- 35) 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 z zakresu księgowości wymienionych w art. 44⁴⁾,
- 36) wydawanie świadectw pochodzenia energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii i świadectw pochodzenia z kogeneracji oraz ich umarzanie,
- 37) wydawanie, na wniosek organu właściwego do wydania pozwolenia zintegrowanego, o którym mowa w ustawie z 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska, opinii dotyczącej skutków ekonomicznych, w tym wpływu na opłacalność wytwarzania energii, zastosowania do źródeł spalania paliw drugiej zasady łączenia, o której mowa w art. 157a ust. 2 pkt 2 tej ustawy⁵⁾,
- 38) kontrolowanie zapewnienia równego i otwartego dostępu do sieci transportowej dwutlenku węgla i podziemnych składowisk dwutlenku węgla oraz rozstrzyganie sporów w zakresie odmowy zawarcia umowy o świadczenie usług przesyłania dwutlenku węgla,
- 39) wykonywanie innych zadań określonych w ustawie lub ustawach odrębnych.

IV. Uchwalona 20 lutego 2015 r. ustawa OZE przyniosła zakończenie wieloletnich prac legislacyjnych nad tym aktem prawnym. Co do zasady ustawa weszła w życie 4 maja 2015 r., lecz termin wejścia w życie jej podstawowego rozdziału 4 *Mechanizmy i instrumenty wspierające wytwarzanie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, biogazu rolniczego oraz ciepła, w instalacjach odnawialnego źródła energii* został odroczony – pierwotnie do 1 stycznia 2016 r. Następnie, ustawą z 29 grudnia 2015 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz ustawy – Prawo energetyczne⁶⁾, wejście w życie rozdziału 4 zostało odroczone do 1 lipca 2016 r.

⁴⁾ Brzmienie przepisu art. 44 ustawy – Prawo energetyczne zostało zmienione ustawą nowelizującą, jednakże zmiana ta weszła w życie 1 stycznia 2014 r.

⁵⁾ Przepis dodany ustawą z 11 lipca 2014 r. o zmianie ustawy – Prawo ochrony środowiska oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2014 r. poz. 1101), która weszła w życie 5 września 2014 r.

⁶⁾ Dz. U. z 2015 r. poz. 2365.

Ustawa przewidziała wyłączenie z ustawy – Prawo energetyczne większości przepisów dotyczących odnawialnych źródeł energii, w szczególności po jej całościowym wejściu w życie. Wprowadziła nowe obowiązki organu regulacyjnego, zwłaszcza w zakresie dopuszczenia do wykonywania działalności gospodarczej, tj. wydawania koncesji i prowadzenia tzw. rejestru wytwórców energii w małej instalacji. Ustawa ta co do zasady utrzymuje dotychczasowy system wsparcia kwotowego (świadcstwa pochodzenia) – dla instalacji, które rozpoczęły pracę do czasu wejścia w życie rozdziału 4 ustawy i chcą nadal korzystać z tego systemu wsparcia – ale jednocześnie wprowadza nowy rodzajowo system: tzw. aukcji na sprzedaż energii. Wsparcie dla wytwarzania energii z OZE będzie miało zatem dwojaki, ale jednocześnie równoległy charakter. Zamierzeniem systemu aukcyjnego, mówiąc w dużym uproszczeniu, jest zapewnienie wsparcia wytwarzania energii na stałym poziomie, określonym w aukcji, uniezależniając w ten sposób system wsparcia od wahań rynkowych cen świadectw pochodzenia, jak również wsparcie dla źródeł wytwarzających energię z OZE po najniższych, akceptowanych przez „przystępujące do aukcji źródła”, cenach. Minister Energii określa ceny referencyjne dla poszczególnych rodzajów źródeł, stanowiące ceny maksymalne za 1 MWh, po jakich może zostać w danym roku kalendarzowym sprzedana przez wytwórców w drodze aukcji energia elektryczna z odnawialnych źródeł (art. 77 ust. 1 ustawy). Aukcje przeprowadzane będą przez Prezesa URE i organizowane mają być co najmniej raz w roku (art. 73 ust. 1 ustawy). Maksymalna ilość i wartość energii, która może zostać wytworzona w każdym roku przez wytwórców przystępujących do aukcji, jest określana w rozporządzeniu Rady Ministrów (art. 72 ustawy). W przypadku gdy ilość lub wartość energii określona w rozporządzeniu nie zostanie wyczerpana, Prezes URE może przeprowadzić w danym roku kolejne aukcje. Istotne postanowienie to wprowadzenie minimalnego progu udziału energii wytworzonej w instalacjach o łącznej mocy zainstalowanej do 1 MW (art. 73 ust. 6 ustawy) – co najmniej 25% energii sprzedanej w drodze aukcji musi pochodzić z takich źródeł. Ma to na celu promowanie generacji rozproszonej, opartej na aktywności gospodarczej małych i średnich przedsiębiorstw.

Z takiej konstrukcji nowego systemu wsparcia wynika nałożenie na Prezesa URE szeregu obowiązków związanych z przygotowaniem, przeprowadzeniem i weryfikacją podmiotów startujących w postępowaniach aukcyjnych. Ponadto, ustawa przewidziała, że nowy system wsparcia będzie wymagał zgromadzenia (przez tzw. płatników) opłaty OZE oraz wykreowania nowych podmiotów, które w systemie tym będą funkcjonowały, tj. sprzedawców zobowiązanych i OREO. Sprzedawca zobowiązany ma zostać wyznaczany przez Prezesa URE, w drodze decyzji, spośród sprzedawców o największym wolumenie sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci dystrybucyjnej danego operatora (OSD), na obszarze działania tego operatora; przy czym zakres obowiązku zakupu energii ma co do zasady dotyczyć jedynie źródeł o mocy nie wyższej niż 500 kW, oraz energii ze źródeł, które rozpoczęły wytwarzanie przed wejściem w życie przepisów rozdziału 4 ustawy OZE.

Do ustawy wprowadzono również mechanizmy mające na celu zapobieganie nadpodaży świadectw pochodzenia. Realizacja obowiązku w drodze zapłaty opłaty zastępczej nie będzie możliwa w sytuacji, gdy średnia ważona cena świadectw pochodzenia będzie niższa niż 75% wartości jednostkowej opłaty zastępczej, co znajdzie odbicie w publikowanych miesięcznej i rocznej cenie średnioważonej praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia. Sama opłata zastępcza w myśl ustawy jest ustalana na sztywnym poziomie wynoszącym 300,03 zł.

Podsumowując, z punktu widzenia działalności Prezesa URE w 2015 r. wejście w życie ustawy OZE oraz przygotowania do wdrożenia rozwiązań przewidzianych w rozdziale 4 tej ustawy miały niezwykle istotne znaczenie. Zgodnie z art. 210 ustawy Prezes URE po raz pierwszy ogłosi aukcję w terminie 90 dni od dnia wejścia w życie rozdziału 4. W praktyce oznacza to, że organ regulacyjny musiał być do 31 grudnia 2015 r. w pełni przygotowany do stosowania rozwiązań prawnych związanych z nowym systemem wsparcia. Odroczenie tego terminu do 1 lipca 2016 r. oznacza jedynie przeniesienie części obowiązków na kolejny rok.

V. 30 października 2015 r., na mocy ustawy z 11 września 2015 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw⁷⁾, weszły w życie przepisy, które wyposażyły Prezesa URE w narzędzia pozwalające na egzekwowanie przestrzegania przepisów rozporządzenia REMIT.

Rozporządzenie REMIT ustanawia przepisy zakazujące stanowiących nadużycia praktyk wpływających na hurtowe rynki energii, tj. w szczególności ustanawia zakaz dokonywania lub usiłowania manipulacji na hurtowych rynkach energii oraz zakaz wykorzystywania informacji wewnętrznych. W celu monitorowania rynku wprowadza obowiązek rejestracji uczestników rynku oraz obowiązki sprawozdawcze, dotyczące głównie przekazywania ACER przez uczestników rynku danych na temat transakcji zawieranych na hurtowych rynkach energii.

Na mocy przepisów rozporządzenia REMIT i ww. przepisów prawa krajowego na Prezesa URE zostały nałożone nowe obowiązki i przyznane nowe uprawnienia, których celem jest zapewnienie przestrzegania zakazu wykorzystywania informacji wewnętrznych, zakazu manipulacji lub próby manipulacji na rynku oraz obowiązku podawania informacji wewnętrznej do wiadomości publicznej m.in. poprzez przeprowadzanie postępowań wyjaśniających i kontrolnych z udziałem podmiotów zobowiązanych, kierowanie zawiadomień o podejrzeniu popełnienia przestępstwa, nakładanie sankcji administracyjnych oraz ścisłą współpracę z ACER, Urzędem Komisji Nadzoru Finansowego i UOKiK.

Prezes URE zobowiązany został również do udostępnienia formularza rejestracyjnego dla uczestników rynku oraz gromadzenia, na potrzeby monitorowania obrotu na hurtowych rynkach energii, danych przekazywanych przez uczestników rynku, dotyczących zdolności wykorzystania instalacji służących do produkcji, magazynowania, przesyłu energii elektrycznej lub gazu ziemnego lub zużywających energię elektryczną lub gaz ziemny oraz dotyczących zdolności i wykorzystania instalacji skroplonego gazu ziemnego, w tym dotyczące planowanej i nieplanowanej niedostępności tych instalacji.

Ważną zmianą dokonaną powyższą nowelizacją jest dodanie przepisu nakazującego odpowiednie stosowanie przepisów działu III Ordynacji podatkowej do kar wymierzanych przez Prezesa URE na podstawie ustawy – Prawo energetyczne.

VI. 31 grudnia 2015 r. upływał okres obowiązywania ustawy o efektywności energetycznej. W wyniku zmiany dokonanej ustawą z 29 grudnia 2015 r. o zmianie ustawy o efektywności energetycznej⁸⁾ okres obowiązywania ustawy przedłużony został, co do zasady, do 31 grudnia 2017 r. Nowelizacja powyższa zapewnić miała funkcjonowanie systemu wsparcia inwestycji „proefektywnościowych” w 2016 r. Równocześnie w 2016 r. podjęto prace nad nową ustawą o efektywności energetycznej. Zgodnie z projektem ma zostać zmodyfikowany dotychczasowy model funkcjonowania finansowania działań w zakresie efektywności, dostosowany do unijnych wymagań określonych dyrektywą o efektywności energetycznej⁹⁾.

VII. Pozostałe nowelizacje ustawy – Prawo energetyczne dotyczyły: sprecyzowania obowiązku gminy w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną, ciepło i paliwa gazowe polegającego na planowaniu i finansowaniu oświetlenia ulicznego¹⁰⁾, transpozycji postanowień dyrektywy 2009/28/WE¹¹⁾ w zakresie instalacji wykorzystujących do wytwarzania energii biomasę¹²⁾, zmian

⁷⁾ Dz. U. z 2015 r. poz. 1618.

⁸⁾ Dz. U. z 2015 r. poz. 2359.

⁹⁾ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylecia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE (Dz. U. UE L 2012.315.1 z późn. zm.).

¹⁰⁾ Ustawa z 27 maja 2015 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2015 r. poz. 942).

¹¹⁾ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE 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 (Dz. U. UE L 140 z 5.06.2009 str. 16 z późn. zm.).

¹²⁾ Ustawa z 15 stycznia 2015 r. o zmianie ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. z 2015 r. poz. 151).

porządkowych w zakresie treści oświadczeń podmiotów zamierzających korzystać z systemów wsparcia¹³⁾.

Należy zauważyć, że niektóre z powyższych zmian utracą moc po wejściu w życie rozdziału 4 ustawy OZE.

VIII. Kolejne, warte odnotowania zmiany dokonane jeszcze w 2014 r., które częściowo weszły w życie z początkiem 2015 r. to przepisy nowelizujące ustawę o biopaliwach¹⁴⁾. Do istotnych zmian tej ustawy zaliczyć należy wprowadzenie nowych przepisów regulujących zasady wykonywania działalności gospodarczej, nabycia wewnątrzwspólnotowego lub importu biokomponentów oraz poświadczania spełniania kryteriów zrównoważonego rozwoju, jak również kwestie dotyczące zasad certyfikowania biokomponentów pod kątem spełniania wskazanych wyżej kryteriów.

IX. W roku sprawozdawczym Prezes URE uczestniczył w pracach Stałego Komitetu Rady Ministrów. W związku z powyższym, w 2015 r. do Urzędu Regulacji Energetyki przesłanych zostało kilkaset dokumentów, które zostały wniesione pod obrady tego Komitetu. W odniesieniu do 76 projektów dokumentów skierowanych na Stały Komitet Rady Ministrów, Prezes URE wniósł uwagi w formie pisemnej.

2. ORGANIZACJA I FUNKCJONOWANIE URZĘDU

Prezes URE jest centralnym organem administracji rządowej realizującym zadania z zakresu spraw regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji. Regulator wykonuje zadania przy pomocy Urzędu Regulacji Energetyki, który funkcjonuje na podstawie art. 21 ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne oraz zarządzenia nr 90 Prezesa Rady Ministrów z 28 listopada 2013 r. w sprawie nadania statutu Urzędowi Regulacji Energetyki¹⁵⁾.

W skład urzędu w 2015 r. wchodziły następujące:

1) komórki organizacyjne i wyodrębnione stanowiska:

- Departament Rynków Energii Elektrycznej i Ciepła,
- Departament Rynków Paliw Gazowych i Ciekłych,
- Departament Rozwoju Rynków i Spraw Konsumentckich,
- Departament Systemów Wsparcia,
- Departament Strategii i Komunikacji Społecznej,
- Departament Prawny i Rozstrzygania Sporów,
- Biuro Dyrektora Generalnego,
- Stanowisko do Spraw Koordynacji Rozwoju Inteligentnych Sieci,
- Stanowisko do Spraw Współpracy Międzynarodowej,
- Stanowisko do Spraw Ochrony Informacji Niejawnych,
- Stanowisko do Spraw Audytu Wewnętrznego,

¹³⁾ Ustawa z 25 września 2015 r. o zmianie ustawy o swobodzie działalności gospodarczej oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2015 r. poz. 1893).

¹⁴⁾ Ustawa z 21 marca 2014 r. o zmianie ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2014 r. poz. 457) zmieniona ustawą z 11 lipca 2014 r. o zmianie ustawy o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw ciekłych oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2014 r. poz. 1088).

¹⁵⁾ M. P. z 2013 r. poz. 971.

2) oddziały:

- Północno-Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Szczecinie,
- Północny Oddział Terenowy z siedzibą w Gdańsku,
- Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Poznaniu,
- Wschodni Oddział Terenowy z siedzibą w Lublinie,
- Środkowo-Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Łodzi,
- Południowo-Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą we Wrocławiu,
- Południowy Oddział Terenowy z siedzibą w Katowicach,
- Południowo-Wschodni Oddział Terenowy z siedzibą w Krakowie.

Oddziały terenowe obejmowały swoim zasięgiem terytorialnym następujące województwa:

- 1) Północno-Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Szczecinie, którego zasięg terytorialny obejmuje obszar województw zachodniopomorskiego i lubuskiego,
- 2) Północny Oddział Terenowy z siedzibą w Gdańsku, którego zasięg terytorialny obejmuje obszar województw pomorskiego i warmińsko-mazurskiego,
- 3) Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Poznaniu, którego zasięg terytorialny obejmuje obszar województw wielkopolskiego i kujawsko-pomorskiego,
- 4) Wschodni Oddział Terenowy z siedzibą w Lublinie, którego zasięg terytorialny obejmuje obszar województw lubelskiego i podlaskiego,
- 5) Środkowo-Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Łodzi, którego zasięg terytorialny obejmuje obszar województw łódzkiego i mazowieckiego,
- 6) Południowo-Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą we Wrocławiu, którego zasięg terytorialny obejmuje obszar województw dolnośląskiego i opolskiego,
- 7) Południowy Oddział Terenowy z siedzibą w Katowicach, którego zasięg terytorialny obejmuje obszar województw śląskiego i świętokrzyskiego,
- 8) Południowo-Wschodni Oddział Terenowy z siedzibą w Krakowie, którego zasięg terytorialny obejmuje obszar województw małopolskiego i podkarpackiego.

3. ZATRUDNIENIE I KWALIFIKACJE

31 grudnia 2015 r. w urzędzie zatrudnione były 322 osoby, z czego 294 osoby to członkowie korpusu służby cywilnej, a 28 osób to pracownicy urzędu, do których nie mają zastosowania przepisy ustawy z 21 listopada 2008 r. o służbie cywilnej, tj. pracownicy zatrudnieni na wysokich stanowiskach państwowych (1 osoba), na stanowiskach pomocniczych, robotniczych i obsługi (27 osób).

Według stanu na 31 grudnia 2015 r. w URE zatrudnionych było 190 kobiet i 132 mężczyzn, 11 osób posiadało orzeczoną stopień niepełnosprawności.

Na 31 grudnia 2015 r. urząd zatrudniał członków korpusu służby cywilnej w następujących grupach stanowisk:

wyższe stanowiska w służbie cywilnej	– 23 osoby,
stanowiska średniego szczebla zarządzania	– 1 osoba,
stanowiska koordynujące w służbie cywilnej	– 21 osób,
stanowiska samodzielne w służbie cywilnej	– 82 osoby,
stanowiska specjalistyczne w służbie cywilnej	– 158 osób,
stanowiska wspomagające w służbie cywilnej	– 9 osób.

Spośród osób zatrudnionych w urzędzie, na 31 grudnia 2015 r., 59 posiadało status urzędnika służby cywilnej, w tym 51 osób, które pomyślnie przeszły postępowanie kwalifikacyjne oraz 8 absolwentów Krajowej Szkoły Administracji Publicznej. Urzędnicy służby cywilnej stanowili ok. 18% zatrudnionych w urzędzie.

Pracownicy z wykształceniem wyższym – 307 osób (tj. ok. 95% zatrudnionych), w tym:

doktor	– 4 osoby,
magister inżynier	– 83 osoby,
magister	– 211 osób,
inżynier	– 2 osoby,
licencjat	– 7 osób.

Rysunek 1. Pracownicy URE według rodzaju wykształcenia



Źródło: URE.

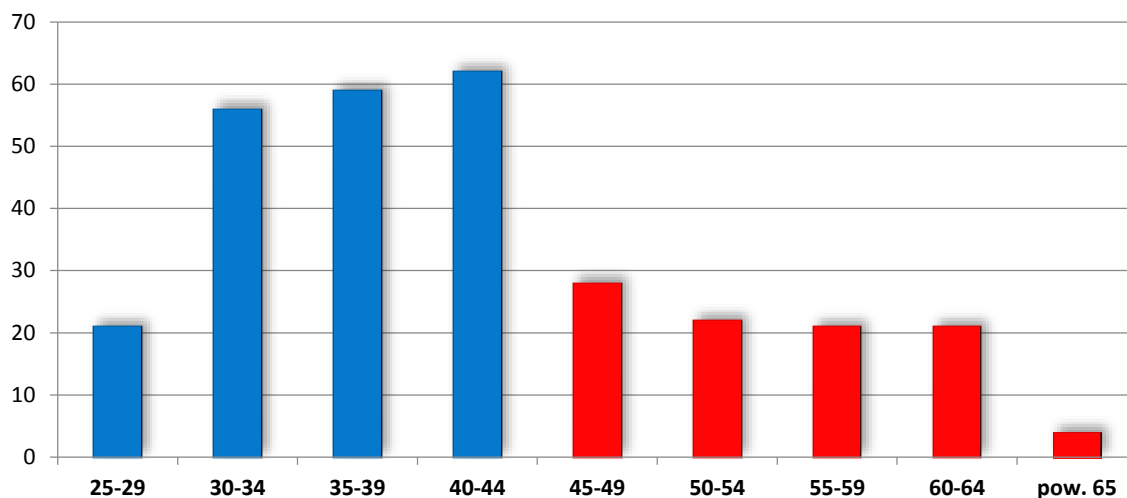
W omawianym okresie do pracy w korpusie służby cywilnej, w urzędzie przyjęto 25 osób, z czego 6 zatrudniono na podstawie umowy na czas określony – czas zastępstwa nieobecnego pracownika. Pracownicy przyjmowani w 2015 r. na czas zastępstwa, stanowili 24% ogółu przyjętych do pracy w urzędzie. Stosunek pracy rozwiązano z 18 osobami, w tym w trybie:

porozumienia stron	– 6 osób,
z upływem czasu, na który umowa była zawarta	– 5 osób,
w związku z przejściem na emeryturę lub rentę	– 3 osoby,
wypowiedzenia przez pracownika	– 2 osoby,
przeniesienia służbowego do innego urzędu	– 2 osoby.

Spośród osób zwolnionych w 2015 r., 2 osoby zatrudnione były na podstawie umowy na czas określony – czas zastępstwa.

Wskaźnik rotacji w urzędzie w 2015 r. wynosił 7,67%.

Rysunek 2. Struktura wiekowa pracowników URE w 2015 r. zatrudnionych w korpusie służby cywilnej w przedziałach wiekowych



Źródło: URE.

Pracownicy do 44 roku życia stanowili 67% ogółu zatrudnionych w korpusie służby cywilnej. Udział członków korpusu służby cywilnej w wieku powyżej 44 lat kształtował się na poziomie 33%. Pracownicy ze stażem pracy powyżej 20 lat stanowili w urzędzie, wg stanu na 31 grudnia 2015 r., 32% zatrudnionych członków korpusu służby cywilnej.

Obsada stanowisk w korpusie służby cywilnej realizowana jest zgodnie z ustawą z 21 listopada 2008 r. o służbie cywilnej. W publikowanych ogłoszeniach o pracę urząd zachęca osoby niepełnosprawne do aplikowania na oferowane stanowiska pracy.

4. BUDŻET

Plan dochodów i wydatków na 31 grudnia 2015 r. dla części 50 – Urząd Regulacji Energetyki wynosił:

- dochody: 118 442 tys. zł,
- wydatki: 46 619 tys. zł.

Wykonanie budżetu urzędu wyniosło:

- dochody: 119 316 tys. zł, tj. 100,7% planu,
- wydatki: 45 522 tys. zł, tj. 97,6% planu.

4.1. Dochody

W 2015 r. łączne wykonanie dochodów urzędu wyniosło 119 316 tys. zł, co stanowiło 100,7% planu na rok 2015 oraz 118,2% wykonania w 2014 r. Wzrost wynikał głównie z uzyskania wpłat z tytułu kar nałożonych decyzjami Prezesa URE w kwocie 14 355 tys. zł. Wykonane dochody dotyczyły wpłaty siedmiu kar nałożonych decyzjami Prezesa URE, w tym jedna kara w wysokości 14 310 tys. zł.

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 – Prawo energetyczne, w wysokości określonej przepisami rozporządzenia Rady Ministrów z 5 maja 1998 r. w sprawie wysokości i sposobu pobierania przez Prezesa URE corocznych opłat wnoszonych przez przedsiębiorstwa energetyczne, którym została udzielona koncesja¹⁶⁾.

Z tytułu opłat koncesyjnych do budżetu państwa wpłynęło 104 635 tys. zł, co stanowiło 100,8% planowanych na 2015 r. dochodów z tego tytułu.

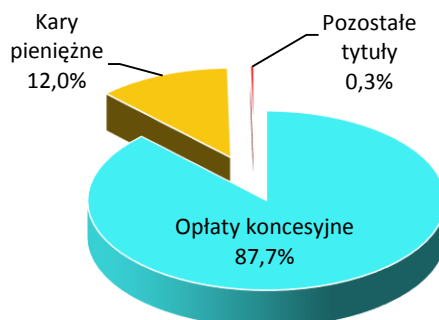
Pozostałe dochody

Pozostałe dochody urzędu w 2015 r. ukształtowały się następująco:

- wpływy z tytułu kar – 14 355 tys. zł,
- wpływy z różnych opłat – 28 tys. zł,
- odsetki z tytułu nieterminowych wpłat opłat koncesyjnych – 287 tys. zł,
- wpływy z różnych dochodów – 11 tys. zł.

W strukturze zrealizowanych w 2015 r. przez urząd dochodów, największy udział miały dochody z tytułu wpłat opłat koncesyjnych – 87,7% oraz wpłat kar pieniężnych – 12,0%. Wpłaty z pozostałych tytułów stanowiły 0,3% zrealizowanych dochodów ogółem.

Rysunek 3. Struktura dochodów URE w 2015 r.



Źródło: URE.

W 2015 r. prowadzono dalsze intensywne działania windykacyjne w celu wyegzekwowania należności z tytułu opłat koncesyjnych i kar. W tym celu wystawiono i wysłano:

- 3 582 wezwań do zapłaty i nadesłania formularza, w tym 1 496 dotyczących 2014 r.,
- 447 wezwań o nadesłanie formularza dotyczących 2014 r.,
- 432 potwierdzeń sald, w tym 418 dotyczących należności od koncesjonariuszy,
- 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 328 przedsiębiorstw energetycznych wysokość opłaty koncesyjnej,
- w trybie art. 15 ustawy z 17 czerwca 1966 r. o postępowaniu egzekucyjnym w administracji wysłano 623 upomnienia,
- zgodnie z przepisami ww. ustawy wystawiono 487 tytułów wykonawczych do urzędów skarbowych,

¹⁶⁾ Dz. U. z 1998 r. Nr 60, poz. 387 i z 1999 r. Nr 92, poz. 1049.

- w trybie art. 115 i 116 ustawy z 29 sierpnia 1997 r. Ordynacja podatkowa wydano cztery decyzje o odpowiedzialności solidarnej członka zarządu spółki z ograniczoną odpowiedzialnością za niewniesienie opłaty przez spółkę,
- na podstawie art. 105 § 1 i art. 154 § 1 i 2 kpa, w związku z art. 30 ust. 1 i art. 34 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne wydano sześć decyzji uchylających i umarzających postępowanie administracyjne w sprawie obliczenia wysokości opłaty koncesyjnej,
- na podstawie art. 105 § 1 kpa, w związku z art. 30 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne wydano siedem decyzji umarzających postępowanie administracyjne.

4.2. Wydatki

W 2015 r. urząd realizował wydatki budżetowe w rozdziale 75001 Urzędy naczelnych i centralnych organów administracji rządowej. W planie po zmianach środki na wydatki wyniosły 46 619 tys. zł. Wykonanie wydatków ogółem wyniosło 45 522 tys. zł, tj. 97,6% planu po zmianach, z tego:

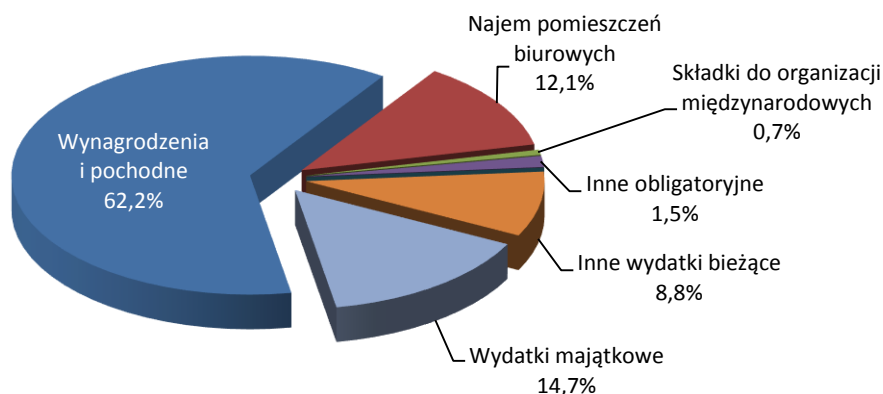
- wydatki bieżące: 38 837 tys. zł,

w tym na:

- wynagrodzenia i pochodne: 28 330 tys. zł;
- pozostałe wydatki bieżące: 10 507 tys. zł,
- wydatki na świadczenia na rzecz osób fizycznych: 5 tys. zł,
- wydatki na zakupy inwestycyjne: 6 680 tys. zł.

Podobnie jak w latach ubiegłych największą grupą wydatków były wydatki bieżące jednostek budżetowych, które stanowiły 85,3% ogółu wydatków URE.

Rysunek 4. Struktura wydatków URE w 2015 r.



Źródło: URE.

Największą pod względem wielkości realizacji pozycją wydatków bieżących urzędu były wynagrodzenia wraz z pochodnymi, które wyniosły 28 330 tys. zł i stanowiły 62,2% poniesionych wydatków ogółem oraz wydatki związane z najmem pomieszczeń biurowych w wysokości 5 512 tys. zł, tj. 12,1% wydatków ogółem.

Pozostałe wydatki bieżące dotyczyły:

- składek do organizacji międzynarodowych (334 tys. zł – 0,7%),
- różnych obligatoryjnych wydatków związanych z pracownikami, w tym: wpłat na PFRON, odpisów na ZFŚS, badań wstępnych i okresowych, szkoleń (679 tys. zł – 1,5%),
- innych wydatków bieżących, w tym wynagrodzeń bezosobowych, zakupu materiałów (m.in. biurowych, papieru, tonerów, paliwa, części zamiennych i eksploatacyjnych) i wyposażenia, zakupu energii, zakupu usług remontowych, zakupu usług pozostałych (m.in. informatycznych, monitoringu, czystości), zakupu usług telekomunikacyjnych i pocztowych, zakupu usług dostępu do

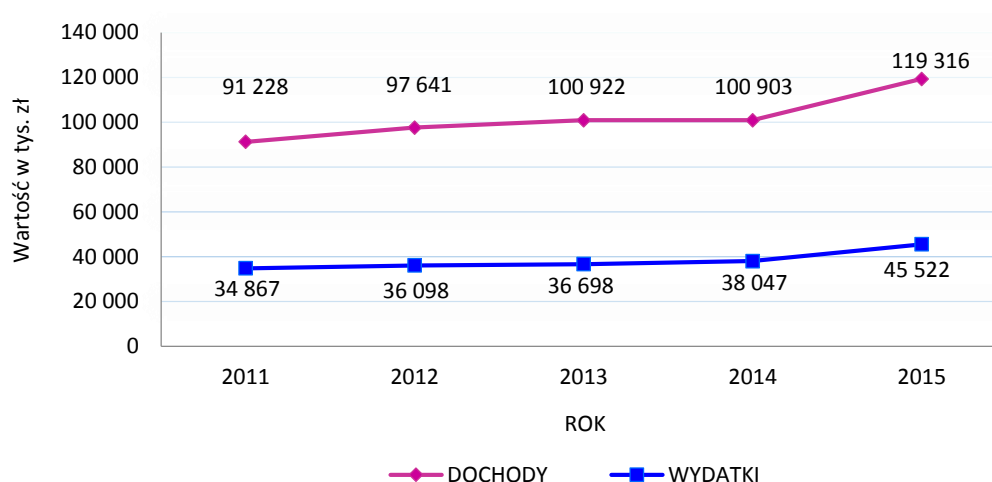
Internetu, zakupu usług telefonii stacjonarnej i komórkowej, analiz i opinii, podróży służbowych krajowych i zagranicznych, różnych opłat i składek, kosztów postępowania sądowego (3 982 tys. zł – 8,8%).

Wydatki majątkowe wyniosły 6 680 tys. zł, tj. 14,7% ogółu poniesionych wydatków, i dotyczyły zakupów sprzętów i oprogramowania IT.

Wydatki osobowe niezaliczane do wynagrodzeń wyniosły 5 tys. zł.

Wszystkie wydatki dokonywane były w sposób celowy i oszczędny, zgodnie z przyjętymi w urzędzie procedurami umożliwiającymi terminową realizację zadań oraz w granicach kwot ustalonych w planie po zmianach. Umowy, których przedmiotem były dostawy towarów i usług zawierane były na zasadach określonych w ustawie o zamówieniach publicznych.

Rysunek 5. Wykonanie dochodów i wydatków Urzędu Regulacji Energetyki w latach 2011–2015 w ujęciu nominalnym, według stanu na 31 grudnia 2015 r.



Źródło: URE.

5. SĄDOWA KONTROLA DZIAŁALNOŚCI PREZESA URE

I. W 2015 r. Prezes URE wydał łącznie 7 843 decyzje administracyjne. Natomiast odwołania do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów wniesiono od 189 decyzji. Powyższe wskazuje, że odsetek zaskarżonych decyzji kształtuje się na poziomie 2,40%.

Tabela 1. Dane dotyczące wydanych decyzji administracyjnych i odwołań od nich w poprzednich latach

Rok	Liczba wydanych decyzji administracyjnych	Liczba wniesionych odwołań	Ujęcie procentowe odwołań do wydanych decyzji
2014	6 549	153	2,33%
2013	5 454	134	2,45%
2012	5 402	170	3,15%
2011	4 610	171	3,70%
2010	4 869	209	4,30%

Źródło: URE.

Dokonując – na przestrzeni kilku lat – porównania procentowego zestawienia liczby wniesionych środków zaskarżenia do liczby podjętych decyzji, należy zauważyć, że odsetek odwołań od wydanych

decyzji pozostaje na zbliżonym poziomie, przy czym w ujęciu procentowym odnotowano tendencję malejącą.

Natomiast wyraźnie wzrasta liczba wniesionych odwołań w liczbach bezwzględnych.

W 2015 r. do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów przekazane zostały 174 odwołania, a w 15 przypadkach Prezes URE zmienił decyzję w trybie samokontroli na podstawie art. 479⁴⁸ § 2 ustawy z 17 listopada 1964 r. – Kodeks postępowania cywilnego¹⁷⁾.

Odrębną kategorię postępowań przed Sądem Ochrony Konkurencji i Konsumentów stanowią zażalenia na postanowienia wydane przez Prezesa URE. W 2015 r. wniesiono 39 takich zażaleń.

II. Do 31 grudnia 2015 r. Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów wydał łącznie 142 wyroki, w tym w 83 przypadkach oddalił odwołania od decyzji Prezesa URE, w 26 zmienił zaskarżone decyzje, a w 33 przypadkach uchylił zaskarżone decyzje.

W 2015 r. Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów wydał 88 postanowień, w tym w 22 przypadkach oddalił zażalenia na postanowienia Prezesa URE, w 16 przypadkach odrzucił odwołanie, w 20 odrzucił zażalenia, a w 16 sprawach umorzył postępowanie sądowe. Jedynie w 6 sprawach Sąd uchylił postanowienia Prezesa URE. Ponadto 6 postanowień tego Sądu dotyczyło odrzucenia apelacji, a 2 postanowienia odrzucenia zażaleń na postanowienia Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

III. W 2015 r. w 62 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 46 – przez strony. Ponadto do Sądu Apelacyjnego wniesiono 18 zażaleń na postanowienia Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, w tym 10 zażaleń pochodziło od Prezesa URE, zaś 8 – od stron.

Sąd Apelacyjny w Warszawie w 2015 r. rozpoznał 71 apelacji wniesionych od wyroków Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów (w tym 22 wniesione przez Prezesa URE, zaś 49 wniesionych przez strony). W wyniku rozpoznania tych apelacji Sąd Apelacyjny wydał 69 wyroków w których: w 51 przypadkach oddalił apelacje, uwzględniając stanowisko Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, przy czym w 39 przypadkach oddalone zostały apelacje wniesione przez strony, zaś w 12 – przez Prezesa URE. W 3 sprawach wyroki Sądu I instancji zostały uchylone. Z kolei w 15 sprawach Sąd Apelacyjny zmienił zaskarżone wyroki. Natomiast w 2 przypadkach Sąd Apelacyjny wydał postanowienia uchylające wyroki Sądu I instancji i umarzające postępowanie w sprawie.

Sąd ten rozpoznał także 29 zażaleń wniesionych na postanowienia wydane przez Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Spośród tych zażaleń 15 (w tym 9 pochodzących od stron) zostało przez Sąd Apelacyjny oddalonych, 9 zostało odrzuconych, w 2 sprawach – na skutek zażalenia stron – Sąd Apelacyjny uchylił postanowienie Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. W 2 przypadkach Sąd Apelacyjny umorzył postępowanie apelacyjne, a w 1 przypadku zmienił zaskarżone postanowienie.

Ponadto, w 2 przypadkach Sąd Apelacyjny odrzucił skargę kasacyjną strony. Z kolei w 2 innych przypadkach Sąd przedstawił Sądowi Najwyższemu do rozstrzygnięcia zagadnienia prawne.

Ponadto, w jednej sprawie, Sąd Apelacyjny postanowił przedstawić Trybunałowi Sprawiedliwości Unii Europejskiej następujące pytanie prawne: „czy pod pojęciem hydroenergii jako odnawialnego źródła energii, zawartym w art. 2 lit. a w związku z art. 5 ust. 3 i pkt 30 preambuły dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 roku w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, zmieniającej i w następstwie uchylającej dyrektywę 2001/77/WE oraz 2003/30/WE (Dz. U. UE L2009.140.16) należy rozumieć wyłącznie energię wytworzoną przez hydroelektrownie wykorzystujące spadek śródlądowych wód powierzchniowych, w tym spadek rzek, czy też również energię wytworzoną w elektrowni wodnej (która nie jest elektrownią szczytowo-pompową ani elektrownią z członem pompowym), zlokalizowaną na zrzutach ścieków technologicznych innego zakładu?” (postanowienie z 1 października 2015 r., VI ACa 66/15).

¹⁷⁾ Dz. U. z 2014 r. poz. 101 z późn. zm.

IV. Od wyroków Sądu Apelacyjnego w 2015 r. wniesiono 21 skarg kasacyjnych. W 11 przypadkach skargę wniósł Prezes URE, zaś w pozostałych 10 przypadkach – strony.

W 2015 r. Sąd Najwyższy rozpoznał 7 skarg kasacyjnych, przy czym w 4 przypadkach skargę kasacyjną wniósł Prezes URE, a w 3 – przedsiębiorstwo energetyczne. Rozpoznając skargi kasacyjne Sąd Najwyższy oddalił 3 skargi wniesione przez Prezesa URE. W 4 przypadkach Sąd uchylił zaskarżone wyroki Sądu Apelacyjnego, uwzględniając w 1 przypadku skargę kasacyjną Prezesa URE.

Sąd Najwyższy w roku sprawozdawczym w 3 przypadkach odmówił przyjęcia skargi kasacyjnej do rozpoznania, przy czym 2 skargi kasacyjne zostały wniesione przez Prezesa URE, a 1 przez stronę.

W 2015 r. Sąd Najwyższy wydał również 4 postanowienia w przedmiocie przyjęcia skarg kasacyjnych do rozpoznania, w tym 1 skargi wniesionej przez Prezesa URE. Podkreślić także należy, że w 6 przypadkach Sąd Najwyższy odroczył rozpoznanie skarg kasacyjnych do czasu rozstrzygnięcia pytań prawnych skierowanych do Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej **postanowieniem Sądu Najwyższego z 8 października 2014 r., sygn. akt III SK 53/13.**

W postanowieniu powyższym Sąd Najwyższy, rozpoznając skargę kasacyjną Prezesa URE w sprawie korekty rocznej kosztów osieroconych przedsiębiorstwa energetycznego – beneficjenta pomocy publicznej, na podstawie ustawy o rozwiązaniu KDT zwrócił się do Trybunału Sprawiedliwości UE z następującymi pytaniami prejudycjalnymi:

- 1) czy mechanizm pomocy publicznej, którego zgodność ze wspólnym rynkiem była oceniana a priori jeszcze przed jego wdrożeniem i który był uznany w decyzji Komisji 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 elektrycznej (Dz. U. UE L 83/1 z 28 marca 2009 r.) za zgodny ze wspólnym rynkiem zgodnie z metodologią kosztów osieroconych przedstawioną w Komunikacie Komisji dotyczącym metodologii analizy pomocy państwa związanej z kosztami osieroconymi (list Komisji SG(2001)D/290869 z 6 sierpnia 2001 r.) i nie podlega już takiej ocenie na etapie jego realizacji, czy też powinien każdorazowo podlegać ocenie pod kątem jego zgodności z ww. metodologią, mając na względzie art. 4 ust. 2 ww. decyzji Komisji w zw. z art. 107 TFUE oraz art. 4 ust. 3 TUE,
- 2) jakie znaczenie należy nadać art. 4 ust. 2 decyzji Komisji w zw. z pkt 3.3 i 4.2. metodologii kosztów osieroconych, a w związku z tym czy pojęciu grupy kapitałowej, o której mowa w art. 32 ust. 1 w zw. z art. 2 pkt 1 ustawy o rozwiązaniu KDT należy nadać znaczenie „statyczne” czy też „dynamiczne”.

Stanowisko Trybunału będzie miało istotne znaczenie dla rozstrzygnięcia przedmiotowej sprawy, jak również dla ukształtowania linii orzeczniczej sądów w zakresie weryfikacji decyzji Prezesa URE ustalających wysokość korekt kosztów osieroconych.

Postanowieniem z 16 kwietnia 2015 r., sygn. akt III SK 30/14 Sąd Najwyższy, rozpoznając skargę kasacyjną przedsiębiorstwa energetycznego w sprawie o wymierzenie kary pieniężnej z tytułu niewykonania w 2006 r. określonego w art. 9a ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne obowiązku zakupu oferowanej energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła w przyłączonych do sieci źródłach energii znajdujących się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej zwrócił się do Trybunału Sprawiedliwości UE z następującymi pytaniami:

- 1) czy art. 107 TFUE należy interpretować w ten sposób, że pomoc publiczną stanowi obowiązek zakupu energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, przewidziany w art. 9a ust. 8 ustawy z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne w brzmieniu obowiązującym w 2006 r., nadanym na podstawie art. 1 pkt 13 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)?
- 2) w przypadku pozytywnej odpowiedzi na pytanie nr 1, czy art. 107 TFUE należy interpretować w ten sposób, że na naruszenie tego przepisu może powołać się w postępowaniu przed sądem krajowym przedsiębiorstwo energetyczne traktowane jako emanacja państwa członkowskiego, które było zobowiązane do wykonania obowiązku kwalifikowanego jako pomoc publiczna?

3) w przypadku pozytywnej odpowiedzi na pytania nr 1 i 2, czy art. 107 TFUE w związku z art. 4 ust. 3 TUE należy interpretować w ten sposób, że sprzeczność wynikającego z prawa krajowego obowiązku z art. 107 TFUE wyłącza możliwość nałożenia kary pieniężnej na przedsiębiorstwo, które nie wykonało tego obowiązku?

Stanowisko Trybunału będzie miało istotne znaczenie dla rozstrzygnięcia przedmiotowej sprawy, gdyż pozwoli na wyjaśnienie wątpliwości przedsiębiorstwa energetycznego, czy obowiązek zakupu energii w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła stanowił pomoc publiczną dla wytwórców tej energii, może mieć zatem także znaczenie dla całego rynku energii elektrycznej.

V. Do Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego (WSA) w 2015 r. zostały przekazane 22 skargi.

W 2015 r. WSA wydał 16 orzeczeń, w tym 5 postanowień o odrzuceniu skargi. Pozostałe 11 przypadków dotyczyło skarg na beczynność Prezesa URE oraz przewlekłość prowadzenia postępowania.

W wyniku rozpoznania tych skarg w 7 przypadkach Sąd stwierdził beczynność, a w 1 przypadku przewlekłość organu, która miała miejsce z rażącym naruszeniem prawa, umarzając równocześnie postępowanie ze względu na dokonanie przez organ wnioskowanych czynności. Wyroki te zostały zaskarżone przez Prezesa URE skargą kasacyjną do Naczelnego Sądu Najwyższego. W 1 przypadku WSA oddalił skargę na przewlekłość postępowania w przedmiocie zatwierdzenia taryfy dla paliw gazowych. Natomiast w 2 przypadkach WSA uchylił zaskarżone orzeczenia Prezesa URE, przy czym pierwsze z nich zostało wydane w przedmiocie zarzutów w postępowaniu egzekucyjnym drugie – w przedmiocie odmowy udostępnienia informacji publicznej.

VI. Od orzeczeń WSA zostało wniesionych 11 skarg kasacyjnych do Naczelnego Sądu Administracyjnego, przy czym w 8 przypadkach skargi wniósł Prezes URE, zaś w trzech przypadkach strony.

W 2015 r. Naczelny Sąd Administracyjny rozpoznał 2 skargi kasacyjne w przedmiocie: zarzutów w postępowaniu egzekucyjnym (skarga Prezesa URE) oraz wydania pisemnej interpretacji przepisów ustawy – Prawo energetyczne w oparciu o art. 10 i 10a ustawy o swobodzie działalności gospodarczej (skarga strony). Obie skargi zostały oddalone.

VII. Statystyka spraw rozstrzygniętych w Sądzie Okręgowym w Warszawie – Sądzie Ochrony Konkurencji i Konsumentów w 2015 r., przedstawia się następująco: Prezes URE wygrał 163 sprawy¹⁸⁾, a przegrał 65¹⁹⁾.

Statystyka spraw rozstrzygniętych w Sądzie Apelacyjnym w Warszawie w 2015 r., przedstawia się następująco: Prezes URE wygrał 65 spraw²⁰⁾, a przegrał 35 spraw²¹⁾.

Statystyka spraw rozstrzygniętych w Sądzie Najwyższym w 2015 r., przedstawia się następująco: Prezes URE wygrał 2 sprawy²²⁾ i 8 spraw przegrał²³⁾.

¹⁸⁾ Przez co, na potrzeby niniejszego sprawozdania, uznano: oddalenie odwołania od decyzji Prezesa URE, oddalenie zażalenia na postanowienie Prezesa URE, odrzucenie tych odwołań i zażaleń, odrzucenie apelacji powoda oraz umorzenie postępowania odwoławczego.

¹⁹⁾ Przez co, na potrzeby niniejszego sprawozdania, uznano: uchylenie zaskarżonej decyzji Prezesa URE oraz uchylenie zaskarżonego postanowienia Prezesa URE (często w skutek zmiany przed wydaniem wyroku obowiązujących przepisów prawa), zmianę zaskarżonej decyzji (najczęściej polega to jednak na uznaniu zasadności kierunku rozstrzygnięcia dokonanego przez regulatora przy jednoczesnym obniżeniu wysokości kary pieniężnej).

²⁰⁾ Przez co, na potrzeby niniejszego sprawozdania, uznano: oddalenie apelacji powoda, oddalenie zażalenia powoda, zmianę wyroku/postanowienia SOKiK na skutek apelacji/zażalenia Prezesa, odrzucenie zażalenia strony, umorzenie postępowania apelacyjnego.

²¹⁾ Przez co, na potrzeby niniejszego sprawozdania, uznano: oddalenie apelacji Prezesa URE, zmianę wyroku SOKiK, uchylenie wyroku i przekazanie sprawy do ponownego rozpatrzenia SOKiK na skutek apelacji powoda, oddalenie zażalenia Prezesa URE, uchylenie postanowienia SOKiK na skutek zażalenia powoda.

²²⁾ Przez co należy rozumieć: oddalenie skargi kasacyjnej strony, uchylenie wyroku SA i przekazanie sprawy do ponownego rozpoznania, odmowę przyjęcia skargi kasacyjnej powoda do rozpoznania, oddalenie zażalenia powoda na postanowienie SA, odrzucenie skargi kasacyjnej.

²³⁾ Przez co należy rozumieć: oddalenie skargi kasacyjnej pozwanego, uchylenie zaskarżonego wyroku SA i przekazanie sprawy do ponownego rozpoznania, odmowę przyjęcia skargi kasacyjnej pozwanego do rozpoznania.

Wyjaśnić należy, że niekorzystne rozstrzygnięcia sądu pierwszej instancji zostały zaskarżone przez Prezesa URE do Sądu Apelacyjnego. Zatem, spraw tych – wbrew dotychczasowej statystyce – nie można uznać za definitywnie zakończone w sposób negatywny dla organu regulacyjnego, ponieważ apelacje wniesione przez Prezesa URE nie zostały jeszcze rozstrzygnięte przez Sąd Apelacyjny. Podobna sytuacja odnosi się do niekorzystnych dla Prezesa URE orzeczeń Sądu Apelacyjnego, od których w większości przypadków zostały wniesione skargi kasacyjne.

VIII. W kontekście dokonanej analizy ilościowej prowadzonych spraw sądowych warto zauważyć, że w ostatnich latach coraz bardziej wyraźna jest tendencja wydłużania czasu trwania poszczególnych postępowań sądowych, w sądach wszystkich instancji i rodzajów, przed które jest pozywany Prezes URE. 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, ze względu na niejednoznaczność przepisów prawa, występują duże wątpliwości interpretacyjne, co skutkuje niejednokrotnie rozbieżnością w orzecznictwie, a w konsekwencji korzystaniem przez strony z przysługujących im dalszych środków zaskarżenia. W innych przypadkach, ustalenie stanu faktycznego sprawy wymaga wiadomości specjalnych (zwłaszcza technicznych i ekonomicznych), dotyczy to w szczególności sporów o odmowę zawarcia umowy o przyłączenie do sieci (głównie w przypadku odmowy przyłączenia źródeł odnawialnych), postępowań w sprawie wymierzenia kary za nieutrzymywanie w należytym stanie technicznym infrastruktury energetycznej wykorzystywanej do wykonywania działalności koncesjonowanej, jak również postępowań w sprawach o zatwierdzenie taryf i wymierzania kar za niezgodną z wymaganiami jakość paliw ciekłych. W związku z tym, Sądy coraz częściej korzystają z wiedzy specjalistów powołując dodatkowe dowody z opinii biegłych, jak również dowody z przesłuchania świadków lub stron (głównie przedsiębiorców). Sądy także często zobowiązują strony postępowania do złożenia dodatkowych wyjaśnień, co nie pozostaje bez wpływu na termin zakończenia sprawy. Nadmienić również należy, że niejednokrotnie Sąd Apelacyjny uchyla zaskarżony wyrok i przekazuje sprawę do ponownego rozpatrzenia Sądowi I instancji, w przypadku nie przeprowadzenia przez ten Sąd wnioskowanych przez strony dowodów, o ile uzna, że są one istotne dla rozstrzygnięcia sprawy. W konsekwencji, rozpatrzenie sprawy i wydanie wyroku poprzedzone jest kilkoma rozprawami. W zasadzie do standardu można zaliczyć odraczenie wydania wyroku (zasadniczo do 14 dni) po zamknięciu rozprawy – co świadczy o tym, że sądy mają duże wątpliwości co do ocenianej materii poszczególnych spraw.

Odnosząc się do spraw przegranych godzi się wyjaśnić, że uchylene lub zmiana decyzji Prezesa URE przez Sąd Okręgowy niejednokrotnie następuje z przyczyn niezależnych od organu regulacyjnego. Dotyczy to w szczególności zmiany stanu prawnego lub faktycznego sprawy zaistniałego już po wydaniu zaskarżonej decyzji, które to okoliczności Sąd rozpoznający sprawę uwzględnił z urzędu. Dotyczy to również spraw, w których na skutek mediacji Prezesa URE strony sporu doszły do porozumienia ale dopiero na etapie postępowania sądowego. W przypadku zawarcia przez strony ugody (umowy), Sądy uchylają zaskarżoną decyzję (np. w sprawach o przyłączenie do sieci, czy odmowy zakupu energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii). Mając na uwadze, że ustawa – Prawo energetyczne na przestrzeni kilkunastu lat obowiązywania była wielokrotnie nowelizowana (ponad 50 razy), problem uchylenia lub zmiany decyzji, która była prawidłowa w dniu jej wydania staje się jedną z podstawowych przyczyn takich zmian.

Równie częstą przyczyną zmian decyzji Prezesa URE jest obniżenie poziomu kary. Niejednokrotnie sąd jako przesłankę zmniejszenia wysokości kary wskazuje aktualną na dzień orzekania sytuację finansową przedsiębiorcy, która uległa zmianie po wydaniu decyzji. W roku sprawozdawczym wśród 26 wyroków Sądu Okręgowego zmieniających decyzje Prezesa URE w 19 sprawach Sąd obniżył wymierzoną karę pieniężną, dzieląc, co do zasady słuszność rozstrzygnięcia. Powyższe zmiany decyzji Prezesa URE są konsekwencją kontynuacji przyjętej w ostatnim okresie przez Sąd Okręgowy jak również Sąd Apelacyjny polityki „łagodzenia kar”. Sądy, podobnie jak w latach poprzednich, miarkując karę najczęściej obniżają jej wysokość (lub odstępują od jej wymierzenia), co skutkuje zmianą decyzji

Prezesa URE w tym zakresie, chociaż – co do zasady – Sąd podziela stanowisko organu regulacyjnego w kwestii stwierdzonego naruszenia prawa.

Nadmienić także wypada, że sądy wszystkich instancji kontynuują dotychczasowe podejście do charakteru odpowiedzialności za naruszenie przepisów ustawy – Prawo energetyczne, zgodnie z którym to Prezes URE jest odpowiedzialny za wykazanie dokonanego naruszenia, przy zachowaniu podwyższonych standardów ochrony. Z konstrukcji tej odpowiedzialności – w ocenie sądów – wynika, że na przedsiębiorstwo energetyczne nie można nałożyć kary pieniężnej, jeżeli naruszenie obowiązków wynikających z Prawa energetycznego nie jest rezultatem jego zachowania (działania lub zaniechania), lecz niezależnych od niego, pozostających poza jego kontrolą okoliczności o charakterze zewnętrznym, uniemożliwiających nie tyle przypisanie przedsiębiorstwu energetycznemu winy umyślnej lub nieumyślnej, co nie pozwalających na zbudowanie rozsądnego łańcucha przyczynowo-skutkowego między zachowaniem przedsiębiorstwa energetycznego, a stwierdzeniem stanu odpowiadającego hipotezie normy sankcjonowanej karą pieniężną. Rozpoznając sprawy z odwołania od decyzji Prezesa URE wymierzających kary pieniężne, Sądy I i II instancji przyjmując prezentowany wyżej pogląd, niejednokrotnie uchylają zaskarżone decyzje uznając, że to na organie regulacyjnym spoczywa obowiązek wykazania i to często w znaczeniu prawnokarnym, iż przedsiębiorstwo swoim działaniem (zaniechaniem) naruszyło przepisy Prawa energetycznego.

Jest to wnioskowanie nieuprawnione, choćby z faktu, że Prezes URE nie jest jednym z organów ścigania, nie dysponuje takimi możliwościami i kompetencjami, zatem trudno uznawać, że jest zobligowany do stosowania standardów wyznaczonych zasadami określonymi w prawie i procedurze karnej, na co słusznie zwrócił uwagę Sąd Najwyższy w postanowieniu z 5 grudnia 2013 r., sygn. akt III SK24/13. W postanowieniu tym Sąd Najwyższy, na bazie dotychczasowego orzecznictwa zasadnie wyjaśnił m.in. że w orzecznictwie Europejskiego Trybunału Praw Człowieka (ETPC) czyni się rozróżnienie pomiędzy odpowiedzialnością represyjną o charakterze *stricte* karnym a odpowiedzialnością represyjną o charakterze zbliżonym do odpowiedzialności karnej. W związku z tym administracyjne kary pieniężne o wysokim poziomie dolegliwości zaliczane są do tej drugiej kategorii. W ich przypadku nie ma potrzeby wprowadzania takich samych przesłanek i zasad odpowiedzialności, jak w przypadku odpowiedzialności *stricte* karnej. Równocześnie Sąd Najwyższy podkreślił, że w orzecznictwie Sądu Najwyższego odwołania do standardu konwencyjnego służą jedynie uwypukleniu i uzasadnieniu potrzeby weryfikacji przez sądy orzekające w sprawach z odwołania od decyzji organów ochrony konkurencji i regulacji uchybień proceduralnych (por. wyroki Sądu Najwyższego z 21 września 2010 r., III SK 8/10; z 2 lutego 2011 r., III SK 18/10; z 7 lipca 2011 r., III SK 52/10, z 3 października 2013 r., III SK 67/12), a nie przeniesienia standardów prawno-karnych na grunt odmiennej procedury administracyjnej. Jednocześnie, do oceny stopnia szkodliwości czynu wpływającego na wysokość kary jak również na możliwość zastosowania instytucji odstąpienia od wymierzenia kary (art. 56a ustawy – Prawo energetyczne) Sąd Najwyższy wskazał jako zasadne odwołanie się do sposobu weryfikacji tego stopnia wypracowanego w prawie karnym, tj. przesłanek określonych w art. 115 § 2 Kodeksu karnego (wyrok SN z 5 lutego 2015 r., III SK 36/14).

Wobec przedstawionego wyżej poglądu Sądu Najwyższego, dokonującego kwerendy dotychczasowego orzecznictwa w tym zakresie, należało oczekiwać, że Sądy zweryfikują swoje stanowisko prezentowane w sprawach o wymierzenie kary pieniężnej za naruszenie przepisów Prawa energetycznego, w szczególności w odniesieniu do rozkładu ciężaru dowodu, co winno skutkować uznaniem, że to na przedsiębiorstwie energetycznym spoczywa ciężar wykazania, że dochowało należytej staranności w wykonywaniu działalności koncesjonowanej. Niestety, ostatecznie orzecznictwo w tym zakresie nie wskazuje na zmianę podejścia Sądów co do rozkładu ciężaru dowodu. Podkreślić także należy niepokojącą tendencję w orzecznictwie Sądu Najwyższego odmawiającą zasadności rozstrzygnięciom Prezesa URE dotyczącym kar pieniężnych²⁴⁾. Jak wynika z uzasadnień wyroków Sądu Najwyższego, mimo akceptacji, co do zasady, argumentów organu Sąd wydaje rozstrzygnięcia niekorzystne dla Prezesa URE skutkujące „zniesieniem” wymierzonej kary pieniężnej.

²⁴⁾ Por. np. wyroki Sądu Najwyższego: z 20 stycznia 2015 r. III SK 28/14, z 28 stycznia 2015 r., III SK 29/14, z 5 lutego 2015 r., III SK 36/14.

IX. Wydatki Prezesa URE z tytułu kosztów procesów w 2015 r. wyniosły 13 000 zł, z czego 2 000 zł to koszty wynagrodzenia biegłego. Uzyskany przychód w postaci zwrotu kosztów procesów w tym roku wyniósł natomiast 28 000 zł.

6. KONTROLA DZIAŁALNOŚCI PREZESA URE PRZEZ NAJWYŻSZĄ IZBĘ KONTROLI ORAZ INNE INSTYTUCJE KONTROLNE

W 2015 r. działalność Prezesa URE podlegała trzem kontrolom przeprowadzonym przez:

- 1) Najwyższą Izbę Kontroli,
- 2) Archiwum Akt Nowych,
- 3) Zakład Ubezpieczeń Społecznych.

Przeprowadzone kontrole dotyczyły:

- 1. Wykonania budżetu państwa w roku 2014 w części 50 – Urząd Regulacji Energetyki** (Najwyższa Izba Kontroli – NIK), której dysponentem jest Prezes URE, zakończona oceną pozytywną.

Pozytywnie oceniono:

- 1) rzetelność zaplanowanych wydatków budżetu państwa oraz celowość, gospodarność i efektywność ich realizacji,
- 2) roczne sprawozdania za 2014 r. sporządzone na podstawie danych wynikających z ewidencji księgowej i przekazujące prawdziwy obraz dochodów, wydatków, a także należności i zobowiązań w 2014 r.,
- 3) bieżącą analizę wykonania budżetu (w tym w układzie zadaniowym), co skutkowało m.in. zwiększeniem skuteczności funkcjonowania systemu informacji o wierzycielach Urzędu.

W ramach zaleceń pokontrolnych NIK wniosła o uzupełnienie *Polityki rachunkowości oraz Zakładowego Planu Kont URE* o zasady prowadzenia ewidencji pomocniczej dla konta 221 *Należności z tytułu dochodów budżetowych*.

- 2. Kontrola ogólna archiwum zakładowego Urzędu Regulacji Energetyki** (Archiwum Akt Nowych – AAN). Kontrola zakończona przedłożeniem Prezesowi URE protokołu kontroli.

Pozytywnie oceniono:

- 1) wykonanie większości zaleceń pokontrolnych wydanych w wyniku poprzedniej kontroli,
- 2) prawidłowe postępowanie z dokumentacją w urzędzie,
- 3) poprawne klasyfikowanie i kwalifikowanie akt, zgodnie z Jednolitym Rzeczowym Wykazem Akt i regularne ich przekazywanie do archiwum zakładowego,
- 4) funkcjonowanie archiwum zakładowego, poprawność uporządkowania, ewidencjonowania i zabezpieczenia dokumentacji w archiwum.

W ramach zaleceń pokontrolnych AAN zaleciło:

- 1) zaktualizowanie przepisów kancelaryjnych i archiwalnych urzędu, tj. instrukcji kancelaryjnej, Jednolitego Rzeczowego Wykazu Akt oraz instrukcji w sprawie organizacji i zakresu działania archiwum zakładowego i przesłanie projektu zaktualizowanego dokumentu do AAN,
- 2) regularne przekazywanie akt spraw zakończonych do archiwum zakładowego,
- 3) prawidłowe rejestrowanie spraw.

Wnioski i zalecenia wynikające z tej kontroli zostały przyjęte do realizacji z jednoczesnym poinformowaniem jednostki kontrolującej o sposobie ich realizacji.

3. Kontrola Urzędu Regulacji Energetyki jako płatnika składek na ubezpieczenia społeczne (Zakład Ubezpieczeń Społecznych – ZUS)

W październiku 2015 r. (16.10, 19.10-22.10) i listopadzie 2015 r. (3.11-6.11, 12.11) ZUS przeprowadził kontrolę Urzędu Regulacji Energetyki jako płatnika składek na ubezpieczenia społeczne.

Kontrolą objęto:

- 1) prawidłowość i rzetelność obliczania składek na ubezpieczenia społeczne oraz innych składek do których pobierania zobowiązany jest ZUS oraz zgłaszanie do ubezpieczeń społecznych i ubezpieczenia zdrowotnego,
- 2) ustalanie uprawnień do świadczeń z ubezpieczeń społecznych i wypłacanie tych świadczeń oraz dokonywanie rozliczeń z tego tytułu,
- 3) prawidłowość i terminowość opracowywania wniosków o świadczenia emerytalne i rentowe,
- 4) wystawianie zaświadczeń lub zgłaszanie danych dla celów ubezpieczeń społecznych.

W listopadzie 2015 r. do URE wpłynął protokół kontroli. Ustalenia kontroli wskazują, że wykonywanie obowiązków płatnika składek – URE – w większości kontrolowanych obszarów wynikających z przepisów o ubezpieczeniu społecznym oceniono jako zgodne z obowiązującymi przepisami, dokumentacją finansowo-księgową, stanem faktycznym i dokumentami źródłowymi, w szczególności:

- 1) zgłoszenie do ubezpieczeń społecznych i ubezpieczenia zdrowotnego wszystkich osób podlegających obowiązkowi zgłoszenia, zgodnie z obowiązującymi w tym zakresie przepisami,
- 2) naliczanie składki na ubezpieczenie wypadkowe oraz złożenie odpowiedniej informacji zgodnie z obowiązującymi przepisami.

W zakresie kontrolowanego obszaru stwierdzono brak naliczenia składek na ubezpieczenia emerytalne i rentowe finansowane przez budżet państwa dla dwóch osób pobierających zasiłki macierzyńskie.

W trakcie trwania kontroli płatnik składek – URE – sporządził korekty dokumentów rozliczeniowych i przesłał je do ZUS.

Informacje dotyczące poszczególnych kontroli przeprowadzanych w urzędzie są dostępne na stronie www.bip.ure.gov.pl.

Dokumenty dotyczące kontroli udostępniane są na wniosek, zgodnie z przepisami ustawy z 6 września 2001 r. o dostępie do informacji publicznej²⁵⁾.

7. KONTROLA ZARZĄDCZA

Zgodnie z ustawą o finansach publicznych²⁶⁾ Prezes URE jest zobowiązany do zapewnienia funkcjonowania w urzędzie adekwatnej, skutecznej i efektywnej kontroli zarządczej. Kontrola zarządcza rozumiana jest jako ogół działań podejmowanych dla zapewnienia realizacji celów i zadań w sposób zgodny z prawem, efektywny, oszczędny i terminowy. Celem kontroli zarządczej 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.

²⁵⁾ Dz. U. z 2015 r. poz. 2058 z późn. zm.

²⁶⁾ Dz. U. z 2013 r. poz. 885 z późn. zm.

W styczniu 2015 r. wprowadzono nowy system kontroli zarządczej w odniesieniu do wszystkich aspektów wynikających ze standardów kontroli zarządczej określonych przez Ministra Finansów. Przygotowano *Plan działalności Urzędu Regulacji Energetyki* zawierający cele polityki energetycznej Polski, zgodne z dokumentami strategicznymi i budżetem zadaniowym państwa.

Cele do realizacji na 2015 r. przedstawiały się następująco:

- 1) Zapewnienie ciągłości dostaw surowców energetycznych (*Cel zadania 6.2.W. Bezpieczeństwo gospodarcze państwa*),
- 2) Wzmocnienie pozycji odbiorców na rynku energii poprzez aktywizację i ochronę odbiorcy oraz zwiększenie płynności rynku i efektywności ekonomiczno-ekologicznej na rynku energii i paliw ciekłych (*Cel zadania 6.8. Nadzór nad rynkiem energii*),
- 3) Wzmacnianie pozycji odbiorców na rynku energii,
- 4) Optymalne regulowanie działalności przedsiębiorstw energetycznych w zakresie realizacji praw i obowiązków związanych z uzyskiwaniem koncesji dla energii elektrycznej, ciepła, paliw gazowych i paliw ciekłych,
- 5) Optymalne regulowanie działalności przedsiębiorstw energetycznych związane z zatwierdzaniem taryf dla energii elektrycznej, ciepła i paliw gazowych.

Sprawozdanie z wykonania *Planu działalności URE* wraz z oświadczeniem o stanie kontroli zarządczej określa stopień realizacji zaplanowanych celów. Prezes URE przedstawia ocenę funkcjonowania kontroli zarządczej opartą o wyniki: monitoringu realizacji zadań i celów, kontroli zewnętrznych, samooceny kontroli zarządczej i oceny z przeprowadzanych audytów, składając oświadczenie o stanie kontroli zarządczej za rok ubiegły.

W celu bieżącego monitorowania stanu realizacji zadań opracowano plany działalności komórek organizacyjnych Urzędu zawierające cele, zadania i mierniki oraz identyfikację ryzyk. Plany stanowiły dla kierujących komórkami organizacyjnymi narzędzie do oceny skuteczności realizacji strategicznych celów nałożonych na Prezesa URE. Oceny z realizacji celów i zadań przez komórki organizacyjne Urzędu zostały przygotowane w formie sprawozdań za pierwsze i drugie półrocze 2015 r.

Plan działalności URE, sprawozdanie z wykonania planu oraz oświadczenie o stanie kontroli zarządczej są dostępne w Biuletynie Informacji Publicznej²⁷⁾ urzędu na stronie www.bip.ure.gov.pl.

8. WSPÓŁPRACA MIĘDZYNARODOWA

Kierunki i charakter współpracy międzynarodowej URE w 2015 r. wynikały z głównych celów Prezesa URE w tym obszarze, tj. wypełniania swoich ustawowych obowiązków oraz kontynuacji prac na rzecz utworzenia wewnętrznego rynku energii w UE. Rok 2015 był zatem kontynuacją zadań i projektów rozpoczętych w latach poprzednich. W dalszym ciągu trwały prace nad wdrożeniem kodeksów sieci oraz nad realizacją projektów nowych połączeń transgranicznych. Priorytetem była dalsza współpraca z Komisją Europejską oraz ACER. Kontynuowana była również współpraca na szczeblu regionalnym, w ramach stowarzyszeń regulatorów CEER i ERA oraz współpraca dwu- i wielostronna z innymi organami regulacyjnymi, w tym w ramach Grupy Wyszehradzkiej (V4).

Współpraca z Komisją Europejską

Zgodnie z obowiązującymi przepisami prawa Prezes URE regularnie współpracuje z Komisją Europejską poprzez wymianę informacji, przygotowywanie wkładów do stanowisk RP odnośnie

²⁷⁾ Obowiązek publikacji wynika z przepisów art. 70 ustawy o finansach publicznych.

projektów aktów prawnych opracowanych przez Komisję oraz wypełnianie obowiązków sprawozdawczych określonych przepisami prawa krajowego.

Drugim elementem współpracy Prezes URE – Komisja Europejska stanowią bieżące kontakty oraz udział przedstawicieli URE w różnych inicjatywach i grupach Komisji, których celem jest realizacja założeń europejskiej polityki energetycznej. Regulator kontynuował prace w ramach grup regionalnych Komisji Europejskiej ds. projektów wspólnego zainteresowania PCI. W 2015 r. przedstawiciele Prezesa URE brali także udział w spotkaniach Europejskiego Forum Regulacji Energii Elektrycznej (Forum Florenckie) oraz Europejskiego Forum Regulacji Gazu (Forum Madryckie), których zadaniem jest ocena dotychczasowych kroków oraz rekomendowanie dalszych działań zmierzających do integracji europejskich rynków energii elektrycznej i gazu. URE uczestniczyło również w organizowanym przez Komisję Forum Londyńskim, poświęconym kwestiom konsumenckim oraz w powołanym w listopadzie 2015 r. Forum Infrastrukturalnym.

Równoległe do wymienionych prac, Prezes URE realizował bieżącą współpracę z Komisją poprzez wymianę aktualnych informacji na temat sytuacji na polskim rynku energii oraz udział w różnego rodzaju badaniach prowadzonych na zlecenie Komisji.

Współpraca z ACER

W 2015 r. Prezes URE aktywnie brał udział w pracach grup roboczych i zespołów zadaniowych Agencji, a także w regularnych spotkaniach Rady Regulatorów ACER. Rozwijana jest także współpraca URE-ACER w ramach realizacji zadań wynikających z rozporządzenia REMIT, w tym poprzez prace Grupy Koordynacyjnej ds. REMIT oraz inne spotkania i warsztaty poświęcone tematyce monitorowania rynków energii w ramach REMIT. Podobnie jak w latach poprzednich, w 2015 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. W ramach regionalnych inicjatyw gazowych URE jest członkiem Rynku Europy Południowej/Południowo-Wschodniej, a do października 2015 r. polski regulator współprzewodniczył pracom tego regionu.

W listopadzie 2014 r. Prezes URE wystąpił do ACER z wnioskiem o opinię Agencji odnośnie zgodności obowiązujących obecnie zasad aukcji na transgraniczne moce przesyłowe, stosowanych przez operatorów systemów przesyłowych regionu Europy Środkowo-Wschodniej (CEE) z przepisami rozporządzenia 714/2009 oraz załącznikiem nr I do ww. rozporządzenia. Wniosek został złożony na podstawie art. 7 ust. 4 rozporządzenia 713/2009. Celem wniosku była ocena zatwierdzonych decyzjami regulatorów z państw regionu CEE zasad aukcji stosowanych w regionie CEE. ACER wydał opinię w powyższej sprawie 23 września 2015 r. W swojej opinii Agencja przyznała, że istnieją ograniczenia strukturalne m.in. na granicy polsko-niemieckiej, niemiecko-czeskiej oraz czesko-austriackiej, na powstanie których znaczny wpływ ma niemiecko-austriacka transgraniczna wymiana handlowa. Agencja wezwała także regulatorów oraz operatorów systemów przesyłowych (OSP) z regionu CEE m.in. do przedstawienia harmonogramu wdrożenia skoordynowanych procedur alokacji mocy przesyłowych na granicy niemiecko-austriackiej oraz jak najszybszego wdrożenia w regionie CEE metody łączenia rynków krajowych Market Coupling z uwzględnieniem rzeczywistych przepływów energii w sieci (tzw. Flow-Based Market Coupling). W związku z powyższym w 2015 r. odbył się szereg spotkań regulatorów oraz OSP z regionu, mających na celu wdrożenie opinii ACER. W pracach tych aktywnie uczestniczyła strona polska, tj. Prezes URE oraz operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego PSE S.A. Szczegółowy opis prac związanych z opinią został omówiony w dalszej części Sprawozdania. Opinia ACER dostępna jest na stronie Agencji pod adresem: http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Opinions/Opinions/ACER%20Opinion%2009-2015.pdf.

Współpraca ze stowarzyszeniami CEER i ERRA

Podobnie jak w latach ubiegłych, również w 2015 r. Prezes URE kontynuował współpracę z regulatorami innych państw poprzez stowarzyszenia CEER i ERRA.

W ramach CEER przedstawiciele urzędu byli zaangażowani w prace stowarzyszenia na wszystkich jego szczeblach, tj. Zgromadzenia Ogólnego oraz grup roboczych, gdzie wymieniali się doświadczeniami regulacyjnymi i dobrymi praktykami z regulatorami z innych państw UE. W 2015 r. przedstawiciele polskiego regulatora brali udział w pracach sześciu grup roboczych i działających pod nimi zespołów zadaniowych. Stowarzyszenie CEER w dalszym ciągu ściśle współpracuje z ACER poprzez pomoc i merytoryczne wsparcie. W obszarze zainteresowań stowarzyszenia są jednak również inne, wykraczające poza zakres kompetencji ACER kwestie, jak np. sprawy konsumenckie, funkcjonowanie operatorów systemów dystrybucyjnych czy zrównoważony rozwój.

ERRA jest stowarzyszeniem o charakterze regionalnym, zrzeszającym regulatorów z krajów Europy Środkowo-Wschodniej oraz regionu Azji, Afryki, Środkowego Wschodu oraz USA. Jego działania są ukierunkowane na kształtowanie stałej współpracy między regulatorami, wymianę informacji, zwiększenie dostępu do wiedzy na temat regulacji oraz promocji szkoleń z tego zakresu wśród państw członkowskich. Współpraca polskiego regulatora z ERRA opiera się w głównej mierze na wymianie informacji i doświadczeń regulacyjnych z państwami spoza UE.

Współpraca dwustronna i wielostronna

W 2015 r. kontynuowana była współpraca w ramach Grupy Wyszehradzkiej. Regulatorzy V4 regularnie spotykają się w ramach Forum Regulatorów V4 w celu przedyskutowania bieżących tematów energetycznych o charakterze państwowym, regionalnym i unijnym. W listopadzie 2015 r. w Augustowie odbyło się spotkanie regulatorów z Litwy, Łotwy, Estonii i Polski. Organizatorem spotkania był Prezes URE, a celem – wzmocnienie współpracy między organami regulacyjnymi tych państw. Było to pierwsze spotkanie regulatorów w tym gronie, a współpraca ta będzie kontynuowana w 2016 r.

Podobnie jak w latach poprzednich, w 2015 r. w URE odbył się również szereg spotkań z przedstawicielami innych zagranicznych instytucji oraz przedsiębiorstw zainteresowanych uczestnictwem w polskim rynku energii. W trakcie tych spotkań eksperci URE udzielali informacji na temat funkcjonowania i regulacji rynku energii w Polsce.

CZĘŚĆ II.

Realizacja zadań z zakresu regulacji gospodarki paliwami i energią

1. ELEKTROENERGETYKA

1.1. Rynek energii elektrycznej – sytuacja ogólna

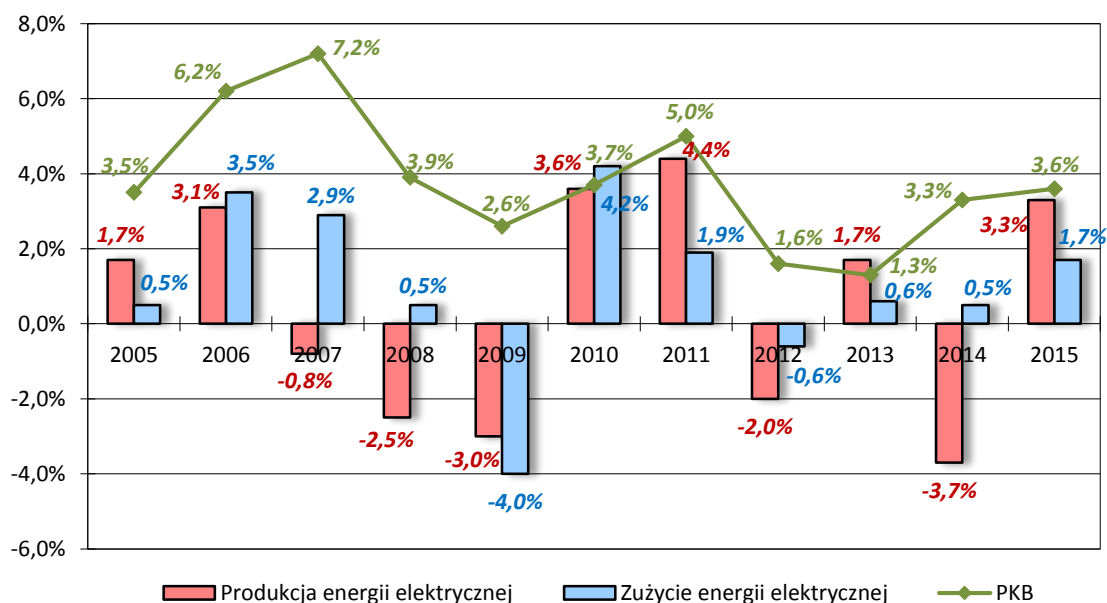
1.1.1. Rynek hurtowy

Określenie wielkości produkcji i struktury wytwarzania

Analiza sytuacji na rynku hurtowym energii elektrycznej opiera się na informacjach gromadzonych i przetwarzanych w URE w związku z monitorowaniem rynku energii elektrycznej, danych pochodzących ze statystyki publicznej (Ministerstwo Energii, GUS), danych z TGE S.A., a także danych publikowanych przez operatora systemu przesyłowego – PSE S.A.

Na rys. 6 przedstawiono informacje dotyczące zmiany krajowej produkcji i zużycia energii elektrycznej w 2015 r. i w latach poprzednich na tle zmian PKB.

Rysunek 6. Zmiany krajowej produkcji i zużycia energii elektrycznej na tle zmian PKB w latach 2005–2015



Źródło: URE na podstawie danych GUS i PSE S.A.

Uwaga! Dane dotyczące PKB za lata 2011–2014 w tym Sprawozdaniu różnią się od analogicznych danych w Sprawozdaniu za 2014 r. ze względu na fakt, że w 2015 r. GUS dokonał weryfikacji poziomu PKB we wskazanym okresie.

W 2015 r. krajowe zużycie energii elektrycznej brutto wyniosło 161 438 GWh i zwiększyło się o 1,7% w porównaniu z 2014 r. Poziom krajowego zużycia energii elektrycznej był ponad dwukrotnie niższy niż tempo wzrostu PKB w 2015 r., które według wstępnych szacunków GUS wyniosło 3,6% i było zbliżone do wyniku odnotowanego w 2014 r. (3,3%). Jednocześnie wolumen krajowej produkcji energii elektrycznej brutto w 2015 r. ukształtował się na poziomie 161 772 GWh i był wyższy od wolumenu za poprzedni rok o 5 205 GWh (tj. o 3,3%). W tym samym okresie nadwyżka eksportu nad importem energii była niewielka, wyniosła 334 GWh. Warto dodać, że w 2014 r. Polska była importerem energii elektrycznej netto, a jego wartość przewyższyła eksport o 2 167 GWh. W 2015 r. zarówno udział importu, jak i eksportu stanowił ponad 8% odpowiednio całkowitego przychodu oraz rozchodu energii elektrycznej w krajowym bilansie energii elektrycznej.

W tabeli poniżej przedstawiono strukturę produkcji, zużycie i krajowe saldo wymiany transgranicznej energii elektrycznej w latach 2014–2015.

Tabela 2. Struktura produkcji, krajowe saldo wymiany transgranicznej oraz zużycie energii elektrycznej w latach 2014–2015 [GWh]*

	2014 r.	2015 r.	Dynamika**
Produkcja energii elektrycznej ogółem	156 567	161 772	103,32
z tego: elektrownie na węglu kamiennym	80 284	81 883	101,99
elektrownie na węglu brunatnym	54 212	53 564	98,80
elektrownie gazowe	3 274	4 193	128,06
elektrownie przemysłowe	9 020	9 757	108,17
elektrownie zawodowe wodne	2 520	2 261	89,72
źródła wiatrowe	7 184	10 041	139,77
inne źródła odnawialne	73	73	100,00
Saldo wymiany zagranicznej	2 167	-334	-
Krajowe zużycie energii	158 734	161 438	101,70

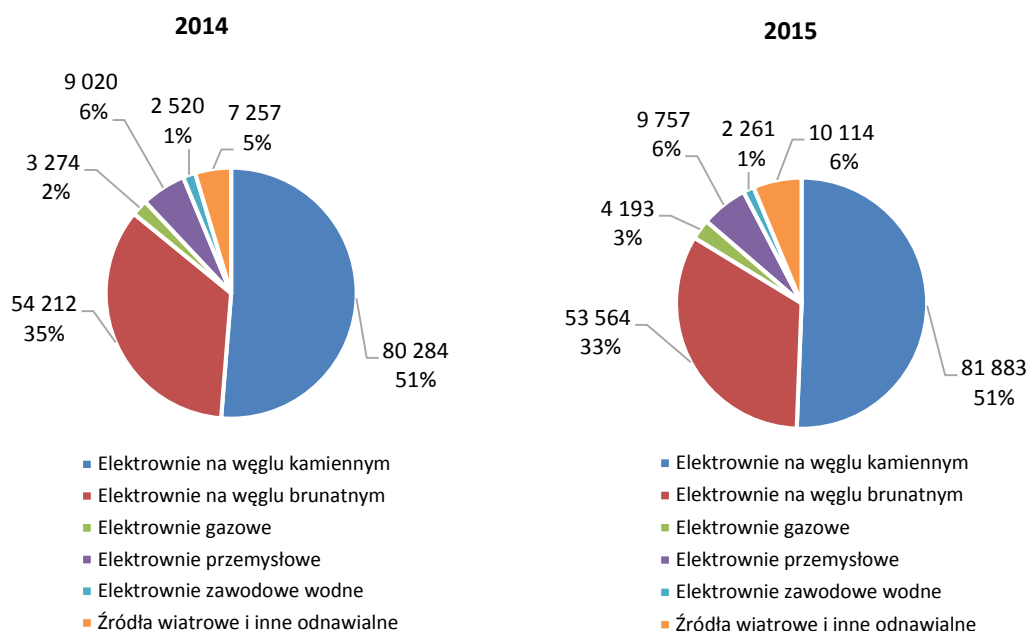
* Prezentowane wielkości są wyznaczane na podstawie pomiarów zbieranych przez OSP w czasie bieżącego prowadzenia ruchu KSE. Dlatego w niektórych przypadkach mogą one różnić się od ostatecznych danych przedstawianych przez przedsiębiorstwa energetyczne dla celów statystycznych.

** 2015 r./2014 r.; 2014 r. = 100

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

W skali kraju, na przestrzeni dwóch ostatnich lat zaobserwowano wzrostową tendencję zarówno w odniesieniu do mocy zainstalowanej, jak i osiągalnej w przedsiębiorstwach sektora wytwarzania. Przy czym w 2015 r. zmiany te były znaczące, bowiem moc zainstalowana w KSE wzrosła o 2 324 MW (6,1%) w stosunku do 2014 r. i wyniosła 40 445 MW. Z kolei, moc osiągalna w KSE wzrosła o 3,4% w 2015 r. w porównaniu z 2014 r. (z poziomu 38 477 MW do poziomu 39 777 MW). Średnie roczne zapotrzebowanie na moc ukształtowało się na poziomie 22 219 MW, przy maksymalnym zapotrzebowaniu na poziomie 25 101 MW (co oznacza odpowiednio: wzrost o 1,0% i spadek o 1,7% w stosunku do 2014 r.). Relacja mocy dyspozycyjnej do mocy osiągalnej w 2015 r. pozostawała na podobnym poziomie jak w 2014 r. i wyniosła 68,8%.

Rysunek 7. Porównanie struktury produkcji energii elektrycznej w latach 2014–2015 [GWh]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Uwaga! Wielkości procentowe zaokrąglone do pełnych wartości.

Struktura produkcji energii elektrycznej w 2015 r. nie zmieniła się znacznie w stosunku do 2014 r. Zdecydowana większość wytwarzania oparta jest na paliwach konwencjonalnych, tj. węgla kamiennym oraz węgla brunatnym. W badanym okresie, podobnie jak w latach wcześniejszych, kontynuowany był wzrost udziału źródeł wiatrowych i innych odnawialnych źródeł energii. Przy czym liderem produkcji energii „zielonej” pozostawała generacja wiatrowa, głównie ze względu na zainstalowanie w krajowym systemie elektroenergetycznym nowych mocy oraz sprzyjające warunki pogodowe.

Struktura podmiotowa hurtowego rynku energii

Struktura podmiotowa sektora energetycznego i stopień koncentracji na rynku zostały w dużej mierze ukształtowane przez proces konsolidacji poziomej, a następnie pionowej przedsiębiorstw energetycznych należących do Skarbu Państwa. Proces konsolidacji był m.in. wynikiem realizacji „Programu dla elektroenergetyki”, przyjętego przez Radę Ministrów w 2006 r.

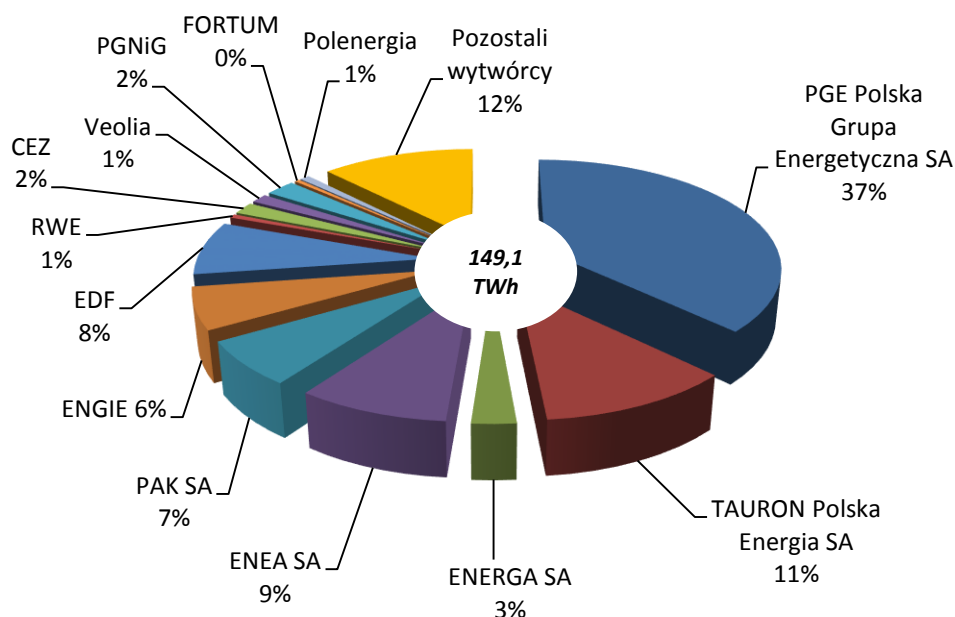
Liczba i struktura podmiotów sektora elektroenergetycznego od czasu wdrożenia „Programu dla elektroenergetyki” nie uległa zasadniczym zmianom. W kolejnych latach zmieniał się ich udział w rynku oraz rozwijała się generacja rozproszona, w szczególności energetyka wiatrowa. Następowaly również zmian w ramach grup kapitałowych związane ze zmianą struktury podmiotowej i konsolidacją podmiotów, zarówno w grupach kapitałowych należących do Skarbu Państwa, jak i prywatnych.

Największy udział w podsektorze wytwarzania w 2015 r. wciąż utrzymywała grupa kapitałowa PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., a na rynku sprzedaży do odbiorców końcowych – TAURON Polska Energia S.A. Przy czym udział grupy kapitałowej PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. w sektorze wytwarzania w 2015 r. kształtował się na poziomie 37,3%²⁸⁾ (w 2014 r. – 37,9%, spadek o 0,6 punktu procentowego). Udział grupy TAURON Polska Energia S.A. wyniósł w 2015 r. 11,3%, co oznacza wzrost w porównaniu z 2014 r. o 0,5 punktu procentowego.

²⁸⁾ Udział liczony według energii elektrycznej wprowadzonej do sieci.

Udział grup kapitałowych w energii elektrycznej wprowadzonej do sieci prezentuje rysunek poniżej.

Rysunek 8. Udział grup kapitałowych w wolumenie energii elektrycznej wprowadzonej do sieci w 2015 r.



Źródło: Dane Ministerstwa Energii i URE.

Uwaga! Od 1 stycznia 2015 r. grupa kapitałowa Dalkia działa pod międzynarodową marką Veolia. W 2015 r. francuski koncern energetyczny GDF Suez zmienił nazwę na ENGIE.

Stan konkurencji na rynku energii elektrycznej został opisany przede wszystkim za pomocą wskaźników mierzących udział podmiotów w rynku oraz stopień koncentracji (tab. 3).

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 ²⁹⁾	
					moc zainstalowana	energia wprowadzona do sieci
2014	5	6	53,6	57,7	1 441,0	1 823,1
2015	5	6	52,2	57,4	1 366,0	1 762,9

* 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.

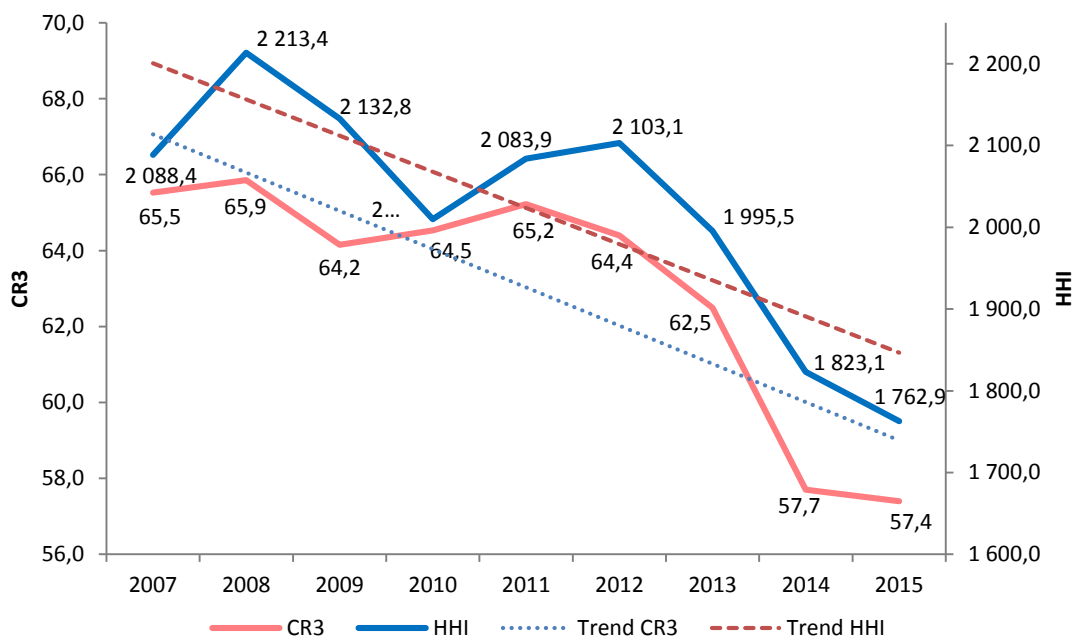
Źródło: Dane Ministerstwa Energii i URE.

²⁹⁾ 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).

Wskaźnik udziału rynkowego trzech największych podmiotów, mierzony według energii wprowadzonej do sieci (uwzględniającej ilość energii dostarczonej przez wytwórców bezpośrednio do odbiorców końcowych), w 2015 r. wyniósł 57,4%. Jednocześnie 2015 r. był kolejnym rokiem, w którym utrzymywała się tendencja spadkowa tego wskaźnika. W stosunku do roku poprzedniego wskaźnik ten zmniejszył się o 0,3 punktu procentowego. Podobną tendencję, choć zdecydowanie bardziej wyraźną, obserwuje się przy drugim wskaźniku – udziale trzech największych wytwórców w mocy zainstalowanej – udział ten zmniejszył się w 2015 r. w stosunku do 2014 r. o 1,4 punktu procentowego. Trzej najwięksi wytwórcy (tj. wytwórcy skupieni w grupach kapitałowych: PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., TAURON Polska Energia S.A., ENEA S.A.) dysponowali w sumie niewiele ponad połową mocy zainstalowanych i odpowiadali za mniej niż 60% produkcji energii elektrycznej w kraju. Grupy kapitałowe, w których funkcjonują ci trzej wytwórcy są przedsiębiorstwami zintegrowanymi pionowo, obecne w pełnym łańcuchu wartości energetyki – od wydobywania, poprzez wytwarzanie zarówno w konwencjonalnych, jak i odnawialnych źródłach energii, po dystrybucję oraz sprzedaż energii elektrycznej.

Tendencja spadkowa wskaźnika HHI, mierzonego według mocy zainstalowanej oraz według wolumenu energii wprowadzonej do sieci (uwzględniającej ilość energii dostarczonej przez wytwórców bezpośrednio do odbiorców końcowych) utrzymywała się nadal w 2015 r. Spadek tego wskaźnika był znaczący, bowiem zmniejszył się on w 2015 r. w porównaniu do 2014 r. odpowiednio o 5,2% i 3,3%. Warto podkreślić, że wskaźnik ten liczony dla produkcji w 2015 r. osiągnął wartość pozwalającą na stwierdzenie, że stopień koncentracji na rynku jest średni. Natomiast liczony dla mocy zainstalowanej – znajduje się znacznie poniżej granicy wysokiej koncentracji. Zmiana wskaźnika koncentracji oraz wskaźnika udziału rynkowego trzech największych podmiotów w podsektorze wytwarzania w latach 2007–2015 została przedstawiona na rysunku poniżej.

Rysunek 9. Stan koncentracji podsektora wytwarzania oraz udziały w rynku największych podmiotów według energii wprowadzonej do sieci w latach 2007–2015



Źródło: Dane Ministerstwa Energii i URE.

Odnosząc się do przedstawionych powyżej danych dotyczących koncentracji należy zauważyć, że w trzech ostatnich latach wskaźniki te uległy znacznemu zmniejszeniu. Jest to spowodowane w głównej mierze wzrostem produkcji energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, przede wszystkim wiatrowych, w krajowym bilansie produkcji tej energii. W horyzoncie długoterminowym (lata 2007–2015) trend zmiany wskaźników koncentracji oraz udziału rynkowego trzech największych podmiotów jest również malejący.

Sprzedaż energii w poszczególnych segmentach

Struktura i mechanizmy funkcjonowania rynku nie odbiegają od analogicznych struktur i mechanizmów, jakie ukształtowały się w większości innych państw europejskich, uznanych za rynki konkurencyjne. Uczestnicy rynku mają, na równych prawach, szeroki dostęp do różnych form sprzedaży energii elektrycznej oraz dostęp do informacji dotyczących wolumenów i cen, po jakich kontraktowana i sprzedawana na rynku hurtowym jest energia elektryczna.

Poniższe zestawienia tabelaryczne przedstawiają kształtowanie się form sprzedaży energii elektrycznej w segmentach wytwarzania i obrotu w latach 2014–2015.

Tabela 4. Formy sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców w latach 2014–2015 [TWh]

Rok	Przedsiębiorstwa obrotu	Rynki regulowane, w tym giełda energii	Rynek bilansujący	Eksport	Odbiorcy końcowi	Pozostała sprzedaż*
2014**	53,1	79,9	9,2	0,0	3,5	3,6
2015	66,9	71,3	7,9	0,0	3,7	3,4

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

** Dane zostały zmienione w porównaniu z danymi w Sprawozdaniu Prezesa URE za 2014 r. w związku ze skorygowaniem danych przez badane podmioty.

Dane oparte na informacjach pozyskanych od podmiotów wyselekcjonowanych w wyniku doboru celowego.

Źródło: Dane Ministerstwa Energii i URE.

Tabela 5. Formy sprzedaży energii elektrycznej przez spółki obrotu w latach 2014–2015 [TWh]

Rok	Przedsiębiorstwa obrotu	Rynki regulowane, w tym giełda energii	Rynek bilansujący	Eksport	Odbiorcy końcowi	Pozostała sprzedaż*
2014**	127,9	57,2	4,7	2,2	114,5	24,0
2015	142,6	81,6	6,1	1,4	115,8	24,7

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

** Dane zostały zmienione w porównaniu z danymi w Sprawozdaniu Prezesa URE za 2014 r. w związku ze skorygowaniem danych przez badane podmioty.

Dane oparte na informacjach pozyskanych od podmiotów wyselekcjonowanych w wyniku doboru celowego.

Źródło: Dane Ministerstwa Energii i URE.

Podobnie jak w latach wcześniejszych, w 2015 r. w przypadku wytwórców główne formy sprzedaży energii elektrycznej stanowiły: sprzedaż w ramach rynków regulowanych, gdzie dominujące znaczenie miała giełda energii (47% udział w całkowitej sprzedaży wytwórców) oraz sprzedaż do przedsiębiorstw obrotu (41% udział). Natomiast w przypadku przedsiębiorstw obrotu kierują one sprzedaż głównie do innych przedsiębiorstw obrotu (38% udział w całkowitym obrocie przedsiębiorstw obrotu) oraz do odbiorców końcowych (31% udział). W mniejszym stopniu, choć również znaczącym, kierują sprzedaż na giełdę energii (22% udział).

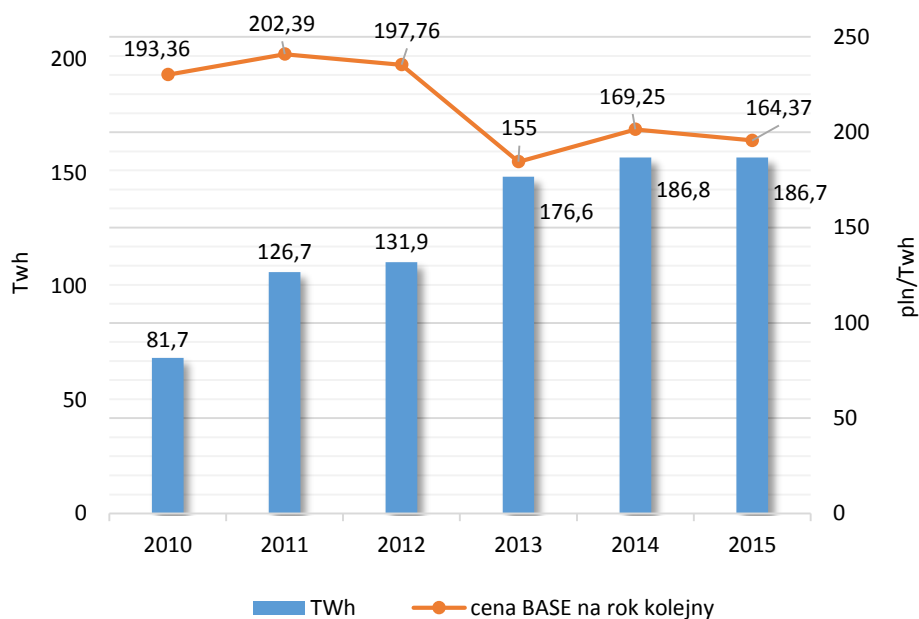
Sprzedaż poprzez giełdę energii

Handel energią elektryczną na polskim rynku energii odbywa się przede wszystkim na rynku zorganizowanym prowadzonym przez TGE S.A. w wystandaryzowanej formie. Obrót na giełdzie energii

prowadzony jest od godz. 8:00 do godz. 15:30 przez 365 (lub 366) dni w roku. Uczestnikami rynku giełdowego mogą być przedsiębiorstwa obrotu i wytwarzania energii oraz duzi odbiorcy końcowi, którzy mogą działać samodzielnie po wstąpieniu w poczet członków giełdy (zawarcie stosownej umowy z TGE S.A.) lub za pośrednictwem domów maklerskich.

W latach poprzedzających wprowadzenie obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej przez przedsiębiorstwa wytwórcze 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. Począwszy od 2010 r. na hurtowym rynku energii elektrycznej można zaobserwować dynamiczny rozwój rynku giełdowego. Zmiana struktury obrotu energią elektryczną z transakcji bilateralnych w kierunku transakcji zawieranych na transparentnym i płynnym giełdowym rynku energii elektrycznej świadczy o tym, że rynek energii elektrycznej staje się coraz bardziej dojrzały.

Rysunek 10. Średnioważona wolumenem cena energii elektrycznej BASE na rok następny oraz całkowity wolumen obrotu energią elektryczną w danym roku



Źródło: URE na podstawie danych TGE S.A.

Całkowity wolumen transakcji zawartych w 2015 r. na wszystkich rynkach energii elektrycznej na TGE S.A. wyniósł 186,7 TWh i był na porównywalnym poziomie jak wolumen z 2014 r. wynoszący 186,8 TWh. Natomiast licząc po dacie dostawy, sprzedaż energii elektrycznej z dostawą w 2015 r. wyniosła 190,5 TWh, co stanowiło 117,5% produkcji energii elektrycznej brutto w 2015 r.

Obecnie status członka TGE S.A. posiada 67 przedsiębiorstw, m.in. wytwórcy energii, spółki obrotu i domy maklerskie.

W 2015 r. TGE S.A. prowadziła następujące rynki sprzedaży energii elektrycznej: Rynek Dnia Bieżącego (RDB), Rynek Dnia Następnego (RDN), Rynek Terminowy Towarowy (RTT, w tym również w systemie aukcji) oraz nowo powstały Rynek Instrumentów Finansowych (RIF).

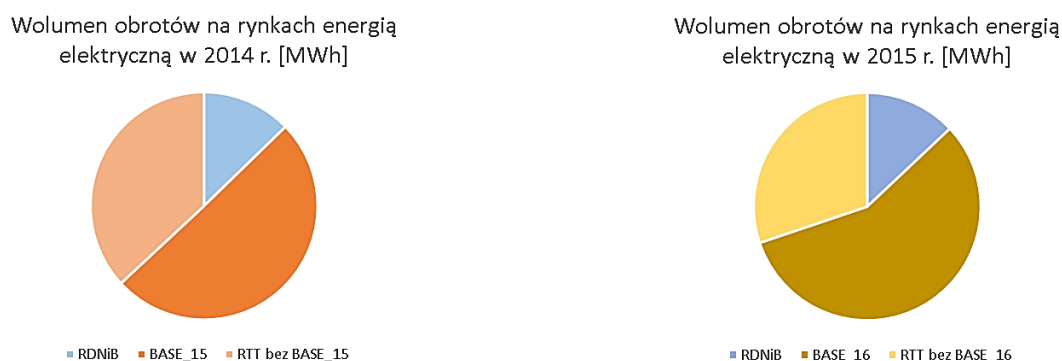
Największy wolumen obrotu realizowany jest na RTT. W 2015 r. na tym rynku (wraz z aukcjami) zawarto 21 119 transakcji, a łączny wolumen obrotu na nim wyniósł 161,6 TWh. Najbardziej płynnym kontraktem w 2015 r. był kontrakt roczny w dostawie pasmowej na 2016 rok (BASE_Y-16). Wolumen obrotu na tym kontrakcie w 2015 r. wyniósł 96 TWh – stanowi to 59,8% łącznego wolumenu odnotowanego na parkiecie RTT w zakresie sprzedaży energii elektrycznej w ubiegłym roku.

W 2015 r. na RDN zawarto 1 207 746 transakcji. Jednocześnie członkowie giełdy zrealizowali transakcje zakupu/sprzedaży energii elektrycznej o łącznym wolumenie 25 TWh, co oznacza wzrost o 5,6% w stosunku do roku poprzedniego.

W 2015 r. na RDB zawarto 4 481 transakcji, a łączny wolumen obrotu na tym rynku wyniósł 63,22 GWh.

W listopadzie 2015 r. uruchomiono także nowy Rynek Instrumentów Finansowych (RIF), na którym możliwy jest handel instrumentami pochodnymi (kontrakty *futures*), dla których instrumentem bazowym jest indeks TGe24 (publikowany przez Giełdę od 30 czerwca 2015 r.). Obecnie do prowadzenia działalności na RIF uprawnionych jest siedem podmiotów. W ciągu dwóch miesięcy istnienia tego rynku zawarto jedną transakcję. Według przedstawicieli Giełdy, płynność powinna pojawić się w ciągu 2016 r.³⁰⁾

Rysunek 11. Struktura wolumenu kontraktów na energię elektryczną w latach 2014–2015



Źródło: URE na podstawie danych TGE S.A.

Transakcje bilateralne

Kontrakty dwustronne stanowią formę sprzedaży energii elektrycznej polegającą na bezpośrednim zawieraniu umów pomiędzy uczestnikami rynku i tworzą tzw. rynek OTC (*over the counter*). Warunki handlowe takiego kontraktu (m.in. ceny sprzedaży/kupna energii elektrycznej, ilość, terminy dostaw) zależą od wyniku negocjacji między stronami kontraktu (kodeksowa swoboda zawierania umów) i są znane tylko stronom danego kontraktu. Rozliczenia prowadzą strony kontraktu, niezależnie od rozliczeń dokonywanych w pozostałych segmentach rynku. Kontrakty dwustronne zawierane są w szerokim horyzoncie czasowym od umów dwustronnych rocznych, poprzez kwartalne i miesięczne porozumienia transakcyjne, aż do transakcji dobowo-godzinowych. W 2015 r. wolumen kontraktów zawieranych na rynku OTC, nie uwzględniający kontraktów wewnątrzgrupowych, wyniósł 58,9 TWh i był na porównywalnym poziomie jak w 2014 r., kiedy to wyniósł 59,7 TWh.

Ceny na hurtowym rynku energii elektrycznej w 2015 r.

Analizując poziom cen na rynku hurtowym można dokonać następującego podziału:

- ceny energii elektrycznej dostarczonej w 2015 r. kontraktowanej w większości w latach poprzednich,
- ceny energii elektrycznej sprzedawanej i dostarczonej na rynku SPOT w 2015 r. np. mierzone indeksem IRDN24,
- ceny energii elektrycznej sprzedawanej w 2015 r. na przyszłe okresy np. kontrakty typu BASE_Y-16.

³⁰⁾ http://energetyka.wnp.pl/rynek-instrumentow-finansowych-od-srody-na-tge,260620_1_0_0.html

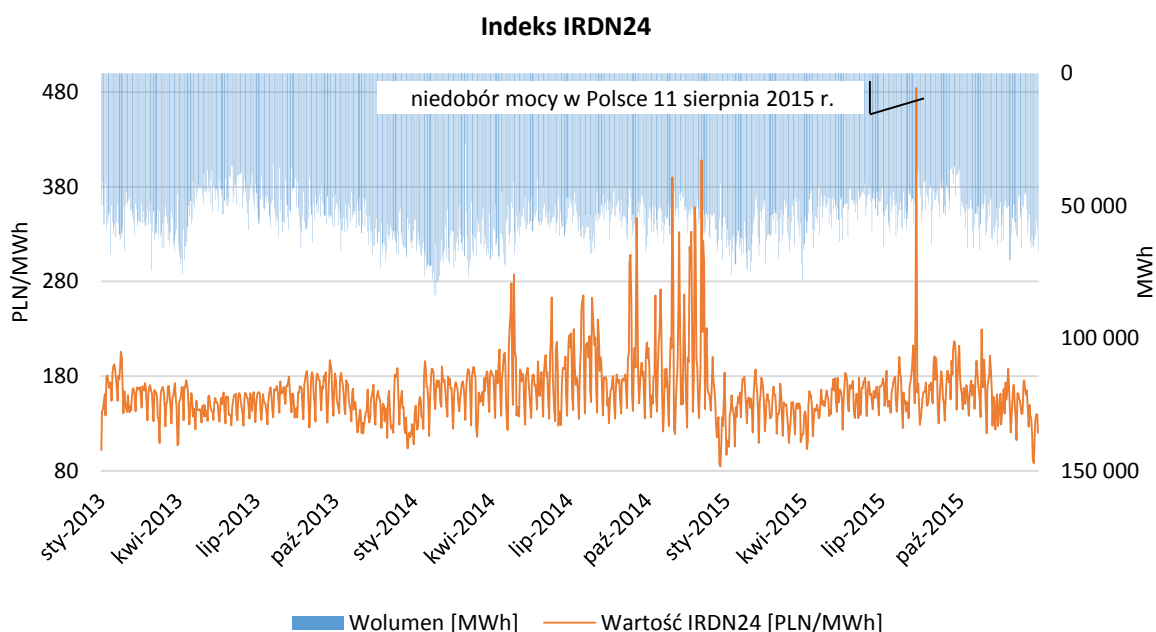
Do pierwszej kategorii cen wymienionych powyżej należy zaliczyć średnioroczną cenę sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym oraz średnią kwartalną cenę energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż wynikające z art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne. Ceny te zostały omówione w dalszej części niniejszego Sprawozdania (odpowiednio pkt 6.6.1. oraz pkt 6.6.5.).

Ceny na rynku SPOT TGE S.A.

Poniższy wykres przedstawia kształtowanie się cen na rynku spotowym – RDN, prowadzonym przez TGE S.A. Indeks IRDN24 przedstawia średnią arytmetyczną cenę ze wszystkich transakcji na sesji giełdowej RDN, liczoną po dacie dostawy dla całej doby.

Średnia ważona wolumenem cena energii na RDN w 2015 r. wyniosła 155,66 zł/MWh i była niższa względem 2014 r. o 29,09 zł/MWh, kiedy to cena ta wyniosła 184,75 zł/MWh.

Rysunek 12. Średnia miesięczna cena energii elektrycznej w transakcjach SPOT mierzona IRDN24 [zł/MWh] oraz wolumen obrotu energią elektryczną na rynku RDN [MWh]



Źródło: URE na podstawie danych TGE S.A.

Ceny na rynku terminowym TGE S.A.

W 2015 r. obserwowano spadek cen energii elektrycznej na terminowym rynku energii. Odzwierciedleniem tej tendencji jest spadek cen kontraktów terminowych BASE_Y-16 (kontrakt roczny w dostawie pasmowej na 2016 r.), gdzie średnioważona wolumenem cena transakcyjna tego kontraktu w całym 2015 r. ukształtowała się na poziomie 164,37 zł/MWh. W porównaniu z 2014 r., gdzie cena kontraktów terminowych BASE_Y-15 zawieranych w 2014 r. z dostawą w roku następnym wyniosła 169,25 zł/MWh, można zaobserwować spadek cen rocznych kontraktów terminowych o ok. 2,9%.

Jednocześnie średnia miesięczna cena kontraktów BASE_Y-16 w grudniu 2015 r. wyniosła 166,75 zł/MWh, podczas gdy średnia miesięczna cena analogicznych kontraktów (BASE_Y-15) w grudniu 2014 r. wyniosła 175,53 zł/MWh, co oznacza spadek tej ceny o 5% w 2015 r. w porównaniu do roku poprzedniego.

1.1.2. Rynek detaliczny

Rynek detaliczny jest rynkiem, na którym stroną transakcji jest odbiorca końcowy dokonujący zakupu paliw i energii na własny użytek. Rok 2015 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, w tym operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSD) i sprzedawcy energii elektrycznej (przedsiębiorstwa obrotu).

Operatorzy systemów dystrybucyjnych to przedsiębiorstwa zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej odpowiedzialne za bezpieczne i niezawodne funkcjonowanie systemu dystrybucyjnego przy jednoczesnym zagwarantowaniu skutecznego i niedyskryminacyjnego dostępu do tego systemu wszystkim uczestnikom rynku. W 2015 r., podobnie jak w latach poprzednich, na rynku energii elektrycznej funkcjonowało pięciu dużych OSD, których sieci są bezpośrednio przyłączone do sieci przesyłowej (OSDp) i którzy mają obowiązek oddzielenia działalności dystrybucyjnej prowadzonej przez operatora systemu od innych rodzajów działalności niezwiązanych z dystrybucją energii elektrycznej, a mianowicie działalności wytwórczej lub obrotowej prowadzonej w ramach przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo (*unbundling*). Ponadto, w 2015 r. działało 164 przedsiębiorstw wyznaczonych OSD (tzw. OSDn) funkcjonujących w ramach przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo, które nie mają obowiązku *unbundlingu*.

Kluczowe znaczenie dla realizacji funkcji OSD ma niezależność operatora, który zapewnia równy dostęp do sieci wszystkim uczestnikom rynku. Gwarancją zapewnienia niezależności OSD, poza dokonaniem rozdziałem działalności, mają być opracowane przez operatorów programy, w których określone zostały przedsięwzięcia, jakie operatorzy zobowiązani są podjąć w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu (Programy Zgodności). Programy OSDp są zatwierdzane przez Prezesa URE, natomiast OSDn nie mają obowiązku przedkładania ich do zatwierdzenia. Zatwierdzone Programy Zgodności podlegają kontroli Prezesa URE. Operatorzy zobowiązani są do przesłania, każdego roku do 31 marca, sprawozdań zawierających opis działań podjętych w roku poprzednim w celu realizacji Programów Zgodności (patrz pkt 1.2.6.5.).

Duże znaczenie dla funkcjonowania rynku detalicznego mają IRiESD. Instrukcje te określają zasady działania rynku detalicznego energii elektrycznej, w tym m.in. procedurę zmiany sprzedawcy, zasady wyznaczania i przekazywania danych pomiarowych przez OSD, zmiany podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe oraz zasady postępowania w przypadku utraty dotychczasowego sprzedawcy przez odbiorców w gospodarstwach domowych (sprzedaż rezerwowa). W 2015 r. Prezes URE zatwierdził zmiany IRiESD pięciu dużych OSDp, w związku z planowanym wprowadzaniem przez OSD jednolitego modelu wymiany informacji i standardów komunikatów dla obszaru detalicznego rynku energii elektrycznej – poprzez uruchomienie Centralnego Systemu Wymiany Informacji (CSWI).

Z analizy danych przedstawionych przez poszczególnych operatorów wynika, że w 2015 r., podobnie jak w poprzednim roku, największa liczba odbiorców innych niż gospodarstwa domowe, którzy zmienili sprzedawcę, to odbiorcy przyłączeni do sieci ENEA Operator Sp. z o.o., natomiast najmniej odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę, to odbiorcy przyłączeni do sieci RWE Stoen Operator Sp. z o.o. Z kolei w segmencie odbiorców gospodarstw domowych największa liczba odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę to odbiorcy przyłączeni do sieci PGE Dystrybucja S.A., a najmniej takich odbiorców zmieniło sprzedawcę na terenie działania RWE Stoen Operator Sp. z o.o.

W dalszym ciągu największy udział w sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych mają tzw. sprzedawcy „zasiedziali” (*incumbent suppliers*), którzy pozostali po wyodrębnieniu operatorów sieci dystrybucyjnej jako strona umów kompleksowych, tj. umów łączących postanowienia umowy sprzedaży energii elektrycznej i umowy dystrybucji energii z odbiorcami. Pełnią oni funkcję sprzedawców z urzędu dla odbiorców w gospodarstwach domowych, którzy nie zdecydowali się na wybór nowego sprzedawcy. W 2015 r. działało pięciu sprzedawców z urzędu oraz ponad 100 alternatywnych przedsiębiorstw obrotu zajmujących się aktywnie sprzedażą energii elektrycznej do odbiorców końcowych, w tym sprzedawców działających na rynku gospodarstw domowych. Na

rynku energii elektrycznej działają także sprzedawcy (w liczbie 164) funkcjonujący w ramach przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo z OSDn.

Zgodnie z zasadą TPA, każdy sprzedawca energii elektrycznej ma prawo oferować sprzedaż tej energii odbiorcom końcowym na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej. Warunkiem realizacji zawartych umów sprzedaży jest jednak zawarcie przez sprzedawcę umowy o świadczenie usług dystrybucji tzw. generalnej umowy dystrybucji (GUD) z operatorem systemu dystrybucyjnego, do którego sieci odbiorca jest przyłączony. Natomiast realizacja umów kompleksowych wymaga zawarcia z OSD tzw. generalnej umowy dystrybucji dla usługi kompleksowej (GUD-K). Na OSD spoczywa obowiązek zawarcia GUD lub GUD-K ze sprzedawcą, który o to wystąpi. Sprzedawcy natomiast nie mają obowiązku zawierania umów GUD i GUD-K, a tym samym obowiązku sprzedaży energii do poszczególnych grup odbiorców z określonych obszarów (za wyjątkiem sprzedawców pełniących funkcje sprzedawców z urzędu³¹⁾) – zależy to od ich suwerennych decyzji biznesowych.

W 2015 r. na terenie poszczególnych OSD działało średnio od 88 do 117 sprzedawców energii elektrycznej (liczba zawartych GUD) – najwięcej na terenie TAURON Dystrybucja S.A. Jednocześnie średnia roczna liczba zawartych w 2015 r. GUD z nowymi sprzedawcami, która wyniosła ok. 11 umów, spadła poniżej poziomu z zeszłego roku (średnio po ok. 20 GUD). Mimo pewnego nasycenia, nadal zauważalna jest jednak tendencja rozwoju konkurencji na rynku energii elektrycznej. Mniejsza niż w latach poprzednich dynamika wzrostu liczby zawartych GUD może wynikać ze wzrastającego z roku na rok stopnia dojrzałości rynku obrotu energią elektryczną w Polsce. Należy pamiętać, że zawarcie z OSD umowy GUD jest warunkiem działania sprzedawcy na terenie tego OSD i umożliwia mu pozyskanie nowych odbiorców przyłączonych do sieci tego OSD. Szczegóły dotyczące liczby zawartych GUD opisane zostały w pkt 1.2.6.1.

W 2015 r. funkcjonował wzorzec GUD-K opracowany przez TOE oraz PTPIREE. Warto przypomnieć, że dzięki wypracowanemu wzorcowi każdy sprzedawca, w tym także sprzedawca alternatywny, może oferować odbiorcom w gospodarstwach domowych usługę kompleksową, co czyni jego ofertę bardziej atrakcyjną. Szczegóły dotyczące postępów w zawieraniu wzorca GUD-K opisano w pkt 1.2.6.1.

Sprzedawcy energii elektrycznej dokonujący sprzedaży tej energii odbiorcom końcowym są zobowiązani do zamieszczania na swoich stronach internetowych oraz udostępniania do publicznego wglądu w swojej siedzibie informacji o cenach sprzedaży oraz warunkach ich stosowania. W celu udostępnienia swoich ofert sprzedawcy korzystają także z działającego na stronie internetowej URE Cenowego Energetycznego Kalkulatora Internetowego, dzięki któremu odbiorcy w gospodarstwach domowych mogą porównać i dokonać wyboru najkorzystniejszej oferty. W 2015 r., tak jak w poprzednim roku, średnio miesięcznie ok. 28 sprzedawców zamieszczało swoje oferty w Kalkulatorze.

W 2015 r. na rynku detalicznym energii elektrycznej prowadzone były działania związane ze wzmocnieniem pozycji konsumentów (odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych) poprzez ich dalsze informowanie i edukowanie. Kopia opracowanego w 2014 r. w URE Zbioru Praw Konsumenta Energii Elektrycznej – czyli zbioru praw i obowiązków konsumentów na rynku energii – była dostarczana odbiorcom przez sprzedawców energii elektrycznej.

Po stronie popytowej rynku detalicznego energii elektrycznej znajdują się odbiorcy końcowi. Jest ich ponad 17,05 mln, z czego 90,3% (15,4 mln), to odbiorcy z grupy taryfowej G, w tym w przeważającej większości odbiorcy w gospodarstwach domowych (ponad 14,5 mln), którzy dokonują zakupu energii w celu jej zużycia w gospodarstwie domowym. Pozostała grupa odbiorców końcowych to odbiorcy przemysłowi, biznesowi i instytucjonalni należący do grup taryfowych A, B i C. Grupy A i B stanowią odbiorcy zasilani z sieci wysokiego i średniego napięcia i są to tzw. odbiorcy przemysłowi, natomiast do grupy C należą odbiorcy przyłączeni do sieci niskiego napięcia, pobierający energię elektryczną dla celów prowadzonej działalności gospodarczej. Odbiorcy energii elektrycznej są uprawnieni do otrzymywania energii elektrycznej w sposób ciągły i niezawodny od wybranego sprzedawcy tej energii.

³¹⁾ Sprzedawcy, którzy pełnią funkcję sprzedawcy z urzędu, mają prawny obowiązek świadczenia usługi kompleksowej odbiorcom w gospodarstwie domowym niekorzystającym z prawa wyboru sprzedawcy.

Miernikiem korzystania przez odbiorców z przysługujących im na rynku detalicznym energii elektrycznej praw jest skłonność tych odbiorców do zawierania umów sprzedaży energii elektrycznej ze swobodnie wybranym sprzedawcą tej energii. W 2015 r. ponad 209 tys. odbiorców należących do grup taryfowych A, B i C aktywnie korzystało z prawa zakupu energii od wybranego sprzedawcy. Natomiast w segmencie odbiorców w gospodarstwach domowych liczba ta wyniosła ponad 375 tys. Rok ten był kolejnym rokiem dynamicznego wzrostu liczby odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę. Na koniec 2015 r. odnotowano 36,6%-owy wzrost liczby odbiorców TPA w porównaniu do 2014 r., przy czym w przypadku odbiorców należących do grup taryfowych A, B i C wzrost ten wynosił 45,2%, a w przypadku odbiorców z grupy G wynosił 32,3%.

Niewątpliwie dużym ułatwieniem dla odbiorcy dokonującego wyboru sprzedawcy jest możliwość skorzystania z zamieszczonej na stronie internetowej operatora, do sieci którego odbiorca jest przyłączony, listy sprzedawców działających na terenie tego operatora. Podobnie jak w latach poprzednich, w 2015 r. na stronach internetowych wszystkich OSDp dostępne były wykazy sprzedawców. Jednocześnie konsumenci mogli samodzielnie porównać ceny sprzedawców korzystając z Cenowego Energetycznego Kalkulatora Internetowego dostępnego na stronie URE.

W przeważającej większości odbiorcy, w tym odbiorcy w gospodarstwach domowych pobierają energię elektryczną na podstawie umowy kompleksowej zawartej ze sprzedawcą z urzędu. Takie umowy mają w praktyce prawie wszyscy odbiorcy, którzy nie zmienili sprzedawcy energii elektrycznej. Natomiast odbiorcy należący do grup taryfowych A, B i C, którzy dokonali zmiany sprzedawcy, pobierają energię elektryczną na podstawie dwóch odrębnych umów: umowy sprzedaży zawartej ze sprzedawcą oraz umowy o świadczenie usług dystrybucji zawartej z operatorem. Jeżeli zaś chodzi o odbiorców w gospodarstwach domowych to tylko część sprzedawców powszechnie stosowało umowę kompleksową przy zmianie sprzedawcy, większość natomiast realizowało sprzedaż energii elektrycznej na podstawie dwóch odrębnych umów.

W 2015 r. do Prezesa URE kierowane były prośby odbiorców o interwencję w sprawach dotyczących nieuczciwych praktyk przedsiębiorstw obrotu. Podobnie jak w roku poprzednim, sprzedawcy często działają za pośrednictwem akwizytorów, którzy przedstawiają się jako pracownicy URE lub przedstawiciele dotychczasowego sprzedawcy energii. Nagminną praktyką sprzedawców jest nie informowanie konsumentów o wszystkich elementach oferty np. o dodatkowych opłatach (opłata handlowa) lub wprowadzanie ich w błąd, co prowadzi do zawierania przez odbiorców niekorzystnych dla nich umów. Prezes URE, nie będąc organem właściwym w takich sprawach, informuje jednak odbiorców o przysługujących im prawach. Działania podejmowane przez sprzedawców często noszą znamiona praktyk naruszających zbiorowe interesy konsumentów poprzez naruszenie obowiązku udzielania konsumentom rzetelnej, prawdziwej i pełnej informacji oraz nieuczciwych praktyk rynkowych lub czynów nieuczciwej konkurencji. W 2015 r., zgodnie z właściwością, przekazano Prezesowi UOKiK do oceny ponad 150 spraw mogących wskazywać na niezgodne z prawem działania przedstawicieli sprzedawców.

W tabeli poniżej przedstawione zostały informacje w zakresie dostawy energii elektrycznej do grup odbiorców końcowych w tym do odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę łącznie z liczbą zmian sprzedawcy.

Tabela 6. Dostawa energii elektrycznej do grup odbiorców końcowych w 2015 r.

OSD przyłączeni do sieci NN

Grupy odbiorców wg skali zakupu [MWh]	Liczba odbiorców ogółem w 2015 r. [szt.]	Energia dostarczona ogółem w 2015 r. [MWh]*	Liczba odbiorców TPA wg grup taryfowych		Energia dostarczona w TPA wg grup taryfowych [MWh]	
			A, B, C	G	A, B, C	G
OSD przyłączeni do sieci NN						
> 2 000	6 358	56 896 065	2 881	15	45 910 960	48 582
50 – 2 000	99 393	24 098 790	39 665	2 129	8 792 507	412 754
< 50	16 887 976	45 574 552	166 072	373 597	1 809 562	766 521
RAZEM	16 993 727	126 569 407	208 618	375 741	56 513 028	1 227 857
OSD Energetyki Przemysłowej						
> 2 000	1 601	2 293 816	89	1	1 360 871	2 323
50 – 2 000	4 134	817 839	498	18	183 545	6 347
< 50	53 644	375 512	653	105	10 962	251
RAZEM	59 379	3 487 167	1 240	124	1 555 378	8 921
OSD RAZEM						
> 2 000	7 959	59 189 882	2 970	16	47 271 831	50 905
50 – 2 000	103 527	24 916 629	40 163	2 147	8 976 052	419 101
< 50	16 941 620	45 950 064	166 725	373 702	1 820 523	766 772
SUMA OSD	17 053 106	130 056 575	209 858	375 865	58 068 406	1 236 778

* Szacunkowy wolumen energii elektrycznej (brak części pomiarów na koniec 2015 r., co wynika z terminów odczytów liczników wskazanych w umowach, w których okres rozliczeniowy jest dłuższy niż miesiąc).

Źródło: URE na podstawie danych przedstawionych przez OSD 2015 – Jednorazowe badanie roczne.

Ceny

Po uwolnieniu w 2008 r. cen w obrocie energią elektryczną w odniesieniu do odbiorców przemysłowych i biznesowych – sprzedawcy wykonujący zadania sprzedawców z urzędu oraz sprzedawcy funkcjonujący w przedsiębiorstwach zintegrowanych pionowo, niezobowiązani do rozdzielania działalności, nie mają obowiązku przedkładania Prezesowi URE do zatwierdzenia taryfy w obrocie energią elektryczną dla odbiorców innych niż gospodarstwa domowe.

W lipcu 2015 r. Prezes URE, na wniosek przedsiębiorstw energetycznych pełniących funkcje sprzedawców z urzędu, doprecyzował indywidualne decyzje o zwolnieniu z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia Prezesowi URE taryf dla energii elektrycznej w odniesieniu do odbiorców z grupy taryfowej G. Należy zaznaczyć, że sprzedawcy, którzy pełnią również funkcję sprzedawcy z urzędu, są uprawnieni do przedstawiania ofert rynkowych wszystkim odbiorcom, w tym odbiorcom grupy taryfowej G przyłączonym do sieci operatora, na obszarze którego sprzedawcy realizują zadania sprzedawcy z urzędu – pod warunkiem, że sprzedawcy ci uprzednio poinformowali odbiorcę o wysokości cen energii elektrycznej określonej w aktualnie obowiązującej taryfie, a w odniesieniu do odbiorców w gospodarstwach domowych – także o obowiązku, o którym mowa w art. 5a ustawy – Prawo energetyczne.

Zaprezentowane w tab. 7 i na rys. 12 dane dotyczą cen energii elektrycznej oraz opłat dystrybucyjnych, zastosowanych we wskazanych okresach u odbiorców posiadających umowy kompleksowe.

Pomiędzy IV kwartałem 2014 r. a IV kwartałem 2015 r. ceny za energią elektryczną wykazywały tendencje wzrostowe dla wszystkich grup taryfowych. Największy wzrost cen energii elektrycznej nastąpił dla odbiorców grupy taryfowej B – o 5,1%, a najmniejszy dla odbiorców z grupy taryfowej G – o 1,0%. Dla odbiorców w gospodarstwach domowych ceny za energią elektryczną wzrosły o 1,3%.

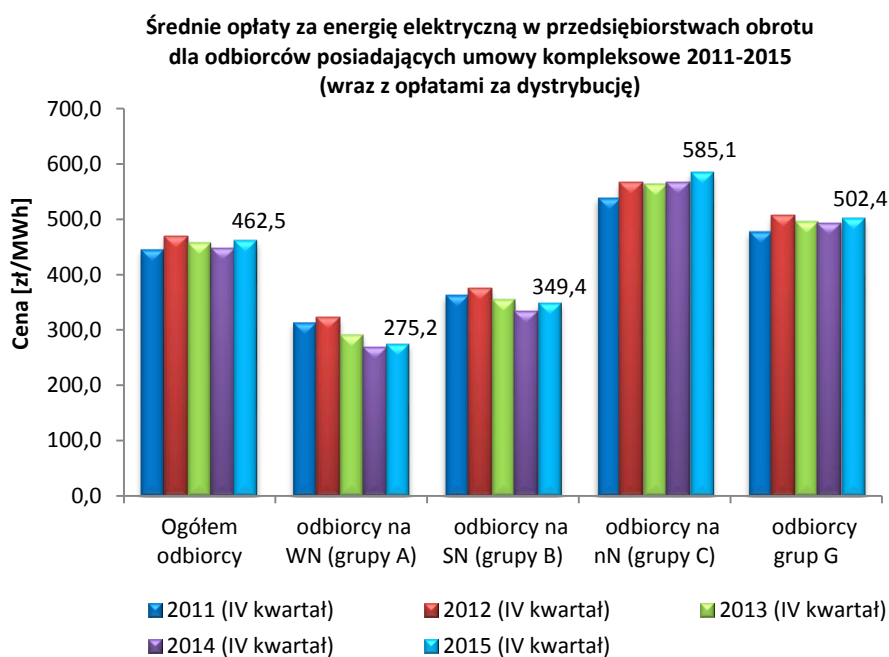
Również opłata dystrybucyjna w 2015 r. wzrosła dla odbiorców wszystkich grup taryfowych. Największy wzrost opłaty dystrybucyjnej odnotowano dla grupy taryfowej B – o 4,1%, a najmniejszy dla odbiorców z grupy taryfowej A – o 2,6%. Dla odbiorców w gospodarstwach domowych opłaty dystrybucyjne wzrosły o 3,1%.

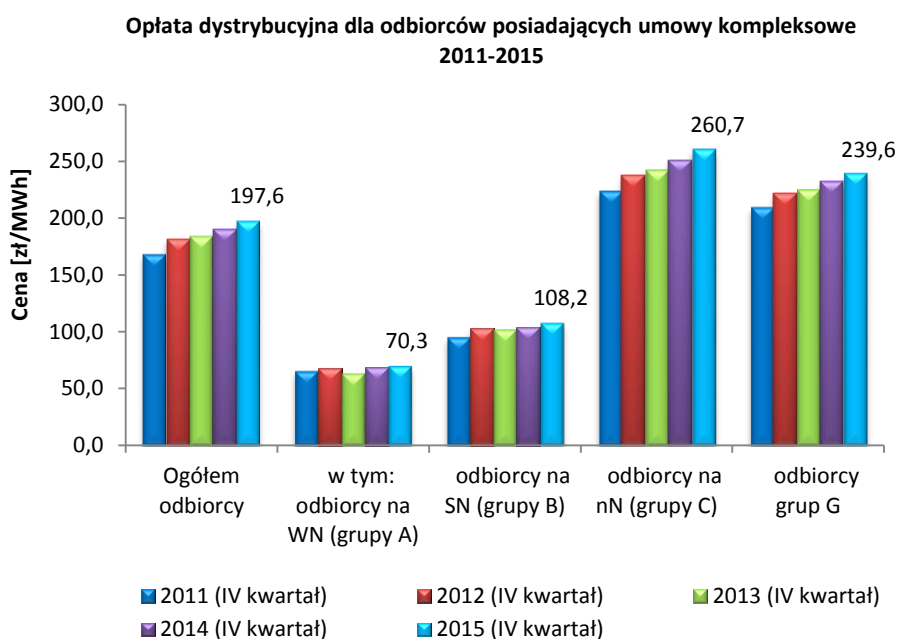
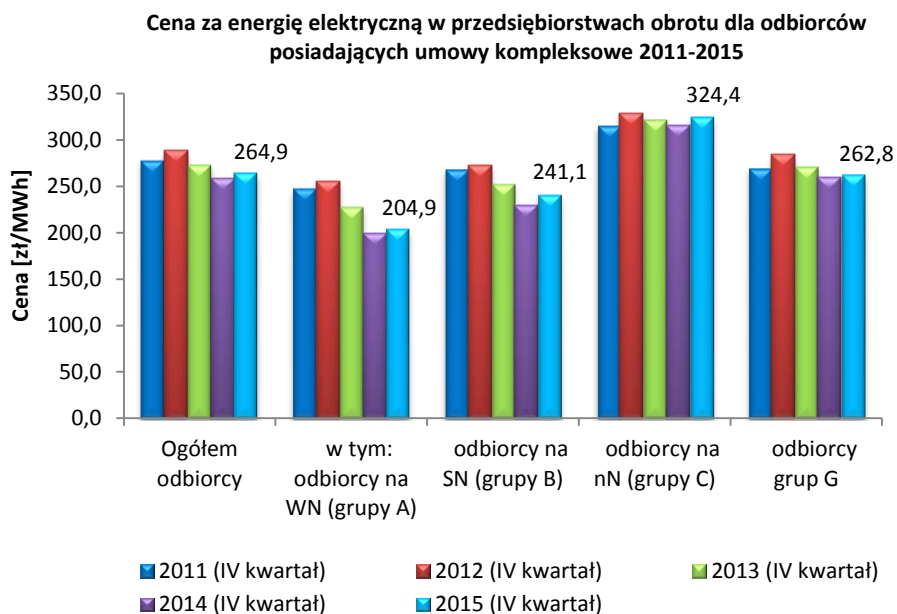
Tabela 7. Ceny za energię elektryczną i opłaty dystrybucyjne, stosowane wobec odbiorców posiadających umowy kompleksowe

Wyszczególnienie	IV kwartał 2014 r.			IV kwartał 2015 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	448,1	258,4	189,7	462,5	264,9	197,6
w tym: odbiorcy na WN (grupy A)	268,0	199,5	68,5	275,2	204,9	70,3
odbiorcy na SN (grupy B)	333,3	229,4	103,9	349,4	241,1	108,2
odbiorcy na nN (grupy C)	566,6	315,6	251,1	585,1	324,4	260,7
odbiorcy grup G	492,2	260,2	232,0	502,4	262,8	239,6
w tym: gospodarstwa domowe	491,5	259,3	232,2	502,0	262,7	239,3

Źródło: Dane Ministerstwa Energii.

Rysunek 13. Zmiana cen za energię elektryczną i opłat dystrybucyjnych – porównanie IV kwartałów lat 2011–2015





Źródło: Opracowano na podstawie danych Ministerstwa Energii.

1.2. Regulowanie działalności przedsiębiorstw elektroenergetycznych

1.2.1. Koncesje

Udzielanie, odmowa udzielenia, zmiana i cofanie koncesji (energia elektryczna)

Rok 2015 był kolejnym rokiem zmian w funkcjonowaniu sektora elektroenergetycznego w Polsce, będących następstwem wejścia w życie ustawy OZE, która z wyszczególnionymi w ustawie wyjątkami weszła w życie 4 maja 2015 r.

Ustawa OZE dokonała wyłomu w dotychczasowym modelu koncesjonowania jednostek wytwórczych wykorzystujących odnawialne źródła energii. W obecnym stanie prawnym nie wymaga uzyskania koncesji Prezesa URE podejmowanie i wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii: w mikroinstalacji, w małej instalacji, z biogazu rolniczego, wyłącznie z biopłynów (art. 3 ustawy OZE).

Pod pojęciem *mikroinstalacji* należy rozumieć instalację odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 40 kW, przyłączonej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV lub o mocy osiągalnej cieplnej w skojarzeniu nie większej niż 120 kW (art. 2 pkt 19 ustawy OZE).

Jednocześnie zgodnie z art. 4 ust. 1 i 2 ustawy OZE, wytwórca energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji będący osobą fizyczną niewykonywającą działalności gospodarczej regulowanej ustawą o swobodzie działalności gospodarczej, który wytwarza energię elektryczną w celu jej zużycia na własne potrzeby, może sprzedać niewykorzystaną energię elektryczną wytworzoną przez niego w mikroinstalacji i wprowadzoną do sieci dystrybucyjnej. Tego rodzaju wytwarzanie i sprzedaż energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, nie stanowi działalności gospodarczej w rozumieniu ustawy o swobodzie działalności gospodarczej.

Zgodnie natomiast z art. 7 ustawy OZE, działalność gospodarcza polegająca na wytwarzaniu energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w małej instalacji jest obecnie działalnością regulowaną w rozumieniu ustawy o swobodzie działalności gospodarczej i wymaga wpisu do rejestru wytwórców wykonujących działalność gospodarczą w zakresie małych instalacji (zwanego dalej „Rejestrem”).

Pod pojęciem *małej instalacji* należy rozumieć instalację odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 40 kW i nie większej niż 200 kW, przyłączonej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV lub o mocy osiągalnej cieplnej w skojarzeniu większej niż 120 kW i nie większej niż 600 kW (art. 2 pkt 18 ustawy OZE).

Rejestr wytwórców energii w małej instalacji prowadzi Prezes URE, który wpisu do niego dokonuje na wniosek przedsiębiorcy (art. 8 ust. 1 i 2 ustawy OZE). Kwestie związane z dokonywaniem wpisu do Rejestru, składaniem wniosków o wpis oraz wykreślaniem z Rejestru uregulowane zostały w art. 7-16 i 18 ustawy OZE, przy czym art. 18 ust. 1 tej ustawy stanowi, że w sprawach dotyczących wykonywania działalności w zakresie wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w małej instalacji w zakresie nieuregulowanym w rozdziale 2 ustawy OZE, stosuje się przepisy ustawy o swobodzie działalności gospodarczej.

Rejestr wytwórców energii w małej instalacji jest jawny i publicznie dostępny do wglądu w Biuletynie Informacji Publicznej URE pod adresem: www.bip.ure.gov.pl, w dziale „Rejestry i bazy”.

Wpisy do Rejestru dokonywane były w 2015 r. zarówno przez Departament Systemów Wsparcia (departament DSW) – w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w instalacji OZE: wykorzystującej biomasę, w tym w kogeneracji, wykorzystującej biogaz inny niż biogaz rolniczy, w kogeneracji, wykorzystującej mieszanki biopłynów z innymi paliwami (np. mieszanka biopłynów i biomasy), w tym w kogeneracji, jak również przez oddziały terenowe URE – w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w następujących rodzajach instalacji OZE: hydroenergia, energia wiatru, energia geotermalna, energia promieniowania słonecznego, biogaz inny niż biogaz rolniczy, jeśli wytwarzanie nie obejmuje wytwarzania w kogeneracji.

Ustawa OZE znowelizowała również zapisy ustawy – Prawo energetyczne, dotyczące wymogu uzyskania koncesji. I tak, zgodnie z art. 32 ustawy – Prawo energetyczne, w brzmieniu obowiązującym od 4 maja 2015 r., 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 instalacji odnawialnych źródeł energii lub do jednostek kogeneracji a także z wyłączeniem wytwarzania energii elektrycznej w mikroinstalacji lub w małej instalacji, wytwarzania energii elektrycznej z biogazu rolniczego, wyłącznie z biogazu rolniczego w kogeneracji, wyłącznie z biopłynów w rozumieniu ustawy OZE,
- przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej,

- obrotu energią elektryczną, z wyłączeniem:
 - a) obrotu energią elektryczną za pomocą instalacji o napięciu poniżej 1 kV będącej własnością odbiorcy;
 - b) 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 lub domy maklerskie prowadzące działalność maklerską w zakresie obrotu towarami giełdowymi oraz przez spółkę prowadzącą giełdę towarową, giełdową izbę rozrachunkową, Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych S.A. lub przez spółkę, której Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych S.A. 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 energię elektryczną, z tytułu realizacji zadań określonych w ustawie z 26 października 2000 r. o giełdach towarowych;
 - c) obrotu energią elektryczną innego, niż określony w lit. b, dokonywanego przez giełdową izbę rozrachunkową, przez Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych S.A., lub przez spółkę, której Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych S.A. 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 lub zbywające energię elektryczną, z tytułu realizacji zadań określonych w ustawie z 26 października 2000 r. o giełdach towarowych, w odniesieniu do transakcji zawieranych poza giełdą towarową lub rynkiem, o których mowa w lit. b.

Zgodnie z art. 33 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne koncesję może otrzymać wnioskodawca mający siedzibę lub miejsce zamieszkania na terytorium państwa członkowskiego UE, Konfederacji Szwajcarskiej lub państwa członkowskiego Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym. Ustawa – Prawo energetyczne formułuje warunki, które musi spełniać wnioskodawca, aby otrzymać koncesję (art. 35 ust. 1) oraz przesłanki uniemożliwiające otrzymanie koncesji (art. 33 ust. 3).

Rok 2015 był kolejnym rokiem zmian w funkcjonowaniu sektora elektroenergetycznego w Polsce, będących następstwem m.in. nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne, które weszły w życie 11 marca 2010 r. i 11 września 2013 r. Nowelizacje te nałożyły na przedsiębiorstwa prowadzące działalność gospodarczą w zakresie dystrybucji energii elektrycznej nowe obowiązki.

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 2015 r. monitorował przebieg procesów związanych z zakończeniem działalności w celu zbadania, czy interes odbiorców nie został zagrożony. W takich sytuacjach Prezes URE ma bowiem prawo i obowiązek interweniowania. W 2015 r. Prezes URE aktywnie monitorował sytuację odbiorców kilku przedsiębiorstw, które zgłosiły zamiar zaprzestania działalności koncesjonowanej w zakresie dystrybucji energii elektrycznej oraz obrotu energią elektryczną i systematycznie przekazują odbiorców innym przedsiębiorstwom prowadzącym działalność w zakresie dystrybucji energii elektrycznej, w celu zapewnienia ciągłości dostaw energii elektrycznej.

Udzielanie koncesji

Prezes URE w 2015 r. realizował obowiązki w zakresie dotyczącym koncesjonowania przedsiębiorstw elektroenergetycznych przy pomocy departamentu DSW, Departamentu Rynków Energii Elektrycznej i Ciepła (departament DRE) oraz oddziałów terenowych³²⁾.

³²⁾ Dodatkowe informacje dotyczące działalności oddziałów terenowych prezentowane są w pkt II.7. Sprawozdania.

W 2015 r. Prezes URE udzielił 341 koncesji w zakresie energii elektrycznej, w tym 257 koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii, 20 koncesji na przesyłanie lub dystrybucję oraz 64 koncesji na obrót energią elektryczną. Na koniec grudnia 2015 r. ważne koncesje (w liczbie 1 768) posiadało 1 512 przedsiębiorców wykonujących koncesjonowaną działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej oraz obrotu energią elektryczną.

Liczbę koncesji udzielonych w 2015 r. w podziale na poszczególne rodzaje działalności koncesjonowanej w zakresie energii elektrycznej przedstawia poniższa tabela.

Tabela 8. Liczba koncesji udzielonych w 2015 r. w departamencie DSW, departamencie DRE i oddziałach terenowych oraz liczba ważnych koncesji udzielonych przez Prezesa URE według stanu na koniec 2015 r.

Energia elektryczna	Koncesje udzielone w 2015 r. [szt.]	Koncesje ważne na koniec 2015 r. (dotyczy urzędu jako całości) [szt.]
Wytwarzanie	257	1 155
Przesyłanie lub dystrybucja	20	189
Obrót	64*	424**
Razem	341	1 768

* W tym 5 koncesji wydanych dla podmiotów mających siedzibę za granicą.

** W tym 33 koncesji wydanych dla podmiotów mających siedzibę za granicą.

Źródło: URE.

Tabela 9. Instalacje OZE (instalacje objęte koncesją Prezesa URE, wpisem do rejestru wytwórców energii w małej instalacji, mikroinstalacje) wg stanu na 31 grudnia 2015 r.

Rodzaj instalacji OZE	Sumaryczna moc zainstalowana [MW]	Liczba instalacji
Instalacje wykorzystujące biogaz*	128,511	200
Instalacje wykorzystujące biomasę	1 122,670	38
Instalacje wykorzystujące energię promieniowania słonecznego	71,031	268
Instalacje wykorzystujące energię wiatru	4 582,036	1 039
Instalacje wykorzystujące hydroenergię	981,799	752
Instalacje wykorzystujące technologię współspalania biomasy, bioptynów, biogazu lub biogazu rolniczego z innymi paliwami**	20 246,370	44
łącznie	27 132,417	2 341

* Nie uwzględnia danych dot. 78 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 2015 r. Prezes URE udzielił 205 promes koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w OZE, natomiast na 31 grudnia 2015 r. było 453 ważnych promes.

Istotna zmiana wprowadzona do systemu prawa w 2015 r. wynika z treści art. 43 ust. 7-10 ustawy – Prawo energetyczne w brzmieniu ustalonym ustawą OZE, w myśl którego możliwość uzyskania świadectw pochodzenia (OZE) oraz świadectw pochodzenia z kogeneracji (CHP) (por. pkt 1.6.) została uzależniona od dokonania przez Prezesa URE potwierdzenia, dokonywanego w ramach przeprowadzanego postępowania dotyczącego wydania stosownej promesy koncesji lub promesy zmiany koncesji, że objęta przedmiotem postępowania inwestycja w zakresie wytwarzania energii

elektrycznej w kogeneracji lub inwestycja w zakresie wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii nie zostałaby zrealizowana w przypadku, w którym dla energii elektrycznej wytworzonej w tej instalacji nie przysługiwałoby świadectwo pochodzenia z kogeneracji albo świadectwa pochodzenia. Stanowi to odzwierciedlenie zapisów Komunikatu Komisji Europejskiej określającego „Wytyczne w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska i cele związane z energią w latach 2014-2020” (Dz. Urz. UE seria C z 2014 r., Nr 200, str. 1) w zakresie potwierdzania tzw. „efektu zachęty”.

Tabela 10. Projektowane instalacje OZE na podstawie ważnych na 31 grudnia 2015 r. promes koncesji

Rodzaj instalacji OZE	Sumaryczna moc zainstalowana [MW]	Liczba instalacji
Instalacje wykorzystujące biogaz*	7,274	5
Instalacje wykorzystujące biomasę	41,684	6
Instalacje wykorzystujące energię promieniowania słonecznego	130,651	140
Instalacje wykorzystujące energię wiatru	4 225,305	240
Instalacje wykorzystujące hydroenergię	1,958	6
łącznie	4 406,872	397

* Nie uwzględnia ewentualnie projektowanych instalacji wytwarzających energię elektryczną z biogazu rolniczego, które będą podlegać wpisowi do rejestru prowadzonego przez Prezesa ARR.

Źródło: URE.

Zgodnie z art. 200 ustawy OZE, koncesje na wytwarzanie energii elektrycznej udzielone przez Prezesa URE wytwórcom energii elektrycznej w mikroinstalacji przed dniem wejścia w życie ustawy OZE, wygasły z dniem wejścia w życie tej ustawy. Natomiast w myśl art. 201 ustawy OZE, wytwórców energii elektrycznej w małej instalacji, którzy w dniu wejścia w życie tej ustawy posiadali ważne koncesje na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii, wpisano z urzędu do rejestru działalności regulowanej, zgodnie z zakresem koncesji.

Tabela 11. Instalacje OZE wpisane do rejestru wytwórców energii w małej instalacji – stan na 31 grudnia 2015 r.

Rodzaj instalacji OZE	Sumaryczna moc zainstalowana [MW]	Liczba instalacji
Instalacje wykorzystujące biogaz	7,089	48
Instalacje wykorzystujące biomasę	0,000	0
Instalacje wykorzystujące energię promieniowania słonecznego	5,016	48
Instalacje wykorzystujące energię wiatru	4,624	39
Instalacje wykorzystujące hydroenergię	29,390	315
łącznie	46,119	450

Źródło: URE.

Należy także wskazać, że w 2015 r. oddziały terenowe dokonały łącznie 437 wpisów do Rejestru, zarówno na wniosek, jak i z urzędu, wydając stosowne zaświadczenia wytwórcom energii elektrycznej.

Zmiany koncesji

W 2015 r. w departamentach DRE i DSW oraz w oddziałach terenowych wydano łącznie 364 decyzji zmieniających udzielone koncesje (w tym promes koncesji). Zmiany udzielonych koncesji (promes koncesji) podyktowane były przede wszystkim:

- zmianą nazwy lub siedziby koncesjonariusza,
- zmianą warunków wykonywania działalności (rozszerzenie zakresu terytorialnego obszaru wykonywania działalności),
- przedłużeniem okresu obowiązywania koncesji, zgodnie z art. 39 ustawy – Prawo energetyczne.

Inne decyzje w sprawach koncesji

W 2015 r., w związku z trwałym zaprzestaniem wykonywania działalności gospodarczej lub niepodjęciem działalności objętej koncesją, bądź z uwagi na naruszenie warunków koncesji, cofnięto 55 koncesji. Stwierdzono wygaśnięcie koncesji w 19 przypadkach.

Ponadto, w oddziałach terenowych wydano łącznie 301 decyzji, w których stwierdzono wygaśnięcie decyzji koncesyjnych podmiotom, które posiadały instalacje o mocy do 0,040 MW, w związku ze zmianą przepisów prawa w zakresie wytwarzania energii elektrycznej.

W 76 przypadkach na wniosek stron umorzono postępowania w sprawie udzielenia lub zmiany koncesji. W 6 przypadkach wydano decyzję odmawiającą udzielenia koncesji na obrót energią elektryczną, czego powodem był fakt nie dysponowania środkami finansowymi w wielkości gwarantującej prawidłowe wykonywanie działalności oraz nie udokumentowanie możliwości ich pozyskania.

1.2.2. Taryfy i warunki ich kształtowania

W 2015 r., tak jak w latach ubiegłych, 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) 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,
- 4) pozostałych przedsiębiorstw energetycznych, tzw. przedsiębiorstw energetyki przemysłowej, w zakresie obrotu energią elektryczną (grupy G) i w zakresie dystrybucji energii elektrycznej dla odbiorców przyłączonych do sieci tych przedsiębiorstw.

Zatwierdzanie taryfy dla operatora systemu przesyłowego – PSE S.A.

W sierpniu 2015 r., PSE S.A. wystąpiły do Prezesa URE z wnioskiem „o ustalenie współczynników korekcyjnych określających projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania w zakresie kosztów operacyjnych działalności przesyłowej PSE S.A. oraz uzgodnienia zasad stanowienia kosztów będących podstawą kalkulacji stawek opłat w Taryfach PSE S.A. w latach 2016–2020”. Wniosek ten wynikał z faktu, że 2015 r. był ostatnim rokiem 4-letniego okresu regulacji dla PSE S.A., który obejmował lata 2012–2015. Z uwagi na rozbieżności, między Prezesem URE i PSE S.A., w zakresie kształtu taryfy wieloletniej, we wrześniu 2015 r. Prezes URE wezwał PSE S.A. do przedłożenia wniosku o zatwierdzenie taryfy na 2016 r., wskazując jednocześnie na konieczność skalkulowania tej taryfy jako jednorocznej. Tym samym, prace nad ww. wnioskiem zostały wstrzymane i nie zostały ukończone w 2015 r.

W odpowiedzi na wezwanie Prezesa URE, przedsiębiorstwo w drugiej połowie września 2015 r. złożyło stosowny wniosek. W trakcie kolejnych miesięcy taryfowania, analizie podlegały nie tylko wybrane pozycje kosztowe, ale również wielkości energii i mocy stanowiące podstawę kalkulacji

stawek opłat przesyłowych. Postępowanie w sprawie zatwierdzenia taryfy PSE S.A. na 2016 r. zakończyło się wydaniem 17 grudnia 2015 r. decyzji przez Prezesa URE.

W taryfie został uwzględniony nowy poziom stawek opłaty przejściowej na podstawie Informacji Prezesa URE nr 41/2015 z 19 października 2015 r. w sprawie stawek opłaty przejściowej na rok 2016.

W treści taryfy uwzględniono również opłatę OZE³³⁾ oraz inne zapisy ustawowe dotyczące zasad rozliczeń wynikające z ustawy OZE.

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

Podobnie jak w przypadku PSE S.A., rok 2015 był także ostatnim rokiem mijającego okresu regulacji dla pięciu największych OSD. Mając to na uwadze, a także uwzględniając zmiany zachodzące w sektorze elektroenergetycznym i jego otoczeniu, już w 2013 r. przystąpiono do prac nad określeniem nowych zasad regulacji OSD na kolejny kilkuletni okres. W 2015 r., po ukończeniu tych prac, Prezes URE opublikował dokument pn. „Strategia Regulacji Operatorów Systemów Dystrybucyjnych na lata 2016–2020”, który stanowi kontynuację transparentnych i stabilnych zasad regulacji tych przedsiębiorstw. Nowy model regulacji z elementami jakościowymi, który będzie obowiązywać od 2016 r., konsumując pozytywne efekty dotychczasowej polityki regulatora (dotychczasowy model regulacji pozwolił na osiągnięcie celów o charakterze strategicznym dla bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców, w szczególności poprzez zapewnienie stabilnych warunków do prowadzenia, służących realizacji tego zadania, inwestycji sieciowych – nakłady inwestycyjne znacząco wzrosły w stosunku do poprzednich okresów regulacji), ma służyć podniesieniu jakości usług dystrybucji energii elektrycznej przy zachowaniu dostępności cenowej tych usług, a także utrzymaniu dotychczasowego poziomu inwestycji. Efektywne wykonanie celów regulacji jakościowej (w pierwszym okresie regulacji, tj. do 2017 r., wyznaczone zostały cele polegające na obniżeniu wskaźników przerw w dostarczaniu energii elektrycznej (SAIDI, SAIFI) oraz wskaźnika czasu realizacji przyłączenia odbiorców IV i V grupy przyłączeniowej) będzie mogło przełożyć się na wymierne korzyści dla OSD w postaci braku obniżenia kwoty wynagrodzenia z kapitału w taryfach na rok 2018 i lata następne. Wynika to z faktu, że dane dotyczące wykonania tych celów w 2016 r. będą znane dopiero w 2017 r. i stanowić będą podstawę do ustalenia kwoty zwrotu z kapitału na 2018 r.

W trakcie procesu zatwierdzania taryf na 2016 r.:

Poziom uzasadnionych kosztów operacyjnych i wolumen różnicy bilansowej ustalony został w oparciu o zasady zawarte w dokumentach: „Koszty operacyjne dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych na lata 2016–2020 (którzy dokonali z dniem 1 lipca 2007 r. rozdzielenia działalności)”, „Różnica bilansowa dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych na lata 2016–2020 (którzy dokonali z dniem 1 lipca 2007 r. rozdzielenia działalności)”. Wielkości te zostały wyznaczone na podstawie wyników rezultatów analiz porównawczych, które w latach 2014–2015 Prezes URE przeprowadził, we współpracy z przedsiębiorstwami prowadzącymi działalność gospodarczą w zakresie dystrybucji energii elektrycznej, tj. ENEA Operator Sp. z o.o., ENERGA-Operator S.A., PGE Dystrybucja S.A., TAURON Dystrybucja S.A. i RWE Stoen Operator Sp. z o.o.

Zwrot z zaangażowanego kapitału wyznaczony został w oparciu o zasady zawarte w dokumencie pn. „Metoda określania wskaźnika zwrotu kosztu zaangażowanego kapitału dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych na lata 2016–2020”, w którym wprowadzono, w stosunku do zasad obowiązujących w poprzednim okresie regulacji, pewne efektywne modyfikacje ustalania niektórych parametrów. Należy zauważyć, że w nowym okresie regulacji zwrot z zaangażowanego kapitału będzie, co do zasady, liczony zgodnie z dotychczasowymi zasadami, jednakże z dodatkowym uwzględnieniem wskaźnika jakościowego oraz wskaźnika regulacyjnego. W taryfach na 2016 r. ww. wskaźniki nie miały

³³⁾ Stawka opłaty OZE będzie obowiązywać od 1 lipca 2016 r. stosownie do ustawy z 29 grudnia 2015 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2015 r. poz. 2365).

zastosowania, a tym samym nie miały wpływu na poziom zwrotu z zaangażowanego kapitału. Prezes URE ustalił dla wszystkich OSD wskaźnik regulacyjny w wysokości 1, natomiast współczynnik realizacji regulacji jakościowej po raz pierwszy będzie mógł być zastosowany w taryfie na rok 2018, gdyż dane dotyczące wykonania celów regulacji jakościowej w 2016 r. będą znane dopiero w 2017 r.

Sposób wyznaczania pozostałych elementów przychodu regulowanego dla każdego z operatorów systemów dystrybucyjnych został określony w dokumencie pn. „Założenia dotyczące sposobu kalkulacji taryf na okres do dnia 31 grudnia 2016 r.”.

Wymienione powyżej dokumenty dostępne są na stronie internetowej URE: <http://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje/zalozenia-dla-kalkulac/2299,Zalozenia-do-kalkulacji-taryf-OSD-na-rok-2016.html>.

Proces zatwierdzania taryf dla usług dystrybucji energii elektrycznej na 2016 r. został rozpoczęty w listopadzie 2015 r. i objął pięć przedsiębiorstw, tj. ENEA Operator Sp. z o.o., ENERGA-Operator S.A., RWE Stoen Operator Sp. z o.o., PGE Dystrybucja S.A. oraz TAURON Dystrybucja S.A. Prezes URE 17 grudnia 2015 r. zatwierdził taryfy dla powyższych operatorów systemów dystrybucyjnych na okres do 31 grudnia 2016 r.

W wyniku zatwierdzonych taryf dla tych przedsiębiorstw (pięciu OSD), stawki opłat dystrybucyjnych dla odbiorców końcowych uległy obniżeniu średnio o -1,6%. Stawki za usługę dystrybucji dla odbiorców grup taryfowych G uległy obniżeniu od -3,3% w TAURON Dystrybucja S.A. do -0,4% w RWE Stoen Operator Sp. z o.o.

Zatwierdzanie taryf dla przedsiębiorstw obrotu powstałych w wyniku rozdziału działalności

Prowadzone w 2014 r. postępowanie administracyjne w sprawie zatwierdzenia taryfy dla energii elektrycznej na 2015 r. dla ENERGA-Obrót S.A., ze względu na niedostosowanie się do wymagań Prezesa URE prezentowanych w wezwaniach, nie zostało zakończone w 2014 r. W związku z powyższym w 2015 r. kontynuowano prowadzenie tego postępowania. 17 lutego 2015 r. Prezes URE odmówił zatwierdzenia taryfy przedsiębiorstwu ENERGA-Obrót S.A. z powodu uwzględnienia w kalkulacji taryfy niektórych kosztów w wysokościach wyższych niż uznane przez Prezesa URE za uzasadnione. Ostatecznie w wyniku kolejnego postępowania administracyjnego w sprawie zatwierdzenia taryfy dla energii elektrycznej (wszczętego w czerwcu 2015 r.), taryfa tego przedsiębiorstwa została zatwierdzona 1 lipca 2015 r.

Natomiast w czerwcu 2015 r. zostało umorzone postępowanie w sprawie zatwierdzenia taryfy RWE Polska S.A. wszczęte w październiku 2010 r. W trakcie postępowania administracyjnego, 14 lutego 2011 r. Prezes URE wydał decyzję odmawiającą zatwierdzenia taryfy dla tego przedsiębiorstwa. RWE Polska S.A. odwołało się do SOKiK o uchylenie decyzji i umorzenie postępowania jako bezprzedmiotowego, ewentualnie o zmianę decyzji i zatwierdzenie taryfy zgodnie z wnioskiem przedsiębiorstwa bądź o uchylenie decyzji i przekazanie sprawy Prezesowi URE do ponownego rozpatrzenia. We wrześniu 2014 r. SOKiK prawomocnym wyrokiem uchylił zaskarżoną decyzję z uwagi na brak podstaw prawnych do jej wydania. W związku z powyższym Prezes URE wydał decyzję o umorzeniu postępowania administracyjnego w sprawie zatwierdzenia taryfy dla przedsiębiorstwa obrotu RWE Polska S.A. Przedsiębiorstwo to (podobnie TAURON Sprzedaż GZE Sp. z o.o.) nie przedkłada taryf do zatwierdzenia.

W listopadzie 2015 r. rozpoczął się proces zatwierdzania taryf dla energii elektrycznej dla odbiorców grup taryfowych G dla czterech przedsiębiorstw obrotu pełniących funkcję sprzedawców z urzędu, tj. TAURON Sprzedaż Sp. z o.o., ENEA S.A., PGE Obrót S.A. oraz ENERGA-Obrót S.A.

W efekcie prowadzonych postępowań administracyjnych 17 grudnia 2015 r. Prezes URE zatwierdził na okres do 31 grudnia 2016 r. taryfy dla ww. przedsiębiorstw, które zakładały obniżkę cen energii elektrycznej dla odbiorców z grup G, tj. gospodarstw domowych (TAURON Sprzedaż Sp. z o.o. -0,9%, PGE Obrót S.A. -0,9%, ENEA S.A. -0,7% i ENERGA-Obrót S.A. -1,0%).

Zatwierdzanie taryf dla przedsiębiorstw tzw. energetyki przemysłowej

Taryfy dla energii elektrycznej dla tzw. przedsiębiorstw energetyki przemysłowej, zatwierdzane są przez Prezesa URE w zakresie działalności związanej z dystrybucją energii elektrycznej, w odniesieniu do odbiorców wszystkich grup taryfowych, natomiast w zakresie działalności związanej z obrotem energią elektryczną jedynie w odniesieniu do odbiorców w gospodarstwach domowych, tj. odbiorców zakwalifikowanych do grup taryfowych G przyłączonych do sieci danego przedsiębiorstwa.

Taryfy dla tych przedsiębiorstw są zatwierdzane, zgodnie z regulaminem organizacyjnym URE, zarówno w centrali urzędu (departamencie DRE), jak i oddziałach terenowych³⁴⁾.

Przedsiębiorstwa przedstawiając taryfy do zatwierdzenia zobowiązane były dołączyć dość obszerny materiał analityczny, pozwalający na stwierdzenie zasadności proponowanych podwyżek cen i stawek opłat oraz zgodności przedłożonej taryfy z obowiązującymi przepisami prawa.

Rezultatem procesu zatwierdzania taryf dla tego typu przedsiębiorstw jest z reguły ustalenie stawek opłat, 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. Oczywiście stosowanie powyższej ogólnej zasady było uzależnione od specyfiki przedsiębiorstwa i ponoszonych przez nie kosztów.

Statystyka ilościowa prowadzonych postępowań w departamencie DRE

Ogółem w zakresie taryf dla energii elektrycznej w departamencie DRE w 2015 r. Prezes URE wydał 138 decyzji administracyjnych, w tym:

- 35 decyzji o zatwierdzeniu taryf dla energii elektrycznej, w tym:
 - 5 decyzji dla operatorów, którzy 1 lipca 2007 r. dokonali rozdzielenia działalności;
 - 1 decyzję dla PSE S.A.;
 - 5 decyzji dla przedsiębiorstw obrotu pełniących funkcję sprzedawcy z urzędu;
 - 24 decyzji dla przedsiębiorstw energetyki przemysłowej,
- 73 decyzje o zatwierdzeniu zmian w taryfach dla energii elektrycznej, w tym:
 - 1 decyzję dla operatorów, którzy 1 lipca 2007 r. dokonali rozdzielenia działalności;
 - 72 dla przedsiębiorstw energetyki przemysłowej,
- 2 decyzje o odmowie zatwierdzenia taryfy, bądź ich zmian, w tym:
 - 1 decyzję dla przedsiębiorstwa obrotu pełniącego funkcję sprzedawcy z urzędu;
 - 1 decyzję dla przedsiębiorstwa energetyki przemysłowej,
- 1 decyzję o umorzeniu postępowania dla przedsiębiorstwa obrotu pełniącego funkcję sprzedawcy z urzędu,
- 27 decyzji w sprawie wymierzenia kary pieniężnej, w tym:
 - 1 decyzję w kwestiach taryfowych;
 - 26 decyzji związanych z planami rozwoju.

Do 31 grudnia 2015 r. nie zostało zakończonych 11 postępowań administracyjnych w sprawie zatwierdzenia taryf dla energii elektrycznej, bądź ich zmian.

Statystyka ilościowa prowadzonych postępowań w oddziałach terenowych

Ogółem w zakresie taryf dla energii elektrycznej w ośmiu oddziałach terenowych URE w 2015 r. Prezes URE wydał 299 decyzji administracyjnych, w tym:

³⁴⁾ Dodatkowe informacje dotyczące działalności oddziałów terenowych URE prezentowane są w pkt II.7. Sprawozdania.

- 102 decyzje o zatwierdzeniu taryfy dla przedsiębiorstw energetyki przemysłowej,
- 182 decyzje o zatwierdzeniu zmian w taryfach dla energii elektrycznej dla przedsiębiorstw energetyki przemysłowej,
- 3 decyzje o odmowie zatwierdzenia taryfy,
- 12 decyzji o umorzeniu postępowania.

Do 31 grudnia 2015 r. w oddziałach terenowych nie zostały zakończone 43 postępowania administracyjne w sprawie zatwierdzenia taryf dla energii elektrycznej bądź ich zmian.

1.2.3. Wyznaczanie operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych

Działalność Prezesa URE w zakresie wyznaczania operatorów systemów w 2015 r., podobnie jak w poprzednich latach, była w dalszym ciągu zdeterminowana przede wszystkim nowelizacją ustawy – Prawo energetyczne, dokonaną ustawą zmieniającą, która weszła w życie 11 marca 2010 r., jak i ustawą nowelizującą, która weszła w życie 11 września 2013 r.

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

- na wniosek właściciela sieci lub instalacji, o którym mowa w art. 9h ust. 1 ustawy,
- 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 tys. przyłączonych do swojej sieci odbiorców mają obowiązek uzyskania niezależności pod względem formy prawnej, organizacyjnej oraz podejmowania decyzji (art. 9d ustawy – Prawo energetyczne).

Wyznaczanie operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych (OSD)

W 2015 r. Prezes URE wyznaczył 10 OSD, których nie dotyczył obowiązek rozdziału prawnego. Zgodnie ze złożonymi wnioskami przedsiębiorcy ci są operatorami na sieciach, na których prowadzą działalność koncesjonowaną.

Zmiany w decyzjach wyznaczających OSD, w tym przedłużenie okresu obowiązywania

W 2015 r. Prezes URE dokonał zmian w 24 decyzjach wyznaczających OSD. W wyniku tych decyzji, według stanu na koniec 2015 r., na rynku energii elektrycznej funkcjonowało 170 operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, w tym pięciu prawnie wydzielonych OSD.

Uchylenie, stwierdzenie wygaśnięcia decyzji w sprawie wyznaczenia OSD

W 2015 r. Prezes URE w sześciu przypadkach stwierdził wygaśnięcie decyzji w sprawie wyznaczenia OSD.

1.2.4. Certyfikat niezależności

Na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej funkcjonuje jeden operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego – PSE S.A., którego 100% akcji należy do Skarbu Państwa. PSE S.A. prowadzi działalność gospodarczą w zakresie przesyłania energii elektrycznej na podstawie koncesji obowiązującej do 31 grudnia 2030 r. W tym samym horyzoncie czasu PSE S.A. wyznaczone są operatorem elektroenergetycznego systemu przesyłowego na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej.

4 czerwca 2014 r., po przeprowadzeniu postępowania administracyjnego, w tym po uzyskaniu w kwietniu 2014 r. pozytywnej opinii Komisji Europejskiej, PSE S.A., jako operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego przyznany został certyfikat spełniania warunków i kryteriów niezależności. Tym samym uznano, że operator jest niezależny pod względem formy prawnej i organizacyjnej oraz w podejmowaniu decyzji, od innych działalności, niezwiązanych z przesyłaniem energii elektrycznej.

W połowie 2015 r., w związku z upływem okresu roku od dnia wydania decyzji o przyznaniu certyfikatu spełniania kryteriów niezależności (dalej: certyfikat), w ramach zaleconego monitorowania spełniania kryteriów niezależności, skierowano do PSE S.A. wezwanie. Ze względu na fakt, że w opinii Komisji Europejskiej podnoszona była sprawa tytułu prawnego operatora systemu przesyłowego do niektórych składników majątku przesyłowego, treść wezwania dotyczyła m.in. tych właśnie kwestii (składniki majątku, tytuł prawny i działalność inwestycyjna). Jak wynika z wyjaśnień PSE S.A., ich działania doprowadziły do wykupu niektórych składników majątku (pole liniowe i pole sprzęgła 220 kV oraz odcinki dwóch linii 220 kV), a w PSE S.A. powołany został zespół do negocjacji warunków ew. zakupu majątku w pozostałych stacjach elektroenergetycznych. Zespół operatora przeprowadził spotkania z przedstawicielami właścicieli powyższych stacji, w ramach których uzgodniono terminy wykonania oceny stanu technicznego stacji przez pracowników PSE S.A. oraz określono wstępny zakres transakcji kupna/sprzedaży i ogólne warunki tych transakcji. Zespół analizuje warunki transakcji zakupu/sprzedaży ww. majątku sieciowego i w zależności od wyników analiz podjąć ma decyzje o wystąpieniu do właścicieli z ofertą nabycia urządzeń.

Ponadto członkowie Zarządu i Rady Nadzorczej PSE S.A. złożyli aktualne oświadczenia, których treścią jest spełnianie kryteriów niezależności. W związku z przeprowadzonym monitoringiem postanowiono kontynuować monitoring PSE S.A., ze szczególnym uwzględnieniem kwestii związanych z wykupem urządzeń przesyłowych, należących do innych podmiotów.

27 listopada 2015 r. wraz z wejściem w życie ustawy o zmianie ustawy o działach administracji rządowej oraz niektórych innych ustaw³⁵⁾, w tym w ustawie – Prawo energetyczne, nastąpiła zmiana podmiotu wykonującego uprawnienia Skarbu Państwa, jako jedyne akcjonariusza Spółki. Dotychczas uprawnienia te wykonywał minister właściwy do spraw gospodarki, natomiast zgodnie z nowym brzmieniem art. 12a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes Rady Ministrów powołuje Pełnomocnika Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej. Pełnomocnik wykonuje uprawnienia Skarbu Państwa w stosunku do operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego. Zakres wykonywanych przez Pełnomocnika uprawnień nie uległ zmianie w porównaniu do okresu, w którym uprawnienia wykonywał Minister Skarbu Państwa.

31 grudnia 2015 r. uchwałami Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki dokonano zmian w składzie Zarządu i Rady Nadzorczej. Nowo wybrani członkowie władz PSE S.A. złożyli oświadczenia potwierdzające spełnianie kryteriów niezależności, określonych w art. 9d ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne.

³⁵⁾ Dz. U. z 2015 r. poz. 1960.

1.2.5. Zatwierdzanie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci

Operator Systemu Przesyłowego

OSP w 2015 r. czterokrotnie wnioskował do Prezesa URE o zmianę IRiESP opracowanej na podstawie art. 9g ustawy – Prawo energetyczne. Do najważniejszych spośród wprowadzonych zmian należy zaliczyć:

- 1 stycznia 2015 r. została wprowadzona modyfikacja zasad wyznaczania i rozliczania operacyjnej rezerwy mocy na rynku usług systemowych mająca na celu zapewnienie stabilności wykonania budżetu tego mechanizmu w okresie adekwatnym do okresu planowania wynikającego z taryfy PSE S.A. Zmiany zostały wprowadzone Kartą aktualizacji nr CB/12/2014 IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi zatwierdzoną 6 listopada 2014 r.,
- 1 stycznia 2016 r. została wprowadzona ponowna modyfikacja zasad wyznaczania i rozliczania operacyjnej rezerwy mocy na rynku usług systemowych mająca na celu zwiększenie zachęt do oferowania zdolności wytwórczych JG_{wa} na Rynku Bilansującym. Tworzenie takich zachęt będzie szczególnie istotne w najbliższym okresie ze względu na trudną sytuację bilansową KSE. Zmiany zostały wprowadzone Kartą aktualizacji nr CB/14/2015 IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi zatwierdzoną 15 grudnia 2015 r. z wyłączeniem części dotyczącej wymiany międzysystemowej.

Szczegółowe informacje na temat mechanizmu operacyjnej rezerwy mocy znajdują się również w pkt 1.2.6.1. oraz pkt 1.7.6. niniejszego Sprawozdania.

Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych

W 2015 r. Prezes URE zatwierdził zmiany IRiESD dla pięciu dużych operatorów systemów dystrybucyjnych: RWE Stoen Operator Sp. z o.o., ENERGA-Operator S.A., ENEA Operator Sp. z o.o., TAURON Dystrybucja S.A. oraz PGE Dystrybucja S.A. Pierwsza zmiana IRiESD wszystkich ww. OSD dotyczyła ujednoczenia w skali kraju – od 1 lipca 2015 r. formatu kodu Punktu Poboru Energii (PPE), w związku ze standaryzacją wymiany informacji oraz planowanym wdrożeniem ogólnopolskiego systemu wymiany informacji na detalicznym rynku energii elektrycznej. Druga zmiana dotyczyła IRiESD trzech operatorów (RWE Stoen Operator Sp. z o.o., ENERGA-Operator S.A. oraz ENEA Operator Sp. z o.o.) i polegała na zaktualizowaniu standardowych profili zużycia energii elektrycznej.

Dodatkowo we wrześniu 2015 r. wszczęte zostały postępowania administracyjne w sprawie zatwierdzenia IRiESD dla ww. pięciu dużych OSDp. Postępowania w sprawie zatwierdzenia tych instrukcji zakończyły się już po okresie sprawozdawczym, tj. w styczniu 2016 r., przy czym termin wejścia w życie zmian określonych w tych instrukcjach został ustalony na 1 lutego 2016 r. Potrzeba dokonania tych zmian była związana z planowanym wprowadzaniem jednolitego modelu wymiany informacji i standardów komunikatów dla obszaru detalicznego rynku energii elektrycznej – poprzez uruchomienie Centralnego Systemu Wymiany Informacji (CSWI). CSWI obejmuje procesy wymiany informacji pomiędzy operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, sprzedawcami energii elektrycznej oraz podmiotami odpowiedzialnymi za bilansowanie handlowe. Potrzeba uruchomienia CSWI wynika m.in. z rosnącej skali realizowanych przez OSD procesów w obszarze obsługi rynku detalicznego, w tym np. zmiany sprzedawcy, procesów anulowania przesłanych zgłoszeń umów sprzedaży przez sprzedawców i odbiorców, udostępnianie danych pomiarowych i rozliczeniowych, obsługa reklamacji, realizacja zgłaszanych przez sprzedawców wniosków o wstrzymanie dostarczania energii elektrycznej. Wprowadzenie zmian IRiESD umożliwi skrócenie czasu przeznaczonego na realizację przez OSD wszystkich procesów, w tym na zmianę sprzedawcy z obecnych 21 dni na 14 dni. W konsekwencji zmianie ulegnie również termin na dokonanie zgłoszenia zmiany sprzedawcy z dotychczas obowiązujących 90 dni na 30 dni.

1.2.6. Monitorowanie funkcjonowania operatorów

Ustawa – Prawo energetyczne (głównie art. 9c ust. 2 i 3), rozporządzenie 714/2009 oraz związane z nim rozporządzenie 2015/1222 nakładają na operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych szereg obowiązków, których monitorowanie jest ustawowym zadaniem Prezesa URE. Monitorowanie zgodności tych działań z ustawą – Prawo energetyczne obejmuje przede wszystkim badanie, czy zadania operatorów wykonywane są zgodnie z obiektywnymi i przejrzystymi zasadami zapewniającymi równe traktowanie użytkowników systemów. W zakresie obowiązków wynikających z prawa unijnego, Prezes URE weryfikuje na podstawie delegacji przyznanej przez art. 23 ust. 2 pkt 11 ustawy – Prawo energetyczne prawidłowość realizacji uregulowań rozporządzenia 714/2009. Ponadto Prezes URE w 2015 r. czynnie uczestniczył w badaniach monitorujących prowadzonych przez organizację koordynującą pracę europejskich regulatorów – ACER.

Szczegółowe informacje w zakresie wypełniania obowiązków i zadań przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych znajdują się także w pkt 1.1.2., pkt 1.2.5., pkt 1.7.1. oraz pkt 1.7.6. niniejszego Sprawozdania.

Informacje dotyczące zarządzania przez PSE S.A. zdolnościami przesyłowymi połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi zostały przedstawione także w pkt 1.3. niniejszego Sprawozdania.

1.2.6.1. Monitorowanie realizacji zadań wykonywanych przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych

Prowadzone przez Prezesa URE czynności z zakresu monitoringu wypełniania przez operatorów systemów elektroenergetycznych ich obowiązków, wynikają z treści art. 9c ust. 2 i 3 ustawy – Prawo energetyczne. Wypełnianie przez operatora systemu przesyłowego (OSP) oraz operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) ich zadań, monitorowane jest zarówno w odniesieniu do hurtowego, jak i detalicznego rynku energii elektrycznej z uwagi na to, że działanie obu rynków uzależnione jest w dużej mierze od wdrożonych zasad dostępu do sieci oraz prawidłowego wykonywania zadań przez operatorów systemu elektroenergetycznego.

Szereg zadań realizowanych przez OSP, związanych z rozbudową krajowego systemu elektroenergetycznego (KSE) i zapewnieniem zdolności przesyłowych w obrocie krajowym, jak i transgranicznym unormowanych jest w IRiESP, zatwierdzonej decyzją 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 zasadniczym dokumentem, w oparciu o który OSP dokonuje rozbudowy sieci przesyłowej oraz połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.

Monitorowanie wypełniania przez przedsiębiorstwo energetyczne obowiązków dotyczących zapewnienia bezpieczeństwa i niezawodności dostaw energii elektrycznej

Zgodnie z procedurą zawartą w części IRiESP dotyczącej korzystania z systemu elektroenergetycznego, PSE S.A. podejmuje działania w stanach awaryjnych o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowę tego systemu. W 2015 r. PSE S.A. podjął następujące działania z tego zakresu:

- opracowano we współpracy z OSD „Plan włączeń przez automatykę SCO” (październik 2015 r.),
- opracowano we współpracy z OSD aktualizację „Planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej”, obowiązującą w okresie 1.09.2015 r. – 31.08.2016 r. Aktualizacja planu została uzgodniona z Presem URE (decyzja Prezesa URE sygn. DRE-481-1(5)/4988/2015/ZI z 28 lipca 2015 r.),

- opracowano we współpracy z OSD „Plan włączeń awaryjnych” obowiązujący w okresie 1.01.2016 r. – 31.12.2016 r. (grudzień 2015 r.),
- opracowywano i aktualizowano instrukcje szczegółowe odbudowy KSE,
- aktualizowany plany podziału sieci 110 kV na „wyspy” dostosowane do odbudowy systemu po całkowitym zaniku napięcia,
- 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 i współpracy podczas stanów Blackout i Emergency z wykorzystaniem symulatora systemowego DUtrain. Odbyły się wspólne dwa szkolenia dyspozytorów KDM z dyspozytorami innych OSP z obszaru Europy Środkowo-Wschodniej (Niemiec, Czech, Słowacji, Austrii, Węgier i Słowenii),
- kontynuowano szkolenia dyspozytorów KDM, ODM-ów oraz OSD w zbudowanym przez OSP Symulatorze funkcjonowania krajowego systemu elektroenergetycznego. Przeprowadzono 36 szkoleń dla pracowników OSP i trzy szkolenia dla pracowników OSD.

W 2015 r. miały miejsce wydarzenia skutkujące wprowadzeniem ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na terenie kraju. OSP 9 sierpnia 2015 r. stwierdził obniżenie dostępnych rezerw zdolności wytwórczych poniżej niezbędnych wielkości, spowodowane m.in. długotrwałe utrzymującymi się niekorzystnymi warunkami klimatycznymi oraz hydrologicznymi. Fala upałów obejmująca obszar całego kraju w sierpniu 2015 r. spowodowała pogorszenie warunków pracy KSE. Dotyczyło to zarówno pracy elektrowni, jak i sieci przesyłowej oraz dystrybucyjnej. Wystąpiły znaczne ubytki mocy wytwórczych związane z pogorszeniem warunków chłodzenia elektrowni, awariami urządzeń wytwórczych, a także ze zmniejszonymi możliwościami przesyłowymi linii energetycznych. Równocześnie miał miejsce duży wzrost krajowego zapotrzebowania na moc wynikający z wykorzystywania na dużą skalę urządzeń chłodzących. Opisane wyżej zjawiska doprowadziły do powstania poważnych trudności w pozyskaniu przez OSP wystarczających zasobów wytwórczych dla pokrycia krajowego zapotrzebowania na moc. Według stanu na 10 sierpnia 2015 r. godz. 8:00, prognozowane ubytki nieplanowane w elektrowniach JWCD w szczycie zapotrzebowania wynosiły łącznie 5 570 MW, z tego: postoje ze względu na remont awaryjny – 2 970 MW, ubytki ze względu na warunki eksploatacyjne (na pracujących blokach) – 500 MW, ubytki ze względu na warunki hydrologiczne – 1 200 MW oraz ubytki i postoje ze względu na warunki pracy sieci – 900 MW. W tych warunkach praktycznie nie pracowały elektrownie wiatrowe (generacja wiatrowa na poziomie ok. 40 MW) oraz wodne.

W związku z tym, na podstawie art. 11c ust. 1 pkt 5 ustawy – Prawo energetyczne, stwierdzono wystąpienie zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w rozumieniu postanowień art. 3 pkt 16d ustawy – Prawo energetyczne. W tej sytuacji, wobec wyczerpania wszystkich dostępnych środków służących zapewnieniu prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, OSP zmuszony były wprowadzić od 10 sierpnia 2015 r. ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na terenie kraju w trybie art. 11c ust. 2 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne.

Wobec powyższego, PSE S.A. pełniące funkcję OSP na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej, 9 sierpnia 2015 r. wydały *Komunikat w sprawie wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, podjętych działaniach i środkach w celu usunięcia zagrożenia i zapobieżenia jego negatywnym skutkom oraz wprowadzaniu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na polecenie OSP*. W treści tego Komunikatu oznajmiono o wprowadzeniu wspomnianych ograniczeń 10 sierpnia od godziny 10:00. Stosowne komunikaty radiowe, określające stopień zasilania określony dla poszczególnych stref doby oraz obszar obowiązywania ograniczeń były nadawane w programie I Polskiego Radia o godz. 7:55 i 19:55. Równoległa informacja była podawana na stronach internetowych pozostałych operatorów. Wydając Komunikat OSP miał na uwadze prognozę utrzymania się dotychczasowych warunków atmosferycznych oraz ocenił nadchodzący okres najbliższych 72 godzin pracy KSE, jako niewystarczający do wprowadzenia warunków pracy normalnej.

Jednocześnie OSP 10 sierpnia 2015 r., działając na podstawie art. 11c ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne, powiadomił Ministra 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 oraz zgłosił Ministrowi Gospodarki konieczność wprowadzenia ograniczeń na podstawie art. 11 ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne. Wniosek Ministra Gospodarki w zakresie wprowadzenia ograniczeń został przez Radę Ministrów rozpatrzony pozytywnie poprzez wydanie stosownego rozporządzenia. Rozporządzenie Rady Ministrów z 11 sierpnia 2015 r. w sprawie wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej zostało opublikowane w Dzienniku Ustaw pod poz. 1136 i na jego podstawie zostały wprowadzone ograniczenia w okresie od 11 sierpnia 2015 r. od godz. 24:00 do 31 sierpnia 2015 r. do godz. 24:00.

W okresie od 10 do 31 sierpnia 2015 r. wprowadzone zostały przez OSP stopnie zasilania w poszczególnych godzinach doby. Najwyższy z tych stopni tj. „20-ty” obowiązywał 10 sierpnia 2015 r. w godzinach 10:00 – 17:00, w dalszej kolejności obowiązywał stopień „19-ty” aż do 11 sierpnia 2015 r. do godziny 17:00. Następnie w związku ze zmianami sytuacji bilansowej OSP korygował stopnie zasilania do poziomu stopnia „11-go”, który w związku z usystematyzowaniem się warunków normalnych pracy KSE został ogłoszony począwszy od 12 sierpnia 2015 r. od godziny 10:00.

W ramach prowadzonego monitoringu działań dostosowawczych, pracownicy służb ruchowych OSD i OSP w pierwszej kolejności podjęli kontakt z największymi odbiorcami przyłączonymi do sieci przesyłowych i dystrybucyjnych z uwagi na to, że potencjał redukcyjny tych odbiorców był największy. Generalnie wszyscy odbiorcy podlegający ograniczeniom bardzo poważnie zareagowali w zakresie wypełnienia swoich obowiązków, mimo różnego rodzaju problemów wynikających ze sposobu wykorzystywania energii do celów produkcyjnych i czasu niezbędnego do odpowiedniego przygotowania się do zakończenia procesów technologicznych. Należy jednak wspomnieć, że z powyższych względów nie wszyscy odbiorcy w pierwszej chwili (cztery pierwsze godziny obowiązywania ograniczeń) mogli dokonać nagłych ograniczeń w swoim poborze energii, jednak w wyniku rozmów i wyjaśnień ze strony pracowników służb ruchowych, następowało zrozumienie i akceptacja konieczności redukcji zapotrzebowania na energię elektryczną, co w efekcie spowodowało odpowiednią redukcję zapotrzebowania. Skutkiem wprowadzonych stopni zasilania były ograniczenia poboru mocy przez odbiorców w szacunkowej wysokości:

- 10 sierpnia 2015 r. na godz. 12:00 – 2 163,8 MW; na godz. 18:00 – 2 205,0 MW,
- 11 sierpnia 2015 r. na godz. 12:00 – 2 319,1 MW; na godz. 18:00 – 959,6 MW.

Ponadto, w roku sprawozdawczym wystąpiły ograniczenia dostaw energii z powodu awarii w rozdzielniach 110 kV będących własnością PSE S.A.:

Czwartek 5.11.2015 r.

- 14:45 – w stacji Gdańsk 1 samoczynnie wyłączył przez zabezpieczenie różnicowo-prądowe system I szyn zbiorczych rozdzielni 110 kV, w wyniku zwarcia wewnętrznego w polu autotransformatora AT1 160 MVA 220/110 kV, w module hybrydowym wyłącznikowo-odłącznikowym 110 kV PASS M0 produkcji włoskiej (ABB), fazy L1.

Wystąpiły ograniczenia odbiorców ENERGA S.A. O/Gdańsk w wysokości:

- 76,7 MW w godz. 14:45 – 14:57,
- 73,2 MW w godz. 14:57 – 14:59,
- 11,3 MW w godz. 14:59 – 15:01.

W warunkach pracy sieci dystrybucyjnych pięciu największych OSD wystąpiły też nieplanowane wyłączenia oraz ograniczenia w dostawach energii z powodu wydarzeń, które skutkowały awariami sieci dystrybucyjnej, w szczególności wynikającymi ze skrajnie niekorzystnych warunków atmosferycznych (gwałtowne burze, porywiste wiatry) i innych sytuacji o charakterze nadzwyczajnym skutkujących awaryjnymi włączeniami.

Monitorowanie wypełniania przez przedsiębiorstwo energetyczne obowiązków dotyczących zakupu energii elektrycznej na pokrycie strat sieciowych

Zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne, PSE S.A. dokonują zakupu energii elektrycznej w celu pokrywania strat powstałych w sieci przesyłowej podczas przesyłania energii elektrycznej tą siecią oraz stosują przejrzyste i niedyskryminacyjne procedury rynkowe przy jej zakupie. PSE S.A. dokonują zakupu ww. energii elektrycznej poprzez wyłonienie dostawcy/dostawców w wyniku prowadzonego postępowania przetargowego (postępowanie o udzielenie zamówienia niepublicznego), w ramach którego z ofert złożonych przez uczestników przetargu spełniających wymagania formalne, wybierana jest oferta najlepsza z ekonomicznego punktu widzenia. Z wyłonionym/wyłonionymi w wyniku przetargu dostawcą/dostawcami, PSE S.A. zawierają umowy dwustronne. Jest to podstawowa forma zakupu, w ramach której PSE S.A. dokonują nabycia przeważającej ilości energii elektrycznej przeznaczonej na pokrywanie strat przesyłowych.

Dla potrzeb zbilansowania zapotrzebowania energii elektrycznej na pokrycie strat pozostała część energii elektrycznej kupowana jest w ramach Rynku Bilansującego. Ta forma zakupu stosowana jest:

- do rozliczania odchyleń pomiędzy dostawami energii realizowanymi na podstawie zawartych umów, a rzeczywistą ilością strat energii,
- z uwagi na dużą godzinową zmienność ilości energii elektrycznej na pokrycie strat w sieci przesyłowej (okresem rozliczeniowym jest godzina).

Koszty zakupu energii elektrycznej na pokrycie strat powstałych w sieci przesyłowej podczas jej przesyłania są kosztami zakupu energii na pokrycie różnicy bilansowej w sieci przesyłowej, które w kalkulacji taryfy PSE S.A. przenoszone są przez opłatę sieciową zmienną.

W 2015 r. zakupy energii na potrzeby pokrywania różnicy bilansowej realizowane były poprzez wyżej wymienione formy zakupu, w wyniku czego zakupiono energię elektryczną o następującej ilości i wartości³⁶⁾:

- (i) w ramach umowy dwustronnej zawartej z dostawcą energii: 1 690 820 MWh (łącznie koszt zakupu tej energii wyniósł 314 323 780 zł),
- (ii) na Rynku Bilansującym³⁷⁾: 237 399 MWh (łącznie koszt zakupu tej energii wyniósł 36 192 876 zł).

Najwięksi operatorzy systemów dystrybucyjnych (pięciu OSD) dokonywali zakupu energii elektrycznej w celu pokrywania strat powstałych w sieciach dystrybucyjnych w oparciu o ramowe umowy sprzedaży tej energii zawarte głównie z tymi sprzedawcami, z którymi przed wejściem w życie obowiązku rozdziału dystrybucji od wytwarzania i obrotu (*unbundling*) tworzyli jedno przedsiębiorstwo. Równolegle, wybrani operatorzy kontraktowali zakupy energii elektrycznej z kierunków zdywersyfikowanych w ramach przetargów nieograniczonych a także wywołane konkursy ofert wśród przedsiębiorstw zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej lub jej obrotem, dotyczących przedstawienia ofert sprzedaży energii elektrycznej na 2015 r., w podziale na kilka zestandaryzowanych produktów (w oparciu o przygotowane grafiki prognoz, z zastosowaniem kryterium wyboru najkorzystniejszej ceny). Prowadzono również uzupełniające zakupy energii elektrycznej w ramach uczestnictwa w Rynku Bilansującym.

³⁶⁾ Podane ilości i wartości różnicy bilansowej są wielkościami księgowymi wg stanu na dzień sporządzania informacji, przed zatwierdzeniem sprawozdania finansowego przez biegłego rewidenta.

³⁷⁾ Przedstawiona ilość i koszt zakupu energii elektrycznej stanowi saldo energii zakupionej oraz odsprzedanej na Rynku Bilansującym, a także w ramach rozliczeń z OSP ze Szwecji i Litwy za zakup energii na pokrycie strat przesyłowych w połączeniach SwePol Link i LitPol Link.

Monitorowanie wypełniania przez przedsiębiorstwo energetyczne obowiązków dotyczących ewidencji księgowej

Podejmowane przez Prezesa URE w 2015 r. działania dotyczące monitorowania funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w zakresie wypełniania przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązków dotyczących ewidencji księgowej, o których mowa w art. 44 ustawy – Prawo energetyczne nie odbiegały od praktyki opisywanej w sprawozdaniach z poprzednich lat. Prezes URE, w trakcie trwania 2015 r., nie skorzystał również z prawa wynikającego z art. 28 ustawy – Prawo energetyczne, tj. prawa wglądu do ksiąg rachunkowych przedsiębiorstw energetycznych. Monitoring prowadzony był wyłącznie w oparciu o informacje i dane finansowe pozyskiwane m.in. w formie arkuszy sprawozdawczych, przekazywanych przez przedsiębiorstwa energetyczne w okresach półrocznych oraz rocznych. Informacje te, w ocenie Prezesa URE, były wystarczające.

Monitorowanie realizacji planów rozwoju

Obowiązkiem przedłożenia do 30 kwietnia 2015 r. sprawozdania z realizacji planu rozwoju za 2014 r. zostało objętych 54 przedsiębiorstw energetycznych. W terminie ustawowym sprawozdania przedstawiło pięciu największych OSD, OSP oraz 48 przedsiębiorstw posiadających koncesję na dystrybucję energii, w tym trzy przedsiębiorstwa przedłożyły sprawozdania po upływie ustawowego terminu, a jedno nie przedłożyło wymaganego sprawozdania. W odniesieniu do tych czterech przedsiębiorstw wszczęte zostały postępowania administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej. Ponadto, w 2015 r. kontynuowano pięć postępowań wszczętych i niezakończonych w 2014 r. W 2015 r. Prezes URE w przypadku sześciu przedsiębiorstw wydał decyzje o odstąpieniu od wymierzenia kary oraz w trzech przypadkach umorzył postępowanie.

W ramach realizowanych zadań corocznie dokonywane są analizy wykonania wielkości planowanych, których wyniki wykorzystywane są w procesie uzgadniania kolejnych edycji planów rozwoju lub ich aktualizacji. Niniejsze analizy dokonywane są na podstawie corocznych sprawozdań z realizacji planu rozwoju, do których przedkładania przedsiębiorstwa są zobowiązane na podstawie art. 16 ust. 18 ustawy – Prawo energetyczne. Z przeprowadzonych analiz sprawozdań z wykonania planów rozwoju za 2014 r. wynika, że pięciu największych OSD oraz OSP łącznie zrealizowało, zbliżony do planowanego, poziom nakładów inwestycyjnych, który wyniósł ok. 6,5 mld zł. OSP zrealizował nakłady inwestycyjne w wysokości 857 mln zł, przy czym planowany poziom wynosił 788 mln zł. Pięciu największych OSD zrealizowało nakłady inwestycyjne w wysokości 5 624 mln zł, przy czym poziom uzgodnionych nakładów inwestycyjnych (modelowy) wynosił 5 675 mln zł.

W przypadku monitorowania obowiązku uzgadniania projektów planów rozwoju z Prezesem URE ustalono, że w 2015 r. zobligowanych było trzynaście przedsiębiorstw energetycznych, w tym PSE S.A. Projekty planów rozwoju przedłożyło trzynaście przedsiębiorstw, w tym trzy po jego upływie oraz jedno przedsiębiorstwo, które otrzymało koncesję w maju 2015 r. i tego roku przedłożyło plan rozwoju do uzgodnienia. W odniesieniu do trzech przedsiębiorstw, które przedłożyły przedmiotowy plan po upływie obowiązującego terminu, wszczęto postępowania administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej. Dodatkowo w 2015 r. kontynuowano postępowanie wszczęte i niezakończone w 2014 r.

W przypadku monitorowania obowiązku uzgadniania projektów aktualizacji planów rozwoju z Prezesem URE ustalono, że w 2015 r. zobligowanych było dwanaście przedsiębiorstw energetycznych, spośród których osiem przedsiębiorstw przedłożyło projekt aktualizacji planu rozwoju, w tym dwa po upływie ustawowego terminu. W przypadku jednego przedsiębiorstwa projekt aktualizacji planu rozwoju nie został przedłożony ze względu na trwające postępowanie rozszerzające koncesję przedsiębiorstwa o nowe obszary działania. Ponadto, projekt aktualizacji planu rozwoju przedłożyły trzy przedsiębiorstwa, które nie dopełniły obowiązku w roku poprzednim i przedsiębiorstwo, które

przedłożyło aktualizację planu rozwoju z własnej inicjatywy. W 2015 r. w stosunku do dwóch przedsiębiorstw wszczęto postępowanie administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej oraz kontynuowano jedenaście postępowań wszczętych i niezakończonych w 2014 r.

W 2015 r., na mocy art. 23 ust. 2a pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE opracował kolejny raport przedstawiający i oceniający m.in. realizację planów, o których mowa w art. 16 ust. 2 i 4 (tj. planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe lub energię Operatorów Systemu Przesyłowego i Dystrybucyjnego), w którym przedstawiono stopień realizacji planów rozwoju w latach 2013–2014³⁸⁾.

Ponadto, w 2015 r. Prezes URE zaangażowany był w prace nad raportem ACER (organ ds. współpracy krajowych organów regulacyjnych) pn. „Consolidated report on the progress of electricity and gas projects of common interest”, tj. raport dotyczący monitorowania inwestycji wspólnego zainteresowania³⁹⁾.

W ramach dbałości o bezpieczeństwo i niezawodność dostaw energii elektrycznej w 2015 r. zakończone zostały poniżej wymienione zadania inwestycyjne:

(i) w zakresie usuwania ograniczeń przesyłowych wewnątrz KSE:

1. budowa stacji 400 kV Łomża,
2. budowa stacji 400/110 kV Ełk Bis,
3. budowa linii 400 kV Miłosna-Siedlce Ujrzanów,
4. budowa stacji 400/110 kV Siedlce Ujrzanów,
5. budowa linii 400 kV Ełk Bis-Granica RP (kierunek Alytus),
6. budowa linii 400 kV Ełk Bis-Łomża,
7. budowa stacji 400 kV Stanisławów,
8. budowa linii 400 kV Narew- Łomża-Ostrołęka,
9. rozbudowa rozdzielni 400 kV w stacji 400/110 kV Narew,
10. budowa stacji 400/220/110 kV Ołtarzew;

(ii) w zakresie wyprowadzenia mocy ze źródeł wytwórczych:

1. modernizacja stacji 220/110 kV Kopanina,
2. rozbudowa stacji 400/110 kV Słupsk,
3. rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 220/110 kV Włocławek Azoty,
4. rozbudowa stacji 220/110 kV Stalowa Wola o rozdzielnię 220 kV,
5. rozbudowa stacji 400/110 kV Żarnowiec dla przyłączenia farm wiatrowych: FW Choczewo, FW Osieki i FW Zwartowo,

rozbudowa stacji 220/110 kV Ostrołęka o rozdzielnię 400 kV wraz z modernizacją rozdzielni 220 kV i budową nowej rozdzielni 110 kV – etap I.

Monitorowanie wypełniania zadań ustawowych przez OSD w zakresie niedyskryminacyjnego dostępu do sieci

Jednym z ustawowych obowiązków OSD jest umożliwienie realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej poprzez wdrażanie warunków i trybu zmiany sprzedawcy energii elektrycznej. Koniecznym czynnikiem dla zapewnienia faktycznej możliwości korzystania przez odbiorcę z prawa zakupu energii elektrycznej od wybranego sprzedawcy jest fakt, by OSD posiadał jak największą liczbę umów

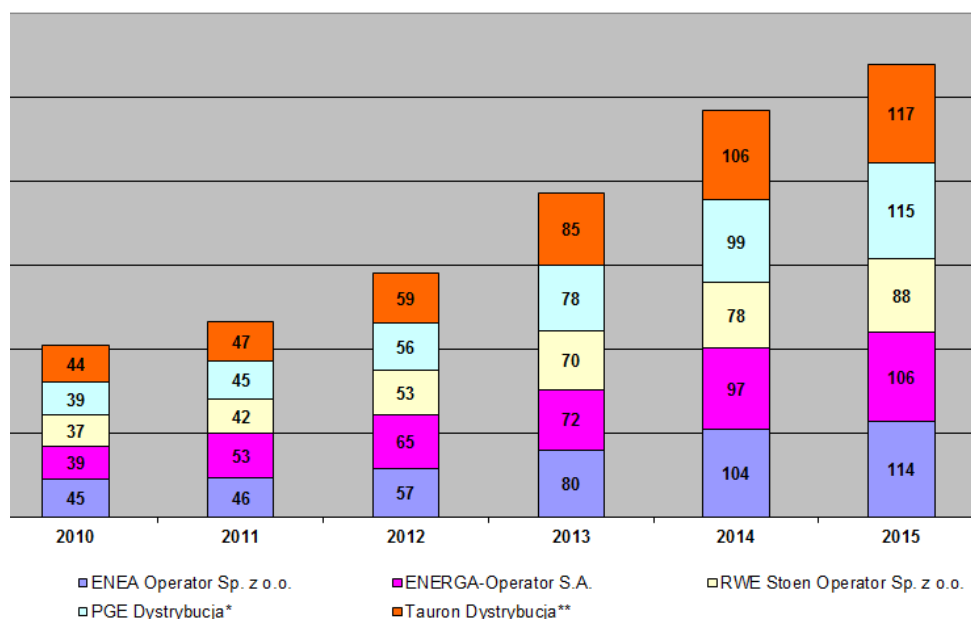
³⁸⁾ Raport dostępny jest na stronie internetowej URE: <http://ure.gov.pl/pl/publikacje/biuletyn-urzedu-regula/6115,-Biuletyn-Urzedu-Regulacji-Energetyki-2015.html>

³⁹⁾ Raport dostępny jest na stronie internetowej ACER: http://passthrough.fw-notify.net/download/754130/-http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/Consolidated%20report%20on%20the%20progress%20of%20electricity%20and%20gas%20projects%20of%20common%20interest.pdf

o świadczenie usług dystrybucji ze sprzedawcami (GUD). Z analizy monitoringu Prezesa URE z lat 2010–2015 wynika, że systematycznie rośnie liczba umów podpisanych ze sprzedawcami przez każdego z Operatorów. Na koniec 2010 r. liczba ważnych GUD w zależności od operatora wynosiła od 37 do 45, natomiast w 2015 r. przedział ten wynosił 88–117 umów. Najwięcej, tj. 117 ważnych GUD na koniec 2015 r. posiadał TAURON Dystrybucja S.A. Należy wskazać, że w samym 2015 r. operatorzy zawarli przeciętnie po ok. 11 umów.

Dynamikę zmian w zakresie liczby zawartych generalnych umów dystrybucji przez poszczególnych operatorów w ostatnich sześciu latach przedstawia rys. 14.

Rysunek 14. Liczba zawartych GUD w latach 2010–2015



* Dla PGE Dystrybucja S.A. podano średnią liczbę GUD ze wszystkich Oddziałów. Liczba zawartych GUD w poszczególnych Oddziałach na koniec 2015 r. przedstawia się następująco: O/Białystok – 112, O/Lublin – 116, O/Łódź Miasto – 114, O/Łódź Teren – 114, O/Rzeszów – 113, O/Skarżysko-Kamienna – 116, O/Warszawa – 117, O/Zamość – 115.

** Dla TAURON Dystrybucja S.A. podano średnią liczbę GUD z obszarów działalności dawnych spółek: TAURON Dystrybucja GZE S.A./Vattenfall Distribution Poland S.A., EnergiaPro S.A., ENION S.A. Liczba zawartych GUD w poszczególnych obszarach działalności dawnych OSD na koniec 2015 r. przedstawia się następująco: TAURON Dystrybucja GZE S.A. – 114, EnergiaPro S.A. – 122, ENION S.A. – 116.

Źródło: URE na podstawie danych przekazanych przez OSD.

Proces negocjowania kolejnych umów w IV kwartale 2015 r. był prowadzony przez trzech spośród pięciu największych operatorów tj. RWE Stoen Operator Sp. z o.o. (29 umów), PGE Dystrybucja S.A. (39 umów) oraz ENEA Operator Sp. z o.o. (5 umów). OSD wywiązują się również z ustawowego obowiązku zamieszczania na swoich stronach internetowych oraz udostępniania do publicznego wglądu w swoich siedzibach aktualnej listy sprzedawców energii elektrycznej, z którymi mają podpisane GUD. Ww. listy zawierające również dane kontaktowe sprzedawców, są monitorowane i aktualizowane co kwartał przez Prezesa URE na stronie: <http://www.maszwybor.ure.gov.pl/or/maszwybor/kogo-moge-wybrac>.

Generalna umowa dystrybucji dla usługi kompleksowej (GUD-K) to umowa zawierana pomiędzy operatorem systemu dystrybucyjnego a sprzedawcą energii elektrycznej, który na podstawie umowy kompleksowej (obejmującej postanowienia umowy sprzedaży energii elektrycznej i postanowienia umowy o świadczenie usług dystrybucji tej energii) sprzedaje energię elektryczną i zapewnia jej dystrybucję odbiorcom przyłączonym do sieci tego operatora. GUD-K umożliwia każdemu sprzedawcy

oferowanie odbiorcom usługi kompleksowej. Z punktu widzenia konsumenta możliwość otrzymywania usługi w modelu usługi kompleksowej zmniejsza koszty (jeden rachunek – niższe opłaty) oraz podnosi standard i wygodę obsługi (jeden punkt kontaktowy jakim jest sprzedawca). Rozpoczęte w latach poprzednich przez TOE i PTPIREE prace nad przygotowaniem wzoru GUD-K, który byłby stosowany na terenie całego kraju, a następnie nad dostosowaniem opracowanego uprzednio wzoru GUD-K do zmian w ustawie – Prawo energetyczne, skutkowały wdrożeniem do powszechnego stosowania GUD-K przez pięciu największych OSD.

W 2015 r. Prezes URE kontynuował podjęte w poprzednich latach prace, mające na celu identyfikację i usunięcie barier związanych z wdrożeniem oraz realizacją GUD-K oraz monitorował stan wdrożenia do powszechnego stosowania wzoru GUD-K. W związku z powyższym, Prezes URE zorganizował 15 grudnia 2015 r. spotkanie z udziałem przedstawicieli organizacji zrzeszających przedstawicieli branży energetycznej: TOE, PTPIREE oraz KIGEiT⁴⁰). Spotkanie zostało poświęcone m.in. ocenie funkcjonowania wzoru Generalnej Umowy Dystrybucyjnej dla usługi kompleksowej (GUD-K). Na spotkaniu przedstawiciele organizacji branżowych zaprezentowali informacje statystyczne o aktualnie zawartych GUD i GUD-K, przedstawili oraz omówili czynniki, jakie ich zdaniem wpływają na aktualny stan upowszechnienia GUD-K. Zaprezentowano ponadto uwagi dotyczące stosowanego wzoru GUD-K oraz propozycje zmian w treści tego wzoru.

Z analizy monitoringu Prezesa URE wynika, że proces podpisywania GUD-K rozpoczął się w 2014 r. Z końcem 2015 r. odnotowano, w zależności od OSDp, 14 lub 16 ważnych GUD-K zawartych z poszczególnymi sprzedawcami, co stanowi postęp względem roku poprzedniego. Na koniec 2014 r. liczba zawartych GUD-K wahała się między 11 a 12 – w zależności od operatora. W 2015 r. zaobserwowano niewielką dynamikę przyrostu liczby zawieranych umów kompleksowych. Korzystnym zjawiskiem jest, że pomimo niewielkiej dynamiki, w całym 2015 r. utrzymywała się tendencja wzrostowa zawierania umów kompleksowych.

Weryfikacja IRiESD „małych” operatorów sieci dystrybucyjnej

W 2015 r. oddziały terenowe URE przeprowadziły po raz pierwszy weryfikację IRiESD, o których mowa w art. 9d ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne pod kątem sprawdzenia ich zgodności z obowiązującymi przepisami prawa, tj. z art. 9g i art. 9c ust. 3 pkt 9a lit. c i e tej ustawy oraz aktami wykonawczymi do niej, w oparciu o zapisy procedury przeprowadzania weryfikacji zatwierdzonej decyzją Prezesa URE nr 3/2015 z 19 marca 2015 r.

W okresie sprawozdawczym zweryfikowano 44 podmioty będące tzw. „małymi” operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych. Operatorzy, do których zwrócono się o przesłanie aktualnie obowiązujących i zatwierdzonych IRiESD, przesłali ich kopie.

Po ich analizie w przeważającej części stwierdzono, że instrukcje te określają szczegółowe warunki korzystania z sieci elektroenergetycznych przez użytkowników systemu oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju tych sieci. Ponadto weryfikowani operatorzy systemu elektroenergetycznego posiadają w treści swoich instrukcji zapisy określające:

- procedurę zmiany sprzedawcy, która odbywa się z zachowaniem 21 dni, o którym mowa w art. 4j ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne i żadne przekroczenia nie wystąpiły (należy jednak wskazać, że w większej części operatorów procedura ta nie miała zastosowania, bowiem żaden z odbiorców nie wystąpił o zmianę sprzedawcy),
- zasady sprzedaży rezerwowej dla odbiorców w gospodarstwach domowych przyłączonych do sieci o napięciu 1 kV (jednakże w związku z brakiem u większości operatorów odbiorców z grupy taryfowej „G” – odbiorców w gospodarstwach domowych, zasady te nie były określane),

⁴⁰) KIGEiT – Krajowa Izba Gospodarcza Elektroniki i Telekomunikacji.

- zasady realizacji umów kompleksowych zawieranych przez odbiorców przyłączonych do sieci operatorów,
- wymagania w zakresie układów pomiarowo-rozliczeniowych w odniesieniu do wymagań określonych w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego⁴¹⁾,
- zasady współpracy pomiędzy OSD, który posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową (OSDp), a przyłączonym do jego sieci operatorem systemu dystrybucyjnego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośrednich połączeń z siecią przesyłową (OSDn),
- terminy i sposób przekazywania danych pomiarowo-rozliczeniowych do innych uczestników rynku w aspekcie wypełniania funkcji operatorów pomiarów,
- standardy jakościowe obsługi odbiorców (m.in. zasady udzielania informacji i obsługi odbiorców, postępowania reklamacyjne).

Ponadto weryfikowane podmioty („mali” operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych) potwierdziły udostępnianie IRIESD na swoich stronach internetowych i możliwość zapoznania się z ich treścią w siedzibie operatorów.

W jednym z oddziałów terenowych, w którym weryfikacji poddano 16 operatorów elektroenergetycznych, w trzech przypadkach zdiagnozowano następujące sytuacje:

- jeden z operatorów nie posiadał w swojej IRIESD zapisów dotyczących zasad sprzedaży rezerwowej dla odbiorców w gospodarstwach domowych przyłączonych do sieci o napięciu do 1 kV pomimo posiadania dwóch odbiorców (grupa G-11) – operator przedstawił szczegółowe wyjaśnienia i podjął działania zmierzające do przyłączenia tych odbiorców do sieci dużego OSD,
- jeden z nich był w trakcie aktualizacji IRIESD w części dotyczącej ujęcia w nim zapisów dotyczących zasad sprzedaży rezerwowej dla odbiorców w gospodarstwach domowych przyłączonych do sieci o napięciu do 1 kV,
- u jednego operatora stwierdzono przekroczenie procedury zmiany sprzedawcy (21 dni) na łącznie 17 dokonanych zmian sprzedawcy.

Podsumowując należy stwierdzić, że z zakończonych weryfikacji nie stwierdzono naruszeń przepisów prawa w zakresie objętym okresowym planem weryfikacji IRIESD, wobec czego nie było podstaw do wszczęcia postępowań w sprawie wymierzenia kary pieniężnej na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 1g ustawy – Prawo energetyczne względem weryfikowanych podmiotów. Drobne uchybienia zostały wyeliminowane w trakcie procesu weryfikacji.

Na 31 grudnia 2015 r. w trakcie weryfikacji pozostawały jeszcze trzy IRIESD „małych” operatorów elektroenergetycznych.

⁴¹⁾ Dz. U. z 2007 r. Nr 93, poz. 623, z późn. zm.

Tabela 12. Liczba zweryfikowanych IRIESD OSD elektroenergetycznych, o których mowa w art. 9d ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne

Oddziały terenowe URE	Liczba zweryfikowanych IRIESD elektroenergetycznych
Środkowo-Zachodni OT w Łodzi	4
Południowy OT w Katowicach	4
Północno-Zachodni OT w Szczecinie	2
Zachodni OT w Poznaniu	4
Południowo-Zachodni OT we Wrocławiu	16
Północny OT w Gdańsku	7
Wschodni OT w Lublinie	3
Południowo-Wschodni OT w Krakowie	4
łącznie	44

Źródło: URE.

Przekazywanie Prezesowi URE informacji i sprawozdań kwartalnych OSD dotyczących mikroinstalacji przyłączonych do ich sieci

Ustawą OZE uchylono poprzez art. 179 pkt 13 m.in. art. 9w ustawy – Prawo energetyczne, odnoszący się do wytwarzania energii w źródłach zdefiniowanych w art. 3 pkt 20b jako „mikroinstalacje” (odnawialne źródła energii, o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 40 kW, przyłączone do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV lub o łącznej mocy zainstalowanej cieplnej nie większej niż 120 kW), w których wytwarzanie energii elektrycznej odbywało się na podstawie także uchylonego art. 9u, tj. przez osobę fizyczną niebędącą przedsiębiorcą w rozumieniu ustawy o swobodzie działalności gospodarczej.

Zgodnie z treścią uchylonego art. 9w ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne OSD, na którego obszarze działania jest przyłączona mikroinstalacja, obowiązany był do sporządzenia sprawozdania półrocznego zawierającego:

- 1) wykaz osób fizycznych wytwarzających energię elektryczną w mikroinstalacji,
- 2) dane dotyczące:
 - ilości energii elektrycznej wytworzonej w mikroinstalacji;
 - ilości energii elektrycznej wytworzonej w mikroinstalacji i wprowadzonej do sieci OSD;
 - rodzaju mikroinstalacji, jej lokalizacji oraz zainstalowanej mocy elektrycznej.

Ustawa OZE wprowadziła tożsamą definicję mikroinstalacji w art. 2 pkt 19, jednak dodatkowo z górnym ograniczeniem mocy osiągalnej cieplnej w skojarzeniu – nie większej niż 120 kW. Na podstawie art. 5 status wytwórcy energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji przyznano nie tylko osobie fizycznej niewykonywającej działalności gospodarczej, ale także przedsiębiorcy w rozumieniu ustawy o swobodzie działalności gospodarczej. Przekazywanie informacji i sprawozdawczość dotyczącą mikroinstalacji ustawa OZE określiła poprzez art. 6, który stanowi że:

1. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego przekazuje Prezesowi URE, informacje o:
 - 1) wytwórcach energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji;
 - 2) lokalizacji, rodzaju i mocy zainstalowanej elektrycznej mikroinstalacji przyłączonych do jego sieci
 - w terminie 14 dni od dnia ich przyłączenia lub zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji do jego sieci.
2. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego przekazuje Prezesowi URE informacje o:
 - 1) zmianie rodzaju mikroinstalacji i jej mocy zainstalowanej elektrycznej;
 - 2) odłączeniu mikroinstalacji od jego sieci
 - w terminie 14 dni od dnia uzyskania informacji o zmianie tych danych albo od dnia odłączenia mikroinstalacji od tej sieci.

3. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego przekazuje Prezesowi URE sprawozdanie kwartalne zawierające:
 - 1) informacje dotyczące:
 - a) ilości energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji przez poszczególnych wytwórców;
 - b) łącznej ilości energii elektrycznej sprzedanej sprzedawcy zobowiązanemu, o którym mowa w art. 40 ust. 1, która została wytworzona z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji i wprowadzona do sieci dystrybucyjnej,
 - 2) wykaz wytwórców energii elektrycznej w mikroinstalacji, ze wskazaniem terminu wytworzenia przez poszczególnych wytwórców po raz pierwszy energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji,
 - 3) wskazanie rodzaju mikroinstalacji oraz jej mocy zainstalowanej elektrycznej
 - w terminie 45 dni od dnia zakończenia kwartału.
4. Sprawozdanie, o którym mowa w ust. 3, Prezes URE zamieszcza w Biuletynie Informacji Publicznej URE, z zachowaniem przepisów o ochronie danych osobowych.

Mając na uwadze wejście w życie 4 maja 2015 r. ustawy OZE i istnienie z tym dniem obowiązku określonego w art. 6 ust. 1 i 2 tej ustawy, a także brzmienie art. 213 ustawy, który stanowi że, sprawozdanie kwartalne, o którym mowa w art. 6 ust. 3, operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego po raz pierwszy przekazuje Prezesowi URE za kwartał roku kalendarzowego następujący po kwartale, w którym niniejsza ustawa weszła w życie, Prezes URE przypomniał Operatorom Systemów Dystrybucyjnych o przedmiotowym obowiązku oraz wskazał zasady przyjmowania sprawozdań zamieszczając na stronie internetowej stosowną informację.

W związku z powyższym, pierwsze sprawozdanie kwartalne za III kwartał 2015 r., przygotowane na formularzu zgodnym z załącznikiem do rozporządzenia Ministra Gospodarki z 28 kwietnia 2015 r. w sprawie wzoru sprawozdania kwartalnego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego⁴²⁾, powinno zostać złożone przez OSD do 14 listopada 2015 r.

Dodatkowo, w celu zachowania ciągłości danych przedstawianych Prezesowi URE dotyczących mikroinstalacji, Prezes URE zwrócił się do Operatorów Systemów Dystrybucyjnych z prośbą o sporządzenie sprawozdania półrocznego za I półrocze 2015 r. na zasadach określonych w uchylonym przepisie art. 9w ustawy – Prawo energetyczne i przekazanie go Prezesowi URE do 30 lipca 2015 r.

Na podstawie powyższych, niewymaganych przepisami prawa sprawozdań za pierwsze półrocze 2015 r. ustalono, że moc zainstalowana mikroinstalacji przyłączonych do sieci elektroenergetycznej to łącznie 15 801,87 kW. W instalacjach tych w półrocznym okresie sprawozdawczym zostało wytworzone 10 589 035,05 kWh energii elektrycznej, a 9 594 222,94 kWh tej energii zostało wprowadzone do sieci elektroenergetycznej.

Zgodnie z nowymi zasadami ustalonymi przez ustawę OZE, kolejnym okresem sprawozdawczym był III kwartał 2015 r. (obowiązek złożenia sprawozdania do Prezesa URE w terminie do 14 listopada 2015 r.) i dotyczył 169 OSD. W sprawozdaniach wykazano 2 969 wytwórców energii elektrycznej w mikroinstalacji i 22 260,00 kW mocy zainstalowanej w tych źródłach przyłączonych do sieci OSD. Wykazano, że w instalacjach tych w III kwartale 2015 r. wytworzono 3 835 291,18 kWh energii elektrycznej, przy czym 2 843 227,82 kWh tej energii zostało wprowadzone do sieci elektroenergetycznej.

Po dokonanej analizie porównawczej tych dwóch sprawozdań, zastanawiającym był spadek ilości wytworzonej energii (z uwzględnieniem proporcjonalności okresu półrocznego i kwartalnego), pomimo wzrostu liczby mikroinstalacji i mocy zainstalowanej w tych źródłach. Prezes URE wezwał OSD do wyjaśnień, które wskazały na uchybienia ponad 1 400 wytwórców dotyczące spoczywającego na nich obowiązku informacyjnego.

Ponadto Prezes URE zamieścił na stronie internetowej informację o obowiązkach wytwórców energii elektrycznej w mikroinstalacjach mając na uwadze obowiązki informacyjne nałożone poprzez

⁴²⁾ Dz. U. z 2015 r. poz. 597.

art. 5 ustawy OZE na tych wytwórców, który stanowi w szczególności o tym, że wytwórca ma obowiązek poinformować OSD m.in. o ilości:

- wytworzonej przez niego energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji,
- energii elektrycznej sprzedanej przez niego sprzedawcy zobowiązanemu, która została wytworzona z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji i wprowadzona do sieci operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego

w terminie 7 dni od dnia zakończenia kwartału, bowiem zgodnie z art. 168 pkt 12 ustawy OZE karze pieniężnej podlega ten, kto nie przekazuje w terminie informacji, o których mowa m.in. w art. 5 ust. 1 lub 2 lub podaje nieprawdziwe informacje, a wysokość kary zgodnie z art. 170 ust. 4 pkt 2 ustawy OZE wynosi 1 000 zł.

Prezes URE wystosował także prośbę do OSD, aby informowali wytwórców o ich obowiązkach wynikających z ustawy OZE oraz o grożących im karach w przypadku zaniedbania tych obowiązków.

Kolejnym okresem sprawozdawczym był IV kwartał 2015 r. (obowiązek złożenia sprawozdania do Prezesa URE w terminie do 15 lutego 2016 r.), który dotyczył 170 OSD. W sprawozdaniach wykazano 4 504 wytwórców energii elektrycznej w mikroinstalacji i 33 613,99 kW mocy zainstalowanej w tych źródłach przyłączonych do sieci OSD. Wykazano, że w instalacjach tych w IV kwartale 2015 r. wytworzono 5 347 129,86 kWh energii elektrycznej, przy czym 4 883 882,07 kWh tej energii zostało wprowadzone do sieci elektroenergetycznej. Nadal ok. połowa wytwórców nie przekazała danych dotyczących energii elektrycznej wytworzonej w mikroinstalacjach.

Tabela 13. Porównanie danych dotyczących mikroinstalacji

Stan na:	I półrocze 2015 r.	III kwartał 2015 r.	IV kwartał 2015 r.
Moc zainstalowana na ostatni dzień okresu sprawozdawczego [kW]:	15 801,87	22 260,00	33 613,99
WO	4 230,50	4 691,20	6 478,40
WI	200,12	173,00	226,60
PV	11 266,25	17 328,80	26 782,39
BG	77,00	67,00	77,60
BM	28,00	0,00	49,00
Ilość wytworzonej energii elektrycznej w okresie sprawozdawczym [kWh]:	10 589 035,05	3 835 291,18	5 347 129,86
WO	6 798 296,98	863 990,13	2 792 849,99
WI	28 723,31	7 949,70	40 885,00
PV	3 633 169,76	2 898 819,00	2 446 816,60
BG	128 331,00	64 532,35	66 577,87
BM	514,00	0,00	0,40
Ilość energii wprowadzonej do sieci w okresie sprawozdawczym [kWh]:	9 594 222,94	2 843 227,82	4 883 882,07
WO	6 765 575,00	861 486,91	3 143 975,87
WI	28 211,31	5 538,70	34 216,80
PV	2 792 953,63	1 964 591,05	1 701 942,92
BG	6 969,00	11 611,16	3 746,48
BM	514,00	0,00	0,00
Liczba mikroinstalacji ogółem:	1 953	2 969	4 504
WO	158	173	252
WI	17	17	30
PV	1 774	2 777	4 217
BG	3	2	3
BM	1	0	2

Źródło: URE.

Kod literowy odpowiadający danemu rodzajowi mikroinstalacji wykorzystującej do wytwarzania energii elektrycznej zgodny z rozporządzeniem Ministra Gospodarki z 28 kwietnia 2015 r. w sprawie wzoru sprawozdania kwartalnego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego:

- hydroenergia: „WO”,
- energia wiatru: „WI”,
- energia promieniowania słonecznego: „PV”,
- biogaz inny niż biogaz rolniczy: „BG”,
- biomasa: „BM”.

W stosunku do OSD, które nie złożyły ww. sprawozdań w określonych terminach, Prezes URE wszczął postępowania administracyjne w sprawie nałożenia kary pieniężnej, która zgodnie z art. 170 ust. 4 pkt 1 ustawy OZE wynosi 10 000 zł.

Monitorowanie udostępniania użytkownikom sieci i operatorom innych systemów elektroenergetycznych informacji przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, w tym realizacji postanowień rozporządzenia Komisji (UE) nr 543/2013 z 14 czerwca 2013 r.

5 stycznia 2015 r. stowarzyszenie europejskich operatorów systemów przesyłowych ENTSO-E uruchomiło centralną platformę informacyjną na rzecz przejrzystości. Platforma informacyjna ENTSO-E dostępna jest pod adresem <http://transparency.entsoe.eu>. Na platformie tej publikowany jest szeroki zakres informacji rynkowych dotyczących funkcjonowania wewnątrzspółnotowego rynku energii. Dostępne są m.in. dane w zakresie wytwarzania i zużycia energii elektrycznej, wymiany energii elektrycznej połączeniami międzysystemowymi, udostępniania zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej, niedyspozycyjności jednostek wytwórczych, odbiorczych i elementów sieciowych, a także podejmowanych przez operatorów systemów przesyłowych środków zaradczych dla utrzymania bezpiecznej pracy połączonych systemów elektroenergetycznych. Większość publikowanych informacji rynkowych jest prezentowana w odniesieniu do obszarów rynkowych z rozdzielczością godzinową. Udostępnianie tych danych ma na celu wsparcie budowania optymalnych strategii działania przez uczestników rynku.

Powstanie platformy informacyjnej ENTSO-E jest konsekwencją wejścia w życie rozporządzenia 543/2013. Podstawowym wymaganiem tego rozporządzenia jest zbudowanie i wykorzystanie w sposób skuteczny i efektywny, pod względem kosztów, centralnej platformy informacyjnej na rzecz przejrzystości. Rozporządzenie wskazuje organizację ENTSO-E jako odpowiedzialną za zbudowanie centralnej platformy informacyjnej. Z kolei operatorzy systemów przesyłowych, giełdy i platformy obrotu energią oraz biura aukcyjne, zajmujące się alokacją zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej krajów członkowskich UE, są odpowiedzialne za przekazywanie do ENTSO-E wymaganych informacji rynkowych. Aby wywiązać się z tego obowiązku operatorzy systemów przesyłowych pozyskują dane od użytkowników systemu elektroenergetycznego, m.in. od wytwórców, odbiorców oraz giełd i platform obrotu energią. Harmonogram publikacji danych jest ściśle określony i uwzględnia niezwłoczne publikowanie informacji o szczególnym znaczeniu dla funkcjonowania rynku energii, takich jak np. niedyspozycyjności jednostek wytwórczych lub niedyspozycyjności infrastruktury przesyłowej.

Wypełnienie zobowiązań publikacyjnych dla polskiego obszaru rynkowego wiązało się z wdrożeniem przez PSE S.A., jako operatora systemu przesyłowego w Polsce, systemów pozyskiwania odpowiednich danych i przekazywania ich na platformę informacyjną ENTSO-E. Prace w tym zakresie zostały poprzedzone kilkumiesięcznymi przygotowaniem, podczas których PSE S.A. prowadziły szczegółowe uzgodnienia m.in. z ENTSO-E, Biurem Aukcyjnym CAO (Central Allocation Office), Biurem Alokacji dla rynku dnia bieżącego prowadzonym przez CEPS i TGE. Odbłyły się także konsultacje z URE, które pozwoliły doprecyzować zakres i znaczenie danych wymaganych do publikacji, jak również umożliwiły skuteczne poinformowanie użytkowników systemu o obowiązku publikacji. Mechanizm udostępniania

informacji rynkowych do ENTSO-E działa automatycznie, a poprawność jego funkcjonowania jest stale monitorowana.

Niezależnie od wykonywania obowiązków wynikających z rozporządzenia 543/2013, operator systemu przesyłowego realizuje obowiązki publikacji informacji wynikające z ustawy – Prawo energetyczne, jak również z rozporządzenia Ministra Gospodarki z 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego⁴³⁾. W szczególności, zgodnie z art. 9c ust. 2 pkt 12 ustawy – Prawo energetyczne, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego jest odpowiedzialny za udostępnianie użytkownikom sieci i operatorom innych systemów elektroenergetycznych, z którymi system przesyłowy jest połączony, informacji o:

- a) warunkach świadczenia usług przesyłania energii elektrycznej niezbędnych do uzyskania dostępu do sieci przesyłowej, korzystania z tej sieci i krajowego systemu elektroenergetycznego oraz pracy krajowego systemu elektroenergetycznego, w tym w szczególności dotyczących realizacji obrotu transgranicznego, zarządzania siecią i bilansowania systemu, planowanych wyłączeniach jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci przesyłowej oraz jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV, a także o ubytkach mocy tych jednostek wytwórczych,
- b) ofertach bilansujących składanych dla jednostek wytwórczych, o których mowa w lit. a.

Szczegółowy zakres informacji publikowanych przez OSP znajduje się w zatwierdzonej przez Prezesa URE, w drodze decyzji, IRiESP – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci (IRiESP – Korzystanie) oraz w IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi (IRiESP – Bilansowanie). Zakres tych informacji wypełnia wymagania wynikające z przepisów prawa krajowego.

Monitorowanie mechanizmów bilansowania systemu elektroenergetycznego

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 elektroenergetycznej⁴⁴⁾. 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 postępowań wyjaśniających przyczyny ewentualnych zakłóceń.

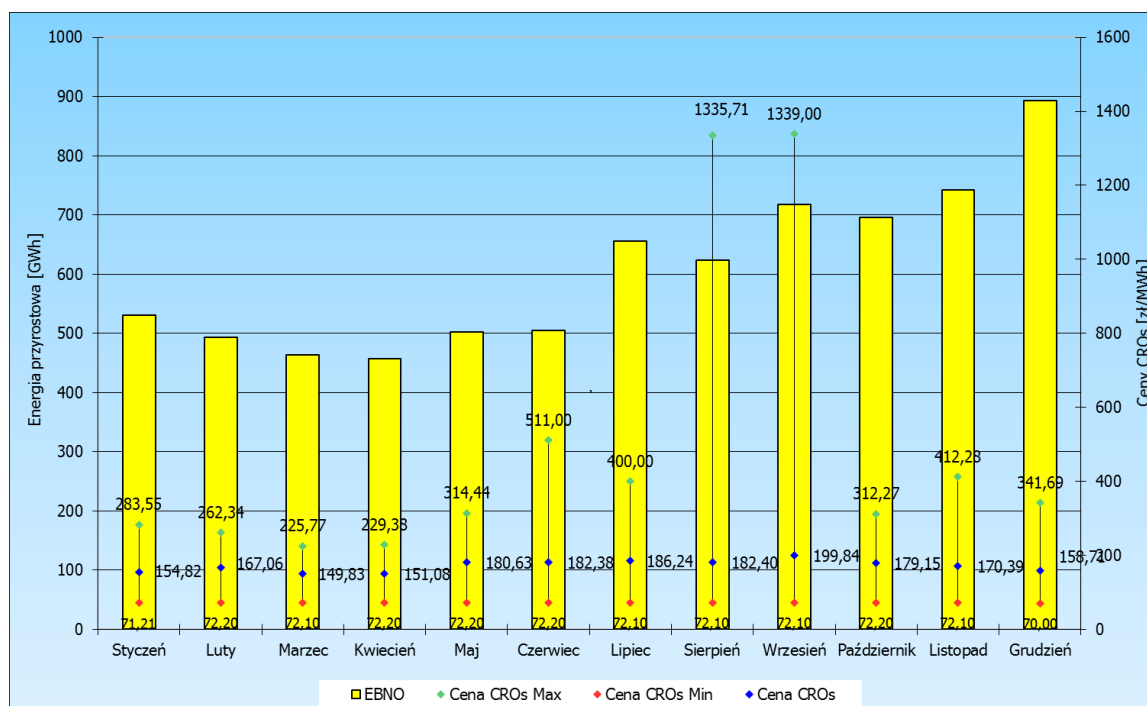
Na koniec 2015 r. w procesach rynku bilansującego uczestniczyło 116 podmiotów, w tym 20 wytwórców, 9 odbiorców końcowych, 8 odbiorców sieciowych, 72 przedsiębiorstwa obrotu, giełda energii, 5 OSD oraz PSE S.A. jako OSP. Dane techniczno-handlowe były zgłaszane przez 47 operatorów rynku i dotyczyły 331 jednostek grafikowych.

Informacje o wolumenie i cenach energii bilansującej na Rynku Bilansującym są jednym z obszarów podlegających monitorowaniu przez Prezesa URE. Dane te przedstawia rys. 15.

⁴³⁾ Dz. U. z 2007 r. Nr 93, poz. 623 z późn. zm.

⁴⁴⁾ Zgodnie z art. 9g ust. 8a ustawy – Prawo energetyczne, przepisu ust. 8 nie stosuje się do instrukcji opracowanej przez operatora, o którym mowa w art. 9d ust. 7. W praktyce oznacza to, że operatorzy systemu dystrybucyjnego, którzy działają w strukturze pionowo zintegrowanej, a ich zakres działania jest lokalny (niewielki) nie są zobowiązani do przedstawiania do zatwierdzenia swoich instrukcji.

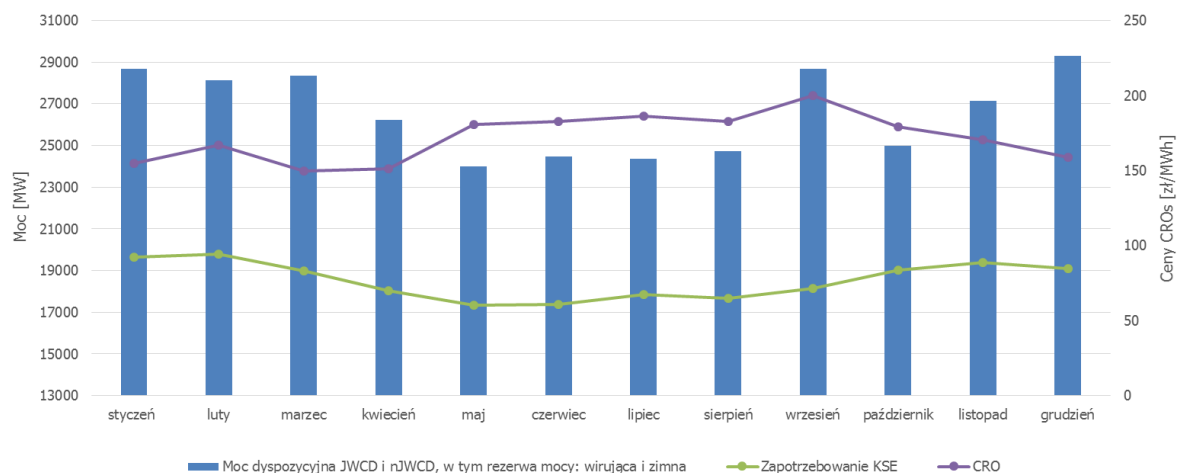
Rysunek 15. Energia odebrana (EBNO) i ceny energii bilansującej na Rynku Bilansującym (CRO,) w 2015 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

W 2015 r. łączny wolumen energii elektrycznej odebranej z Rynku Bilansującego (EBNO) zwiększył się w porównaniu do 2014 r. z 5,42 TWh do 7,28 TWh, tj. o ok. 34,4%, co nadal stanowi niewielką część krajowego zużycia energii elektrycznej brutto (ok. 4,5%). Wartość maksymalnej ceny rozliczeniowej odchylenia (CRO) na rynku bilansującym wahała się w przedziale od 1 339,00 zł/MWh do 225,77 zł/MWh, natomiast średnioważone miesięczne ceny CRO zmieniały się w przedziale od 149,83 zł/MWh do 199,84 zł/MWh. Zmienność tych cen wynika przede wszystkim ze zmienności wielkości zapotrzebowania na moc w KSE, jak również mocy dyspozycyjnych, w tym poziomu rezerw mocy w tym systemie, co zostało pokazane na rys. 16. Warto zaznaczyć, że we wrześniu 2015 r., w związku z napiętą sytuacją bilansową oraz znacznym wolumenem działań zaradczych (cross-border redispatching), pojawiały się godziny z wyższymi cenami energii. Przy czym zapotrzebowanie KSE przedstawione na rys. 16 nie uwzględnia salda wymiany międzysystemowej, w tym działań zaradczych (cross-border redispatching). Warto również zwrócić uwagę, że we wrześniu pojawiło się duże niedokontraktowanie na rynku bilansującym (w przeciwieństwie do poprzednich miesięcy), co miało również wpływ na ceny rozliczeniowe na tym rynku.

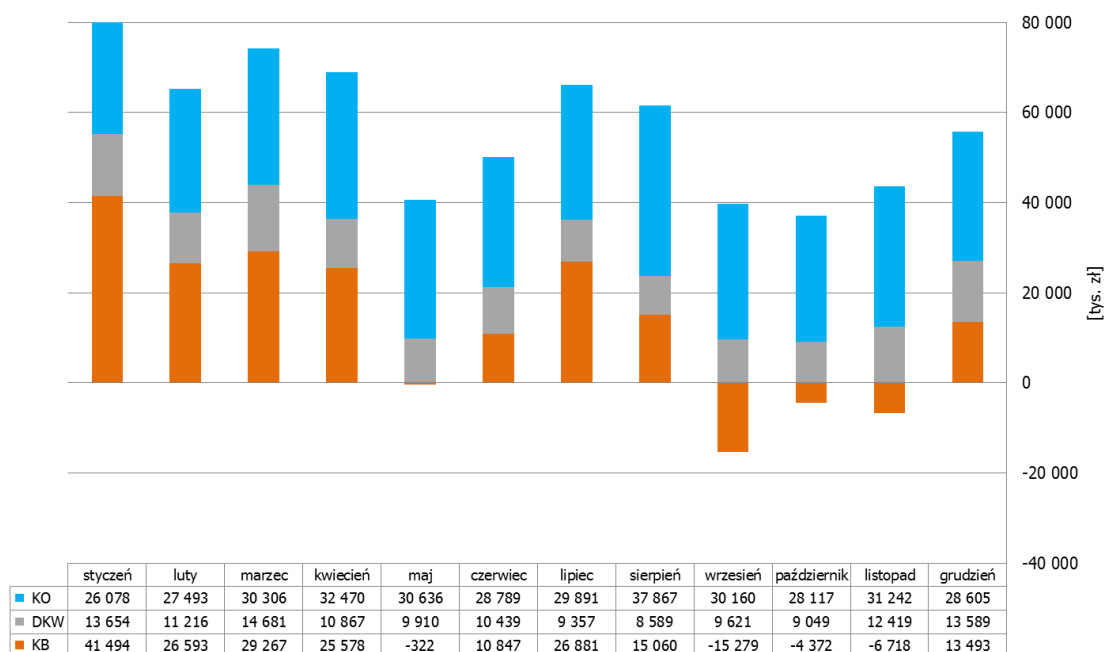
Rysunek 16. Średnie miesięczne ceny rozliczeniowe odchylenia (CRO) na rynku bilansującym na tle średniego miesięcznego zapotrzebowania na moc występującego w KSE i średnich miesięcznych wartości mocy dyspozycyjnej obejmujących rezerwy mocy w 2015 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

W 2015 r. łączny wolumen energii elektrycznej dostarczonej na Rynek Bilansujący (EBND) wynosił 9,66 TWh i w porównaniu do łącznego wolumenu energii elektrycznej odebranej z Rynku Bilansującego (EBNO) był o 2,38 TWh większy, co wskazuje na przekontraktowanie uczestników rynku. Przekontraktowanie to występowało w większości miesięcy 2015 r. Koszty ograniczeń wyznaczone zgodnie z definicją w IRiESP wyniosły 361,7 mln zł. Kształtowanie się kosztów usuwania ograniczeń, jak również kosztów bilansowania oraz wynikających z realokacji USE w poszczególnych miesiącach 2015 r. przedstawiono na rys. poniżej.

Rysunek 17. Koszty bilansowania zapotrzebowania odbiorców (KB), usuwania ograniczeń (KO) oraz koszty wynikające z realokacji USE (DKW) w 2015 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Koszty bilansowania zapotrzebowania odbiorców (KB) wahały się w przedziale od -15 279 tys. zł do +41 494 tys. zł, przy czym graniczne wartości kosztów wystąpiły we wrześniu i styczniu 2015 r.⁴⁵⁾ Natomiast koszty usuwania ograniczeń wyznaczone zgodnie z definicją zawartą w IRiESP (KO) oraz koszty wynikające z realokacji USE (DKW) zawierały się w przedziałach odpowiednio: KO od 26 078 tys. zł (styczeń 2015 r.) do 37 867 tys. zł (sierpień 2015 r.) oraz DKW od 8 589 tys. zł (sierpień 2015 r.) do 14 681 tys. zł (marzec 2015 r.).

Operacyjna rezerwa mocy (ORM) jest pozyskiwana przez operatora systemu przesyłowego od wytwórców, których jednostki wytwórcze podlegają bezpośredniej dyspozycji przez tego operatora – tzw. Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych (JG_{Wa}). Rozliczenie tej rezerwy jest dokonywane w godzinach szczytu zapotrzebowania rozumianych jako okres od godziny 7:00 do godziny 22:00 we wszystkich dniach roboczych, tj. dniach niebędących sobotą lub dniem ustawowo wolnym od pracy.

Operacyjną rezerwę mocy stanowią zdolności wytwórcze JG_{Wa} będące nadwyżką mocy ponad zawarte umowy sprzedaży energii elektrycznej, które to zdolności:

- stanowiły w trakcie realizacji dostaw energii rezerwę mocy na JG_{Wa} będących w ruchu albo w postoju, dostępną ze względu na warunki pracy elektrowni, albo
- zostały wykorzystane do wytwarzania wymuszonego energii elektrycznej lub do wytwarzania energii elektrycznej w ramach realokacji umów sprzedaży energii na JG_{Wa} na Rynku Bilansującym.

Liczba godzin rozliczeniowych ORM w 2015 r. wyniosła 3 810, z tego dla 1 780 godzin cena rozliczeniowa ORM była równa cenie referencyjnej równej 37,28 zł na MW w godzinie, co oznacza, że w tych godzinach ilość zdolności wytwórczych JG_{Wa} rozliczonych jako ORM była równa lub mniejsza niż wielkość wymaganej operacyjnej rezerwy mocy tj. 4 155,37 MW w godzinie.

Średnia ważona godzinowa cena rozliczeniowa ORM w 2015 r. wyniosła 27,40 zł/MWh, a średnia godzinowa ilość zdolności wytwórczych JG_{Wa} rozliczonych jako ORM wyniosła 3 216,922 MW w godzinie.

Wielkość kosztów ORM w 2015 r. (należność dla wytwórców za ORM) była mniejsza niż przyjęta do kalkulacji stawki jakościowej w Taryfie PSE S.A. na 2015 r. Stosownie do zasad pozyskiwania i rozliczania ORM w 2015 r., wielkość kosztów ORM była bezpośrednią konsekwencją ilości dostępnych na RB zdolności wytwórczych JG_{Wa}, które mogą być rozliczone jako ORM. W godzinach z małą nadwyżką mocy, ze względu na ograniczenie maksymalnej wysokości ceny referencyjnej godzinowej ORM do wysokości 37,28 zł/MWh, nie był wydatkowany cały godzinowy budżet operacyjnej rezerwy mocy, co skutkowało niższym wykonaniem kosztów.

Dla zapewnienia stabilności wykonania budżetu ORM w okresie adekwatnym do Taryfy PSE S.A. oraz minimalizacji wpływu czynników zewnętrznych na funkcjonowanie mechanizmu ORM, wprowadzona została korekta zasad funkcjonowania ORM, która została wdrożona 1 stycznia 2016 r. Kartą aktualizacji nr CB/14/2015 IRiESP – Bilansowanie systemu. Wprowadza ona dwa dodatkowe tryby dokonywania rozliczeń ORM: (i) rozliczenie uzupełniające miesięczne oraz (ii) rozliczenie uzupełniające roczne. W pierwszym z nich jest dokonywane rozliczenie niewydatkowanych, w ramach rozliczeń dobowych danego miesiąca, kwot godzinowych budżetów operacyjnej rezerwy mocy. W drugim jest dokonywane rozliczenie niewydatkowanych, w ramach rozliczeń miesięcznych, części kwot składających się na uzasadniony koszt pozyskiwania operacyjnej rezerwy mocy w danym roku obowiązywania Taryfy PSE S.A. W ramach każdego z rozliczeń uzupełniających jest dotrzymywany warunek, aby średnia cena ORM Uczestnika Rynku Bilansującego dla danego roku obowiązywania Taryfy PSE S.A. nie przekroczyła wartości ceny referencyjnej godzinowej operacyjnej rezerwy mocy (CRRM), obowiązującej w tym roku.

⁴⁵⁾ „+” oznacza koszty ponoszone na Rynku Bilansującym (płatności dla URB), „-” oznacza przychody uzyskiwane na Rynku Bilansującym (płatności od URB).

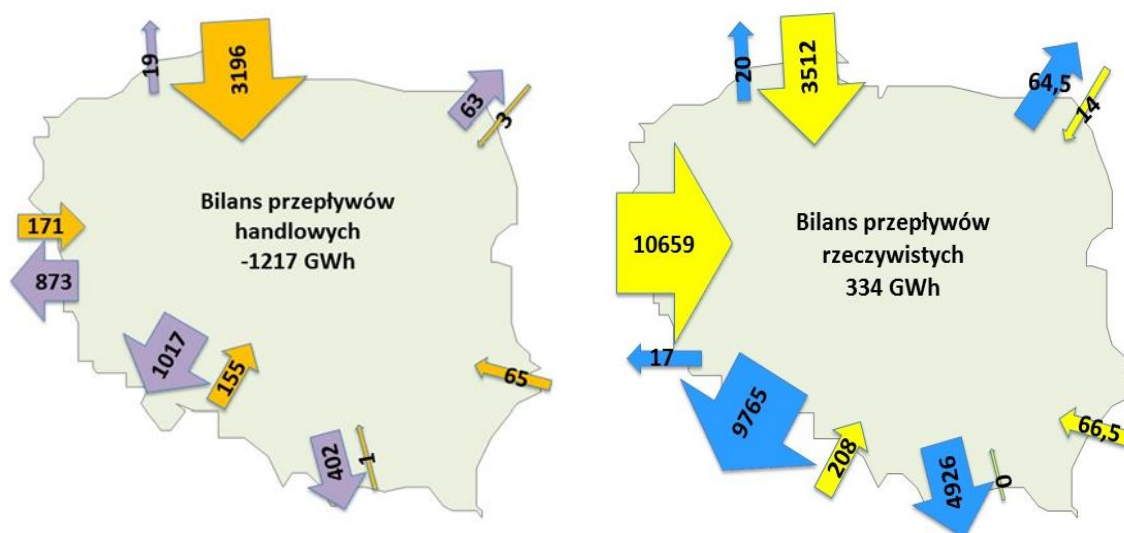
1.2.6.2. Kontrolowanie realizacji obowiązków w zakresie warunków dostępu do sieci

Prezes URE kontroluje realizację przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego oraz innych uczestników rynku energii elektrycznej obowiązków wynikających z przepisów rozporządzenia 714/2009 oraz związanego z nim rozporządzenia 2015/1222 ustanawiającego wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (CACM GL), a także wykonuje inne obowiązki organu regulacyjnego wynikające z tych rozporządzeń. W szczególności, Prezes URE monitoruje przestrzeganie zgodności pomiędzy praktyką a regułami zawartymi w tych wytycznych.

Monitorowanie skoordynowanej wymiany międzysystemowej

Bilans handlowy wymiany międzysystemowej energii elektrycznej oraz rzeczywistych przepływów energii z poszczególnych krajów do Polski i z Polski do innych krajów w 2015 r. zostały przedstawione na rys. 18.

Rysunek 18. Bilans handlowych i rzeczywistych przepływów energii elektrycznej na połączeniach z innymi krajami w 2015 r. [GWh]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Jak można zauważyć bilans handlowy – saldo na granicach Polski w 2015 r. wyniosło -1 217 GWh (import). Należy zwrócić uwagę, że obserwowana znaczna obniżka salda wymiany międzysystemowej (mimo, że pozostało ono importowe) może mieć szereg przyczyn, takich jak poziom cen energii elektrycznej na sąsiednich rynkach w relacji do cen na rynku krajowym w powiązaniu ze wzrostem krajowego zapotrzebowania na energię (o ok. 1,7%), a także poziom zdolności przesyłowych dostępnych dla uczestników rynku. Jednocześnie należy zwrócić uwagę na istotną różnicę pomiędzy handlowymi i rzeczywistymi przepływami energii elektrycznej na granicach synchronicznych (Niemcy, Czechy, Słowacja), a także na różnicę pomiędzy bilansem handlowym i bilansem rzeczywistych przepływów energii, która może wynikać ze wzrastających nieplanowych przepływów energii elektrycznej i koniecznością stosowania w coraz większym stopniu działań zaradczych (więcej o przepływach nieplanowych w pkt 1.3.2.).

Wielkości zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej w 2015 r. określone były oddzielnie dla: profilu synchronicznego, połączenia stałoprądowego ze Szwecją i Litwą oraz pracującej promieniowo linii 220 kV Zamość-Dobrotwór (Ukraina).

W każdym przypadku wykorzystywana była metodyka NTC z uwzględnieniem warunków bilansowych, przy czym:

- dla profilu synchronicznego⁴⁶⁾ wyznaczone były wartości NTC dla importu i eksportu dla potrzeb aukcji rocznej, aukcji miesięcznych, aukcji dobowych oraz w ramach procedury dnia bieżącego,
- dla połączeń stałoprądowych ze Szwecją i Litwą wyznaczone były wartości NTC dla eksportu i importu wyłącznie dla potrzeb aukcji dobowych,
- dla połączenia promieniowego Zamość-Dobrotwór wyznaczone były wartości NTC dla importu dla potrzeb przetargów miesięcznych.

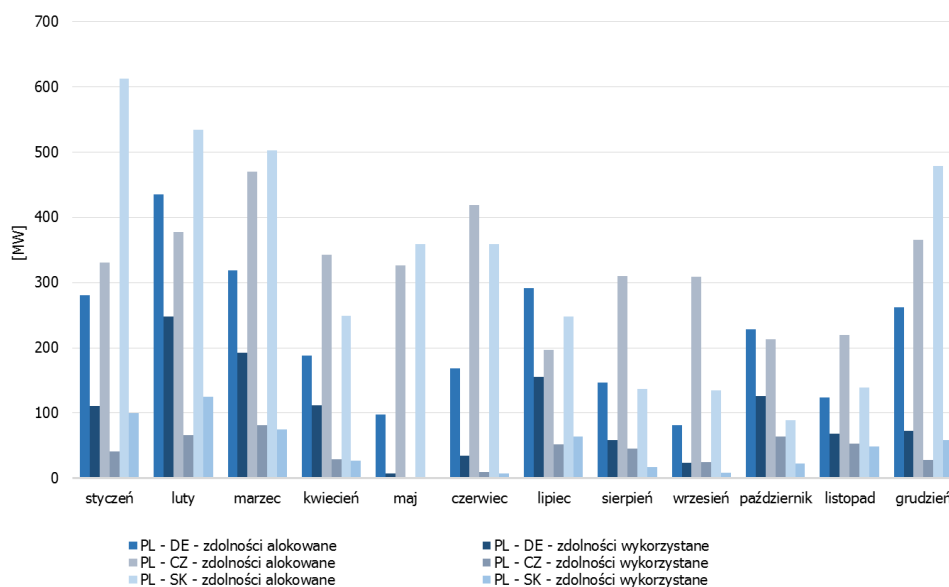
Obliczenia zdolności przesyłowych wykonywane były z wykorzystaniem najwłaściwszego dla danego horyzontu czasowego modelu matematycznego, w którym reprezentowane były systemy krajów sąsiednich. Stosowane w obliczeniach marginesy bezpieczeństwa uwzględniały realnie możliwy wpływ czynników zewnętrznych na pracę polskiego systemu. W szczególności powodowało to istotne ograniczenia w zakresie możliwych do oferowania zdolności importowych na profilu synchronicznym. Mimo zastosowanych środków ostrożności dochodziło do powstawania zagrożeń w pracy sieci wymuszających stosowanie na dużą skalę działań zaradczych, w tym dwustronnego re-dispatchingu, którego sumaryczna wielkość wzrosła z ok. 139 GWh w 2013 r. i 362 GWh w 2014 r., aż do ok. 1 538 GWh w 2015 r. Ponadto, w 2015 r. dwustronny redispatching okazywał się często niewystarczający, co wymuszało konieczność aktywowania wielostronnego re-dispatchingu (MRA), którego sumaryczna wielkość zrealizowana w 2015 r. wyniosła ok. 662 GWh.

Uzyskane wartości NTC oferowane były w ramach obowiązujących procedur przetargowych z wykorzystaniem dedykowanych platform informatycznych. Na rysunkach poniżej przedstawiono informacje o alokacji i wykorzystaniu zdolności przesyłowych dla poszczególnych profili wymiany międzysystemowej oraz dla poszczególnych aukcji (oddzielnie dla profilu synchronicznego, dla połączenia stałoprądowego ze Szwecją oraz dla połączenia promieniowego Zamość-Dobrotwór).

W 2015 r. udostępnianie zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej na przekroju synchronicznym odbywało się na podstawie „Zasad skoordynowanych przetargów na zdolności przesyłowe w Regionie Europy Środkowo-Wschodniej”, w których uczestniczyło ośmiu operatorów systemów przesyłowych elektroenergetycznych z siedmiu krajów, tj. ČEPS, a.s.; TenneT TSO GmbH; 50Hertz Transmission GmbH; PSE S.A.; MAVIR Hungarian Independent Transmission Operator Company Ltd.; Slovenská elektrizačná prenosová sústava, a.s.; Elektro-Slovenija, d.o.o. oraz Austrian Power Grid AG. Poniżej na rys. 19-20 przedstawiono średnie miesięczne wielkości alokowanych i wykorzystanych zdolności przesyłowych, udostępnionych łącznie w skoordynowanych aukcjach rocznych, miesięcznych, dobowych oraz w dniu realizacji dostaw w 2015 r. – odpowiednio w kierunku eksportu i importu na połączeniach synchronicznych.

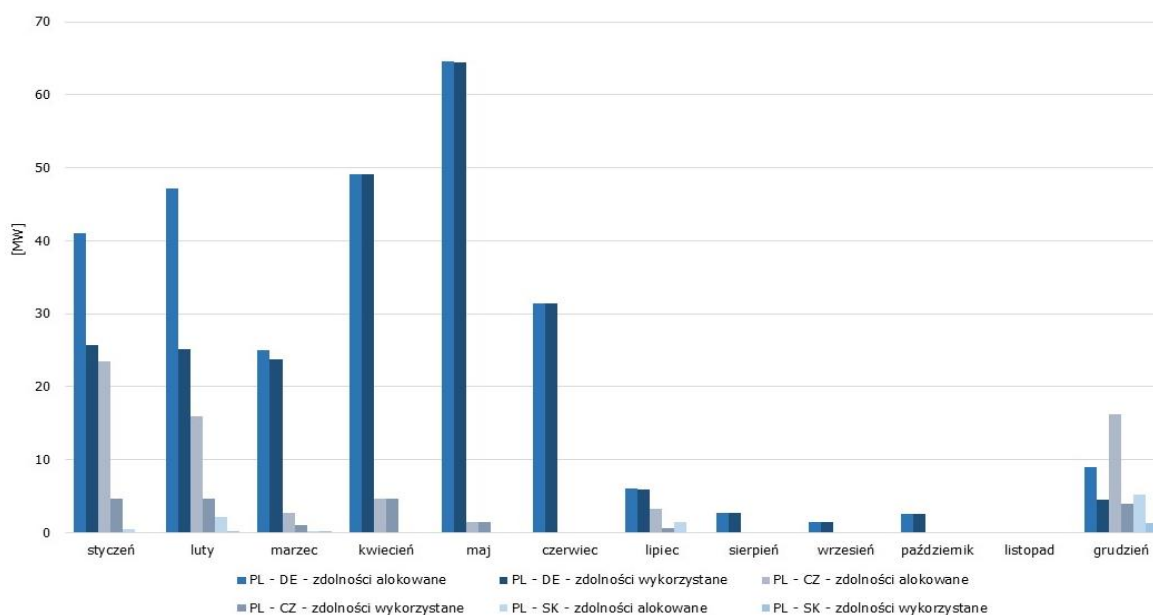
⁴⁶⁾ W skład profilu synchronicznego wchodzi łącznie wszystkie transgraniczne przesyłowe połączenia zmiennoprądowe Polski z Niemcami, Czechami oraz Słowacją.

Rysunek 19. Zestawienie średnich miesięcznych zdolności przesyłowych, alokowanych i wykorzystanych w kierunku eksportu w 2015 r. na połączeniach synchronicznych [MW]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 20. Zestawienie średnich miesięcznych zdolności przesyłowych, alokowanych i wykorzystanych w kierunku importu w 2015 r. na połączeniach synchronicznych [MW]



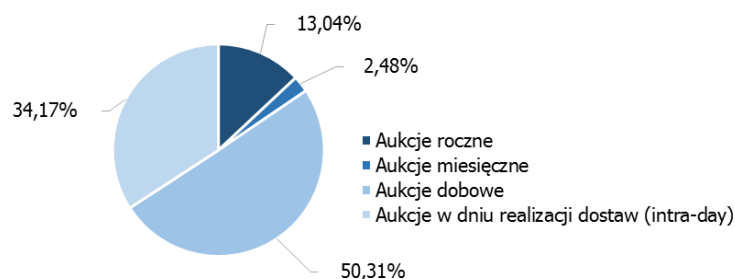
Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Alokacja mocy przesyłowych w ramach aukcji jawnych (typu *explicit*), gdzie moce te są oferowane łącznie na profilu technicznym obejmującym granice z Niemcami, Czechami i Słowacją, odzwierciedla oczekiwane przez uczestników rynku różnice cen na rynku krajowym i rynkach sąsiednich. W szczególności, podział łącznych mocy oferowanych pomiędzy profile handlowe (oddzielnie: Niemcy, Czechy, Słowacja) odbywa się według rankingu cenowego składanych przez tych uczestników ofert. Przedstawione powyżej dane wskazują, że w przypadku eksportu uczestnicy rynku w większości miesięcy 2015 r. oczekiwali największej nadwyżki rynkowej na granicach z Czechami i Słowacją. Jednocześnie stopień wykorzystania alokowanych zdolności przesyłowych może świadczyć, że

w największym stopniu były wykorzystywane moce przesyłowe alokowane do Niemiec. Odmienna sytuacja w zakresie alokacji mocy przesyłowych miała miejsce w przypadku importu energii elektrycznej. W szczególności, najwięcej oferowanych mocy przesyłowych zostało alokowanych z Niemiec, a następnie Czech. W przypadku importu stopień wykorzystania alokowanych mocy przesyłowych był bardzo wysoki.

Należy również zwrócić uwagę, że ilość udostępnianych mocy przesyłowych w kierunku eksportu jest znacznie większa niż ma to miejsce w przypadku importu. Taka sytuacja jest podyktowana przede wszystkim występowaniem nieplanowych przepływów energii (więcej na temat nieplanowych przepływów energii w pkt 1.3.2.). Nieplanowe przepływy energii powodują również, że znaczna część mocy przesyłowych jest udostępniana w krótszych horyzontach czasowych. W szczególności, zdolności przesyłowe w kierunku importu były udostępniane wyłącznie na aukcjach dnia następnego (średnio 25% oferowanych zdolności przesyłowych) i aukcjach śróddziennych (średnio 75% oferowanych zdolności przesyłowych). Średnioroczny udział zdolności przesyłowych w kierunku eksportu udostępnianych w skoordynowanych aukcjach w poszczególnych horyzontach czasowych w 2015 r. został przedstawiony na rys. 21.

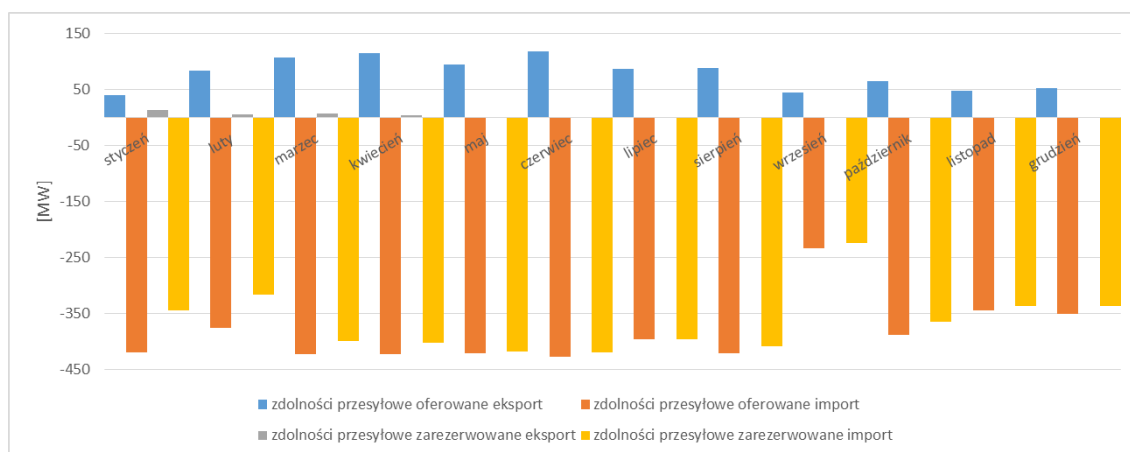
Rysunek 21. Średnioroczny udział zdolności przesyłowych na połączeniach synchronicznych w kierunku eksportu udostępnianych w skoordynowanych aukcjach w poszczególnych horyzontach czasowych w 2015 r. [%]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Alokacja zdolności przesyłowych na połączeniu stałoprądowym Polska-Szwecja w 2015 r. była realizowana w kierunku eksportu i importu w oparciu o mechanizm *market coupling* prowadzony przez TGE S.A. i Nord Pool Spot AS. Maksymalne średniomiesięczne oferowane zdolności przesyłowe wyniosły: w kierunku eksportu z Polski 117 MW, a w kierunku importu do Polski 428 MW. Na rys. 22 zestawiono średnie wartości oferowanych zdolności przesyłowych w poszczególnych miesiącach.

Rysunek 22. Zestawienie średnich miesięcznych wartości zdolności przesyłowych oferowanych i alokowanych w 2015 r. na połączeniu Polska-Szwecja [MW]



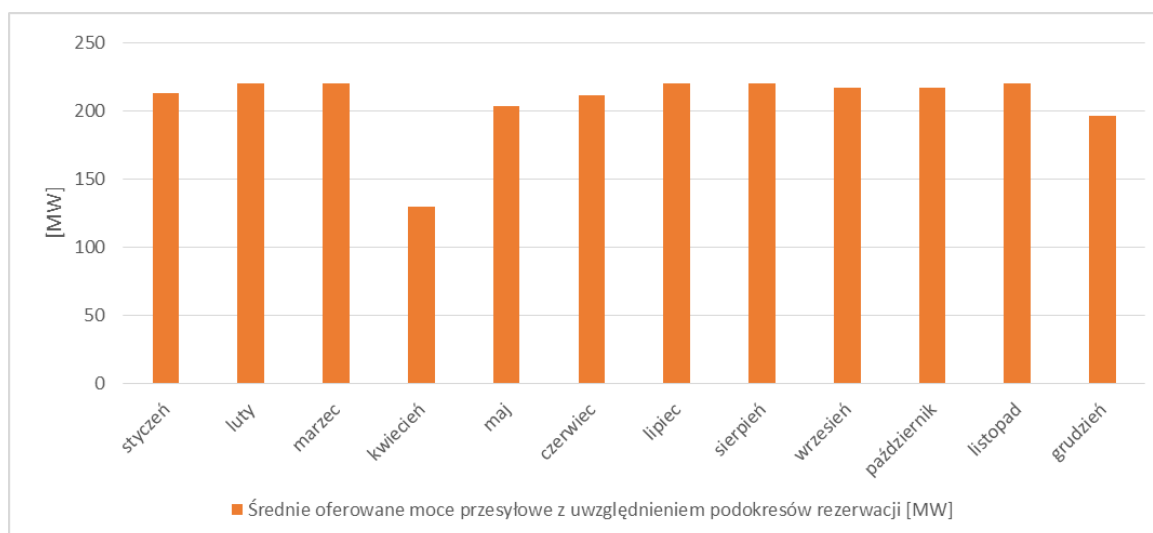
Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Kierunek wymiany handlowej w mechanizmie *market coupling* jest zdeterminowany różnicą cen energii elektrycznej ukształtowanych na rynkach dnia następnego podlegających połączeniu. W szczególności, mechanizm ten pozwala zapewnić, że alokacja mocy przesyłowych i tym samym ich wykorzystanie umożliwi przepływ energii elektrycznej z rynku o niższej cenie do rynku o wyższej cenie (w skrajnym przypadku doprowadzi to do wyrównania cen energii elektrycznej na obu rynkach). Przedstawione powyżej dane dotyczące w szczególności rezerwacji zdolności przesyłowych pozwalają na stwierdzenie, że w 2015 r. ceny energii elektrycznej były w większości czasu niższe na rynku skandynawskim, co w konsekwencji skutkowało w głównej mierze importem energii elektrycznej do Polski.

8 grudnia 2015 r. przeprowadzono pierwszą aukcję na moce przesyłowe, z wykorzystaniem mechanizmu *market coupling*, na połączeniu Polska-Litwa⁴⁷⁾. Przychody z udostępniania zdolności przesyłowych na tym połączeniu dzielone są w proporcji 50:50 pomiędzy PSE S.A. i LITGRID AB. Maksymalne wielkości godzinowe oferowanych zdolności przesyłowych w grudniu 2015 r. wyniosły: w kierunku eksportu do Litwy 400 MW, a w kierunku importu do Polski 488 MW. Średnie miesięczne wartości zdolności przesyłowych oferowanych i alokowanych w grudniu 2015 r. wyniosły: w kierunku eksportu do Litwy odpowiednio 174 MW i 114 MW, natomiast w kierunku importu do Polski 257 MW oraz 6 MW.

Zdolności przesyłowe na połączeniu Polska-Ukraina udostępniane były w oparciu o „Zasady udostępniania i przetargów miesięcznych zdolności przesyłowych na połączeniu międzysystemowym PSE S.A. i NEK UKRENERGO w roku 2015”, zgodnie z którymi alokacja mocy odbywa się w kierunku importu energii elektrycznej do Polski w przetargach miesięcznych. W przetargach tych były udostępniane zdolności przesyłowe w maksymalnej wysokości 220 MW. Przy czym zdolności przesyłowe zostały obniżone w wybranych dobach (podokresach rezerwacji) z powodu planowanych wyłączeń linii lub zagrożenia przekroczenia limitów napięciowych. Na rys. 23 zostały przedstawione średnie miesięczne oferowane zdolności przesyłowe na połączeniu międzysystemowym Polska-Ukraina, w kierunku UKRENERGO → PSE S.A. (import) w 2015 r.

Rysunek 23. Średnie miesięczne wartości oferowanych zdolności przesyłowych na połączeniu międzysystemowym Polska-Ukraina, kierunek UKRENERGO → PSE S.A. (import), w 2015 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

⁴⁷⁾ Pierwszym dniem dostawy energii elektrycznej wynikającej z alokacji był 9 grudnia 2015 r.

Koncentracja udostępnianych przez PSE S.A. mocy przesyłowych alokowanych na połączeniach synchronicznych w 2015 r.

W przetargu rocznym na rezerwację mocy przesyłowych oferty składało trzynastu uczestników rynku. Zdolności przesyłowe zostały alokowane dla pięciu podmiotów, przy czym udziały uczestników rynku w alokowanej mocy w przetargu rocznym zawierały się w granicach od 3,75% do 58,0%.

W przetargach miesięcznych uczestniczyło maksymalnie dziewięciu uczestników rynku. Zdolności przesyłowe były alokowane dla dziewięciu uczestników rynku, przy czym ich udziały w alokowanej mocy zawierały się w granicach od 1,43% do 32,84%.

W przetargach dobowych zdolności przesyłowe były alokowane w sumie dla 23 uczestników rynku. Ich udziały w alokowanej mocy nie przekraczały wielkości 27,34%.

Ograniczenia w realizacji usług przesyłania w wymianie międzysystemowej spowodowane brakiem mocy lub awariami sieciowymi

Ograniczenia rozumiane jako ograniczenia (redukcje) alokowanych w ramach przetargów zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej są wyznaczone przez operatora systemu przesyłowego zgodnie z zasadami zatwierdzonymi przez Prezesa URE.

W przypadku wymiany międzysystemowej na połączeniach synchronicznych w zakresie przetargów dobowych w 2015 r. nie wystąpiły ograniczenia (redukcje).

W przypadku wymiany międzysystemowej niesynchronicznej na połączeniu stałoprądowym Polska-Szwecja oraz Polska-Litwa zdolności przesyłowe udostępniane są w ramach mechanizmu *market coupling* tj. w horyzoncie czasowym nie dłuższym niż dzień następny. Operatorzy systemów przesyłowych Polski i Szwecji oraz odpowiednio Polski i Litwy udostępniali zdolności przesyłowe, przyjmowali i nominowali zgłoszone przez giełdy energii grafiki przesyłu, których wykonanie (handlowo) było gwarantowane przez ww. operatorów. W konsekwencji na połączeniach stałoprądowych Polska-Szwecja oraz Polska-Litwa w 2015 r. nie było ograniczeń alokowanych zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej.

Inny przypadek wymiany międzysystemowej niesynchronicznej to wymiana realizowana na połączeniu Polska-Ukraina linią 220 kV Zamość-Dobrotwór. Na połączeniu tym wystąpiła redukcja alokowanych zdolności przesyłowych do 0 MW w dniach od 14 sierpnia 2015 r. godz. 00:00 do 31 sierpnia 2015 r. godz. 24:00, spowodowana wystąpieniem w KSE stanu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej spowodowanych falą upałów i złą sytuacją hydrologiczną w kraju oraz związaną z tym koniecznością stworzenia technicznych i finansowych warunków dla zapewnienia dostaw awaryjnych ze strony operatora ukraińskiego. Ponownie na połączeniu tym wystąpiła redukcja alokowanych zdolności przesyłowych do 0 MW w dniach od 29 października 2015 r. godz. 7:00 do 30 października 2015 r. godz. 18:00, spowodowana koniecznością awaryjnego wyłączenia linii Zamość-Dobrotwór w cyklu trwałym.

Przychody z alokacji zdolności przesyłowych na połączeniach z krajami UE i sposób ich wykorzystania w 2015 r.

Według stanu księgowego w połowie lutego 2016 r., zaksięgowane w 2015 r. przychody z tytułu udostępniania zdolności wymiany międzysystemowej w ramach aukcji skoordynowanych na profilu synchronicznym wyniosły 8 155 697,37 zł. W okresie styczeń – grudzień 2015 r. operator systemu przesyłowego dokonał na rzecz uczestników wymiany międzysystemowej zwrotu części uzyskanych przychodów. Ww. zmniejszenie przychodów związane było ze zwrotem przez uczestników wymiany międzysystemowej części nabytych w ramach aukcji rocznych i miesięcznych praw przesyłu, do aukcji

dobowych. Zaksięgowany w całym 2015 r. zwrot przychodów z tytułu ww. redukcji zdolności przesyłowych wyniósł 1 866 077,37 zł. Zgodnie z powyższym faktyczne przychody operatora systemu przesyłowego uzyskane z tytułu udostępniania zdolności przesyłowych wymiany systemowej na połączeniach synchronicznych (po pomniejszeniu o ww. zwrot) w okresie od 1 stycznia do 31 grudnia 2015 r. wyniosły 6 289 619,61 zł.

Według stanu księgowego w połowie lutego 2016 r., przychody operatora systemu przesyłowego w 2015 r. z tytułu udostępniania zdolności przesyłowych na połączeniach stałoprądowych: Polska-Szwecja i Polska-Litwa wyniosły odpowiednio 106 849 553,15 zł oraz 521 274,06 zł.

Uzyskana za okres od 1 stycznia do 31 grudnia 2015 r. wielkość dochodu z tytułu alokacji zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej na połączeniach z krajami UE, wyliczonego zgodnie z obowiązującymi przepisami księgowymi, w całości zasilił Fundusz Celowy. Fundusz ten został utworzony poprzez przyjęcie Uchwałą Zarządu PSE S.A. 25 maja 2006 r. Regulaminu Funduszu Celowego.

Operator systemu przesyłowego przeznaczył dochody uzyskane z alokacji zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej 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. Powyższe dotyczy w szczególności realizacji inwestycji w nowe połączenia określone w Planie Rozwoju, uzgodnionym przez Prezesa URE, a następnie wprowadzone do operacyjnych planów inwestycyjnych operatora systemu przesyłowego. W szczególności, OSP przeznaczył środki gromadzone na Funduszu na finansowanie (jako jedno ze źródeł finansowania) zadań inwestycyjnych wchodzących w ramy projektu budowy połączenia Polska-Litwa. W okresie od 1 stycznia do 31 grudnia 2015 r. na powyższe zadanie wydatkowano łącznie 345 013 651,00 zł środków z Funduszu Celowego. Z uwagi na czasochłonność i harmonogram procesów inwestycyjnych powyższa kwota wydatkowanych środków pieniężnych nie jest równoznaczna z obniżaniem Funduszu Celowego w kapitałach PSE S.A. w danym roku. Jednakże z uwagi na fakt, że w 2015 r. ukończone zostały zadania inwestycyjne w ramach budowy połączenia Polska-Litwa, a środki trwałe powstałe w wyniku realizacji tych zadań zostały przekazane do użytkowania, to obniżenie Funduszu Celowego nastąpi na podstawie stosownej Uchwały Walnego Zgromadzenia PSE S.A.

1.2.6.3. Monitorowanie warunków przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywanie napraw tej sieci

Monitorowanie przez Prezesa URE warunków przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacji odbywa się m.in. w trakcie prowadzonych postępowań wyjaśniających lub administracyjnych w sprawach dotyczących odmowy przyłączenia do sieci, a także poprzez analizę wybranych powiadomień o odmowach przyłączenia do sieci nadsyłanych przez przedsiębiorstwa energetyczne do oddziałów terenowych URE.

Jeżeli w trakcie prowadzonego postępowania wyjaśniającego zostaną powzięte informacje na temat problemów dotyczących przyłączenia podmiotów lub jakości dostaw energii związanych np. z pracami modernizacyjnymi, przedsiębiorstwa zobowiązane są 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 URE występują do przedsiębiorstw energetycznych prowadzących dystrybucję energii elektrycznej o przekazanie wyjaśnień na temat zakresu, przebiegu i przyczyny powstałych awarii.

W związku z obowiązkiem niezwłocznego powiadomienia Prezesa URE przez przedsiębiorstwa energetyczne o odmowie zawarcia umowy o przyłączenie do sieci (wraz z podaniem przyczyny odmowy), przedsiębiorstwa energetyczne w 2015 r. zgłosiły 119 powiadomień w zakresie energii elektrycznej na łączną moc 681,789 MW.

Wszystkie powiadomienia zawierały dane podmiotu ubiegającego się o przyłączenie do sieci (imię i nazwisko osób fizycznych, ubiegających się o przyłączenie bądź nazwę podmiotu, ich adres, lokalizację instalacji, moc przyłączeniową, rodzaj instalacji, grupę przyłączeniową itd.), przyczyny odmowy, kopię

powiadomienia o odmowie wysłanego podmiotowi ubiegającemu się o przyłączenie do sieci, stosowne obliczenia lub ekspertyzy wykonane przez przedsiębiorstwo energetyczne, a niezbędne do stwierdzenia istnienia warunków technicznych lub ekonomicznych przyłączenia do sieci.

Dodatkowo powiadomienia zawierały m.in. charakterystykę zagadnień związanych z przyłączaniem podmiotów do sieci elektroenergetycznej, szczegółowe uwarunkowania dotyczące przyłączenia do sieci konkretnego obiektu, przyczyny braku istnienia warunków technicznych przyłączenia do sieci konkretnego obiektu, analizę ujęcia konkretnej inwestycji w planach rozwoju (art. 16), a w przypadku braku warunków ekonomicznych przyłączenia do sieci, także określenie kosztów wykonania inwestycji oraz analizę efektywności ekonomicznej inwestycji.

W 91 powiadomieniach jako przyczynę odmowy przyłączenia do sieci przedsiębiorstwa energetyczne wskazały brak istnienia warunków technicznych przyłączenia do sieci (łączna moc przyłączeniowa 258,672 MW), w 19 przypadkach przedsiębiorstwa energetyczne w powiadomieniach o odmowie wskazały oprócz braku istnienia warunków technicznych, także brak istnienia warunków ekonomicznych przyłączenia do sieci (łączna moc przyłączeniowa 218,930 MW), w 8 przypadkach przedsiębiorstwo energetyczne w powiadomieniu o odmowie wskazało jedynie brak istnienia warunków ekonomicznych przyłączenia do sieci (łączna moc przyłączeniowa 201,190 MW).

W 110 przypadkach odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej dotyczyły odnawialnych źródeł energii – farm wiatrowych, elektrowni słonecznych (instalacje fotowoltaiczne) oraz biogazowni i elektrowni wodnej o łącznej mocy 597,628 MW. Z załączonych ekspertyz i obliczeń wynika, że odmowy przyłączenia z przyczyn technicznych wydawano głównie ze względu na niespełnienie wymagań jakościowych energii, ze względu na zagrożenia zwarciove sieci SN, ze względu na niezachowanie lokalnego charakteru źródła oraz ze względu na przeciążenia sieci.

W 2015 r. działający na terenie oddziałów terenowych operatorzy systemów dystrybucyjnych, w podziale na rodzaje źródeł, odmówili przyłączenia:

- 63 farmom wiatrowym o łącznej mocy 523,325 MW,
- 45 instalacjom fotowoltaicznym o łącznej mocy 38,303 MW,
- 1 biogazowni na biogaz rolniczy o mocy 1,0 MW,
- 1 elektrowni wodnej o mocy 35,000 MW,
- 9 obiektom odbiorców o łącznej mocy 84,161 MW.

Należy zauważyć, że liczba złożonych przez przedsiębiorstwa energetyczne powiadomień o odmowach przyłączenia do sieci wzrosła o ponad 40% w odniesieniu do 2014 r.

Kontrolowanie realizacji obowiązków w zakresie warunków dostępu do sieci odbywało się w 2015 r. także w oddziałach terenowych URE poprzez rozpatrywanie skarg na działalność przedsiębiorstw energetycznych.

W okresie sprawozdawczym do oddziałów terenowych wpłynęło łącznie ok. 50 skarg wskazujących na odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej oraz dostępu do sieci elektroenergetycznej.

Większość z tych skarg związana była z realizacją przyłączenia (wygaśnięcie warunków przyłączenia, koszty budowy przyłącza, niewywiązywanie się przedsiębiorstw energetycznych z terminów określonych w zawartych umowach o przyłączenie). Sprawy skargowe dotyczyły również innych aspektów procedury przyłączeniowej: sposobu wykonania przyłącza przez przedsiębiorstwo energetyczne, istnienia barier administracyjnych w postaci formalnego wymogu zawarcia umowy o przyłączenie i wniesienia opłaty w przypadku chęci nawet niewielkiego zwiększenia mocy umownej i mocy przyłączeniowej oraz wysokości opłaty przyłączeniowej i kosztów przyłączenia.

Dużo zapytań i skarg związanych było z przyłączaniem do sieci elektroenergetycznej mikroinstalacji, w tym mikroinstalacji prosumenckich (problemy z brakiem możliwości zbilansowania energii wprowadzonej do sieci z energią pobraną).

Skargi składane przez podmioty przyłączane dotyczyły również kwestii obowiązku likwidacji kolizji obiektów budowlanych z funkcjonującą siecią dystrybucyjną, w szczególności w zakresie konieczności pokrywania kosztów likwidacji tych kolizji.

We wszystkich tego rodzaju sprawach oddziały terenowe reagowały adekwatnie do okoliczności konkretnego przypadku, np. udzielały wyczerpujących wyjaśnień lub wskazywały inny sposób rozwiązania problemu i dochodzenie swoich praw, np. poprzez skierowanie sprawy na drogę postępowania cywilnego.

Dokonywanie napraw sieci

Monitorowanie warunków przyłączania podmiotów do sieci elektroenergetycznej i ich realizacji oraz dokonywanie napraw tej sieci jest realizowane przez oddziały terenowe w sposób ciągły na podstawie informacji nadsyłanych m.in. przez odbiorców oraz przedsiębiorstwa energetyczne. W szczególności odbywa się przy rozpatrywaniu skarg odbiorców.

W zakresie dokonywania napraw sieci elektroenergetycznych jeden z operatorów systemu dystrybucyjnego, działający w zasięgu terytorialnym **oddziału terenowego w Krakowie**, podejmował działania w celu usuwania skutków awarii sieci, instalacji i urządzeń elektroenergetycznych. Uzyskano informację o jednym takim przypadku, gdzie awaria transformatora spowodowała awaryjne przerwy w dostawie energii elektrycznej o zasięgu lokalnym, którymi zostali objęci odbiorcy z obszaru jednego sołectwa (74 odbiorców). Przerwa w dostawie energii elektrycznej wyniosła w związku z tym 7 godz. i 24 min. i był to czas wymagany na zdiagnozowanie uszkodzenia, wymianę uszkodzonego elementu (transformatora) i przywrócenie zasilania. Ponadto odnotowano 3 przypadki awarii, związanej z wrażliwością sieci elektroenergetycznej napowietrznej na gwałtowne zjawiska pogodowe. W lipcu 2015 r. wystąpiły gwałtowne burze, porywisty wiatr i obfite opady deszczu, w wyniku których na terenie województwa małopolskiego doszło do rozległej awarii sieci elektroenergetycznej napowietrznej (wyłączeniu uległy: 3 sieci elektroenergetyczne dystrybucyjne wysokich napięć, 1 stacja transformatorowa wysokiego napięcia na średnie napięcie oraz 939 sztuki stacji transformatorowych średniego na niskie napięcie), która pozbawiła zasilania ok. 57 tys. odbiorców – dotkniętych przerwami awaryjnymi długimi, bardzo długimi i katastrofalnymi. Z uwagi na konieczność usunięcia wielu usterek na zerwanych liniach elektroenergetycznych, przywrócenie zasilania do wszystkich odbiorców zajęło operatorowi maksymalnie do trzech dób. Kolejna awaria dotyczyła aparatury w rozdzielni elektroenergetycznej po wyładowaniu atmosferycznym i pozbawiła zasilania 17 tys. odbiorców. Usunięcie usterki polegało na wymianie uszkodzonej aparatury. Przedsiębiorstwo zaplanowało rozbudowę i modernizację sieci w celu poprawy warunków pewności zasilania w tym rejonie. Czas pozbawienia dostaw w energię elektryczną wyniósł do dwóch dób – w zależności od odcinka sieci, na którym przyłączeni byli odbiorcy. Wystąpiły również inne awarie o charakterze lokalnym, spowodowane wrażliwością linii napowietrznej na warunki atmosferyczne (wietrzne), w celu przeciwdziałania tym awariom zrealizowany został montaż automatyki Samoczynnego Powtórnego Załączania, a ponadto prowadzona jest sukcesywna wycinka drzew, krzewów i gałęzi – prowadzona zgodnie z przyjętymi normami.

Na terenie działania **oddziału terenowego we Wrocławiu** w 2015 r. w sieci elektroenergetycznej należącej do jednego z operatorów sieci dystrybucyjnej miały miejsce awarie sieci nN, SN i WN trwające do 24 godz. łączny czas trwania braku napięcia w stacjach SN/nN wynikających wyłącznie z awarii w sieci wynosił: dla województwa dolnośląskiego – 46 826 godz., zaś dla województwa opolskiego – 14 309 godz.

Czas trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej w stacjach SN/nN wynosił:

- a) dla województwa dolnośląskiego:
 - suma czasu trwania przerw krótkich: 1 072 godz.,
 - suma czasu trwania przerw długich: 94 386 godz.,
 - suma czasu trwania przerw bardzo długich: 8 616 godz.,
 - suma czasu trwania przerw katastrofalnych: 5 494 godz.;
- b) dla województwa opolskiego:
 - suma czasu trwania przerw krótkich: 276 godz.,
 - suma czasu trwania przerw długich: 36 240 godz.,

- suma czasu trwania przerw bardzo długich: 1 548 godz.,
- suma czasu trwania przerw katastrofalnych: 139 godz.

Należy zauważyć, że miernikiem właściwie oddającym czasy trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej z punktu widzenia odbiorców, umożliwiającym dokonywanie porównań z innymi obszarami, jest wskaźnik SAIDI. Wskaźnik ten uwzględnia łączną liczbę odbiorców energii elektrycznej na terenie danego województwa.

Wskaźniki niezawodności dostarczania energii elektrycznej za 2015 r. wyniosły:

a) dla województwa dolnośląskiego:

- SAIDI: 225 min.,
- SAIFI: 3,44,
- MAIFI: 2,10;

b) dla województwa opolskiego:

- SAIDI: 215 min.,
- SAIFI: 3,13,
- MAIFI: 2,06.

Łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia w okresie 2015 r. wyniosła: dla województwa dolnośląskiego: 7 293 959, zaś dla województwa opolskiego: 2 184 612. Jest to liczba odbiorców uczestniczących w zdarzeniach sieciowych skutkujących przerwami w dostarczaniu energii elektrycznej dłuższymi od 1 sek. Jednak należy mieć na uwadze, że miernikiem właściwie oddającym wpływ zdarzeń sieciowych (awarii lub wyłączeń planowanych) na liczbę odbiorców dotkniętych przerwami są wskaźniki SAIFI i MAIFI uwzględniające łączną liczbę odbiorców energii elektrycznej na terenie danego województwa.

W przypadku wystąpienia awarii na sieci, operator sieci każdorazowo niezwłocznie angażuje posiadane przez siebie zasoby, w tym tworzone według bieżących potrzeb brygady, sprzęt specjalistyczny, podnośniki koszowe, świdroustawiacze oraz agregaty prądotwórcze. Mając do czynienia z większym zakresem prac związanych z likwidacją skutków awarii, w celu skrócenia czasu ograniczenia dostaw energii elektrycznej OSD przesuwa również wolne zasoby z innych obszarów (Regionów/Oddziałów) nieobjętych awariami oraz angażuje do przedmiotowych prac pracowników i sprzęt firm zewnętrznych.

W 2015 r. na terenie województw dolnośląskiego i opolskiego wystąpiły rozległe awarie, które miały miejsce w lipcu (8, 9 i 19), kiedy to na skutek gwałtownych wichur połączonych z burzami i intensywnymi opadami deszczu, nagle i jednocześnie w krótkim czasie, pojawiały się uszkodzenia na sieci elektroenergetycznej na stosunkowo rozległym obszarze, obejmującym część województwa dolnośląskiego. W likwidacji skutków lipcowych awarii uczestniczyło ok. 320 pracowników OSD oraz firm zewnętrznych zorganizowanych w 78 brygad, w tym 13 brygad firm zewnętrznych. W trakcie prac naprawiano i wymieniono prawie 2 000 zerwanych przewodów i ponad 200 uszkodzonych słupów.

Oddział terenowy w Lublinie w ramach monitorowania obowiązków przedsiębiorstw energetycznych w zakresie napraw sieci elektroenergetycznej w okresie sprawozdawczym przeprowadził czynności monitorujące dotyczące wystąpienia dwóch awarii sieci dystrybucyjnej, które miały miejsce na terenie Białegostoku i Lublina. Na podstawie danych uzyskanych od operatora systemu dystrybucyjnego ustalono, że:

- 1) łączny czas przerw w dostawach energii elektrycznej w przypadku awarii sieci dystrybucyjnej w Białymstoku nie przekroczył 24 godz., przy czym najdłuższa przerwa w dostawach wynosiła 9 godz. i 45 min. Awaria powyższa objęła łącznie 15 402 odbiorców energii elektrycznej z terenu miasta Białystok. W związku z faktem, że awaria sieci dystrybucyjnej spowodowana była wystąpieniem pożaru baterii kondensatorów zainstalowanych w stacji transformatorowej wchodzącej w skład sieci elektroenergetycznej średniego napięcia, po dokonaniu oceny zdarzenia (jego przyczyn i skutków) operator systemu dystrybucyjnego podjął decyzję o odtworzeniu baterii kondensatorów w pomieszczeniu stacji transformatorowej posiadającym odrębną strefę pożarową, zaś w przypadku innych wewnętrznych stacji transformatorowych podjęto decyzję o wykonaniu prac modernizacyjnych zmierzających do wyniesienia tych urządzeń na zewnątrz budynku stacji.

Dokonano zmian w obowiązujących u operatora systemu dystrybucyjnego procedurach w zakresie załączania tych urządzeń pod napięcie po ich wyłączeniu na skutek zadziałania funkcjonujących w stacji transformatorowej zabezpieczeń. Przedstawione przez operatora systemu dystrybucyjnego informacje i dokumenty były analizowane pod kątem wystąpienia przesłanek w zakresie nieutrzymywania urządzeń instalacji i sieci w należyłym stanie technicznym. Analiza ta wskazała, że nie istnieją przesłanki do wszczęcia postępowania administracyjnego w sprawie wymierzenia kary pieniężnej,

- 2) łączny czas przerw w dostawach energii elektrycznej w przypadku awarii sieci dystrybucyjnej w Lublinie nie przekroczył 24 godz., przy czym przerwa w dostawach wynosiła 37 min. Awaria powyższa objęła łącznie 216 odbiorców energii elektrycznej z terenu miasta Lublin. W związku z faktem, że awaria spowodowana była przerwaniem kabla podczas wykonywania prac ziemnych przez firmę zewnętrzną, niezwłocznie po zadziałaniu zabezpieczeń podjęto działania w celu zlokalizowania miejsca uszkodzenia linii elektroenergetycznej oraz niezbędnych przełączeń odbiorców zasilanych z uszkodzonego odcinka sieci dystrybucyjnej. Po przywróceniu zasilania odbiorców wykonano naprawę uszkodzonego odcinka zasilającej po czym przywrócono normalny układ pracy sieci.

Na terenie działania **oddziału terenowego w Łodzi** nie wystąpiły w 2015 r. awarie sieci elektroenergetycznej powodujące długotrwałe pozbawienia odbiorców zasilania. Natomiast do oddziału wpłynęło pięć skarg odbiorców zawierających prośbę o skontrolowanie dotrzymywania parametrów jakościowych energii elektrycznej oraz standardu obsługi odbiorców. W tych przypadkach oddział prowadził postępowania wyjaśniające i wzywał przedsiębiorstwa energetyczne do przedstawienia informacji o czasie trwania przerw planowanych i nieplanowanych, a także podjętych działaniach zaradczych. W jednym przypadku przedsiębiorstwo wyjaśniło, że dopuszczalny czas trwania przerwy nieplanowanej przekroczył 24 godz. Odbiorca został poinformowany o dopuszczalnym czasie trwania przerw określonym w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego⁴⁸⁾ i możliwości wystąpienia do przedsiębiorstwa z wnioskiem o udzielenie stosownej bonifikaty. Przedsiębiorstwo energetyczne wyjaśniło, że ze względu na często powtarzające się przerwy w dostawie energii przeprowadzona została modernizacja sieci dystrybucyjnej polegająca na wymianie transformatora na stacji SN/nN oraz dobudowaniu izolowanego obwodu nN zasilającego nieruchomość wnioskodawcy.

W zakresie monitorowania dokonywania napraw sieci elektroenergetycznych przez przedsiębiorstwa energetyczne, **oddział terenowy w Poznaniu** zwrócił się do jednego z operatorów działającego na terenie województwa wielkopolskiego i kujawsko-pomorskiego, z prośbą o przesłanie informacji dotyczących awarii sieci elektroenergetycznych występujących na tym terenie w styczniu 2015 r. (do 15 stycznia 2015 r.) i w lipcu 2015 r. Z informacji nadesłanych przez przedsiębiorstwo energetyczne wynika, że w okresie 1-15 stycznia 2015 r. na terenie województwa kujawsko-pomorskiego nastąpiło 1 110 awarii sieci nN trwających do 24 godz. (łączny czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 4 996 godz., łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 7 896, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej 13 152 kWh), 123 awarie sieci SN trwające do 24 godz. (łączny czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 370 godz., łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 62 406, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej 77 883 kWh), 2 awarie sieci WN trwające do 24 godz. (łączny czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 0,09 godz., łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 21 217, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej 343 kWh). Ponadto, w okresie 1-15 stycznia 2015 r. na terenie województwa wielkopolskiego nastąpiło 1 812 awarii sieci nN trwających do 24 godz. (łączny czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 6 559 godz., łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 17 543, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej 26 629 kWh), 198 awarii sieci SN trwających do 24 godz. (łączny czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 887 godz., łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 109 660, szacunkowa ilość niedostarczonej energii

⁴⁸⁾ Dz. U. z 2007 r. Nr 993, poz. 623 z późn. zm.

elektrycznej 234 300 kWh), 2 awarie sieci WN trwające do 24 godz. (łączny czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 0 godz., łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 0).

Ponadto w lipcu 2015 r. na terenie województwa kujawsko-pomorskiego nastąpiło 2 536 awarii sieci nN trwających do 24 godz. (łączny czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 12 386 godz., łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 18 950, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej 37 209 kWh), 393 awarie sieci SN trwające do 24 godz. (łączny czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 1 537 godz., łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 287 698, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej 455 329 kWh), 7 awarii sieci WN trwających do 24 godz. (łączny czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 3,7 godz., łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 46 719, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej 61 847 kWh). Natomiast na terenie województwa wielkopolskiego w lipcu 2015 r. nastąpiło 3 271 awarii sieci nN trwających do 24 godz. (łączny czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 13 204 godz., łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 28 325, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej 50 037 kWh), 511 awarii sieci SN trwających do 24 godz. (łączny czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 1 931 godz., łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 217 140, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej 331 322 kWh), 3 awarie sieci WN trwające do 24 godz. (łączny czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 1,2 godz., łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 3 050, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej 1 420 kWh). Przedsiębiorstwo energetyczne wyjaśniło, że w celu ograniczenia rozmiarów i czasu wyłączenia odbiorców od kilku lat konsekwentnie realizuje wdrożony w 2012 r. „Program poprawy ciągłości zasilania w EOP na lata 2013–2020”, mający na celu w głównej mierze poprawę odporności sieci na zjawiska atmosferyczne oraz usprawnienie procesu lokalizacji miejsc awarii, w tym m.in.:

- wymiana przewodów gołych na niepełnoizolowane w sieci SN i izolowane w sieci nN (w znacznym stopniu ogranicza to liczbę awarii spowodowanych przez drzewa i gałęzie),
- automatyzacja sieci SN (instalacja w głębi sieci SN łączników zdalnie sterowanych, co pozwala skrócić czas lokalizacji uszkodzenia oraz czas trwania wyłączenia dla części odbiorców zasilanych z fragmentów sieci nie obejmujących elementu uszkodzonego),
- rozwój systemów dyspozytorskich (zwiększenie obserwowalności sieci, poprawa skuteczności i szybkości przełączeń w sieci),
- wdrożenie łączności trunkingowej (istotne zwiększenie niezawodności w sterowaniu łącznikami w sieci),
- zwiększenie możliwości rekonfiguracyjnych sieci SN poprzez budowę nowych powiązań w celu umożliwienia drugostronnego zasilania odbiorców oraz budowę nowych stacji SN/nN i skracanie obwodów nN,
- modernizacje stacji polegające na eliminacji zbędnych i wymianie wyeksploatowanych elementów stacji oraz izolowaniu elementów czynnych na stacjach słupowych SN/nN.

W celu zapewnienia sprawnego usuwania awarii masowych występujących w sieci elektroenergetycznej przedsiębiorstwo energetyczne w 2014 r. na podstawie doświadczeń po awariach masowych spowodowanych przez orkan „Ksawery”, zweryfikowało procedurę „Zasady postępowania w sytuacji kryzysowej spowodowanej awariami masowymi” wdrożona w 2011 r. Ww. procedura określa zasady postępowania w przypadkach wystąpienia wzmożonych awarii, w tym m.in.: ogłoszenie sytuacji kryzysowej spowodowanej awariami masowymi, powołanie zespołów kryzysowych, organizację likwidacji awarii masowych, współpracę z zespołami Centrów Zarządzania Kryzysowego, Policją, Państwową Strażą Pożarną, Służbą Drogową i Leśną itp. W ramach ww. weryfikacji procedury m.in. wprowadzono dodatkowe kanały kontaktu w postaci formularza zgłoszeniowego na stronie internetowej oraz zgłoszenia przez SMS, a także wprowadzono mechanizm uruchamiania dodatkowych zasobów do przyjmowania i obsługi zgłoszeń klientów (zarówno w kontakcie bezpośrednim, jak i telefonicznym).

Ponadto realizując kompetencje w zakresie monitorowania oddział terenowy w Poznaniu zwrócił się również do drugiego operatora sieci dystrybucyjnej działającego na terenie województwa wielkopolskiego i kujawsko-pomorskiego, z prośbą o przesłanie informacji dotyczących awarii sieci

elektroenergetycznych występujących na tym terenie w styczniu 2015 r. (od 5 stycznia 2015 r. do 15 stycznia 2015 r.) i w lipcu 2015 r. Z nadesłanych informacji wynika, że w okresie od 5 stycznia 2015 r. do 15 stycznia 2015 r. na terenie województwa kujawsko-pomorskiego wystąpiły 793 awarie na sieci nN trwające do 24 godz., 219 awarii na sieci SN trwających do 24 godz., 2 awarie na sieci WN trwające do 24 godz. (łącny czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 7 godz. 6 min., szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej 33,14 MWh). W okresie od 5 stycznia 2015 r. do 15 stycznia 2015 r. na terenie województwa wielkopolskiego wystąpiły 1 543 awarie na sieci nN trwające do 24 godz., 342 awarie na sieci SN trwające do 24 godz., 3 awarie na sieci WN trwające do 24 godz. (łącny czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 57 min., szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej 6,68 MWh). Natomiast w lipcu 2015 r. na terenie województwa kujawsko-pomorskiego wystąpiło 1 320 awarii na sieci nN trwających do 24 godz., 138 awarii na sieci SN trwających do 24 godz., 1 awaria na sieci WN trwająca do 24 godz. (czas trwania przerwy w dostawie energii elektrycznej: 19 min., szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej 1,11 MWh). W lipcu 2015 r. na terenie województwa wielkopolskiego wystąpiło 3 066 awarii na sieci nN trwających do 24 godz., 547 awarii na sieci SN trwających do 24 godz., 2 awarie na sieci WN trwające do 24 godz. (łącny czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 96 min., szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej 3,03 MWh). Przedsiębiorstwo energetyczne wyjaśniło, że wypełnia obowiązki OSD takie jak prowadzenie eksploatacji elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej, zgodnie z obowiązującymi regułami zewnętrznymi i wewnętrznymi oraz adekwatnie do potrzeb co skutkuje znacznym ograniczeniem ryzyka wystąpienia awarii i tym samym niedostarczenia energii do odbiorców. Należy zauważyć, że pomimo realizacji takich zabiegów eksploatacyjnych jak: oględziny elektroenergetycznych linii napowietrznych, wycinka drzew i krzewów pod liniami napowietrznych w przypadku wystąpienia skrajnie niekorzystnych warunków atmosferycznych, występują lokalne awarie elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej, które są niezwłocznie usuwane. Ponadto w celu niwelowania i ograniczania skutków awarii spowodowanych anomaliami pogodowymi, przedsiębiorstwo w ramach Planu Rozwoju na lata 2014–2019 wdrożyło szereg programów modernizacyjnych mających na celu poprawę wskaźników niezawodności pracy sieci dystrybucyjnej. W związku z tym począwszy od 2014 r. prowadzona jest sukcesywna modernizacja ciągów liniowych SN najbardziej wrażliwych z punktu widzenia dostaw energii elektrycznej do odbiorców. Wskazane prace modernizacyjne ciągów uwzględniają najnowsze rozwiązania technologiczne w zakresie budowy linii, jak również zabudowę sterowalnych punktów łączeniowych w głębi sieci.

Oddział terenowy w Szczecinie wystąpił do dwóch operatorów działających na terenie oddziału o przekazanie danych dotyczących m.in. przerw w dostawach energii elektrycznej do odbiorców w 2015 r., zarówno planowanych, jak i będących skutkiem awarii.

Z danych przedstawionych przez pierwszego z operatorów wynika, że dla znajdujących się na terenie oddziału terenowego w Szczecinie rejonów dystrybucji na sieci SN wystąpiło: 2 819 przerw planowanych, w tym długich – 2 812, bardzo długich – 7; 5 271 przerw nieplanowanych, w tym długich – 5 167, bardzo długich – 76; katastrofalnych 28. Natomiast w oddziałach dystrybucji, na sieci WN wystąpiło 40 przerw nieplanowanych, wyłącznie długich. W skutek tych awarii, pozbawionych dostaw energii na tych obszarach zostało łącznie 5 048 795 odbiorców, w tym 5 037 368 odbiorców z IV i V grupy przyłączeniowej. Operator przedstawił informację o przekroczeniach czasów trwania przerw jednorazowych oraz ich sum w ciągu roku na podstawie zgłoszeń odbiorców. Stwierdzono przekroczenie dopuszczalnego czasu trwania przerw w 12 przypadkach. Zgodnie z informacjami przedsiębiorstwa energetycznego, planowane prace na sieci WN nie powodują ograniczeń w dostarczaniu energii elektrycznej odbiorcom. Ponadto przedsiębiorstwo energetyczne poinformowało, że w przypadku wystąpienia awarii dokłada wszelkich starań dla ograniczenia skutków awarii, a prace w zakresie zlokalizowania i naprawy są realizowane niezwłocznie po wystąpieniu awarii przez pracowników operatora oraz współpracujących firm zewnętrznych.

Drugi z operatorów przedstawił dane z których wynika, że dla znajdujących się na terenie oddziału terenowego w Szczecinie, ilość przerw w rejonach dystrybucji, na sieci SN wyniosła 164 przerwy planowane, wyłącznie długie, przerwy nieplanowane to 4 254, w tym długie – 4 032, bardzo długie – 149 i katastrofalne 73, natomiast w oddziałach dystrybucji, na sieci WN wystąpiło 15 przerw

nieplanowanych, wyłącznie długich. Podczas wszystkich awarii dostaw energii zostało pozbawionych na uwzględnionym obszarze 808 562 odbiorców, w tym 772 361 odbiorców z IV i V grupy przyłączeniowej. Z analizy danych wynika, że na obszarze objętym analizą odnotowano łącznie 115 przypadków przekroczenia dopuszczalnych przerw w dostawie energii elektrycznej, jednorazowych oraz ich sumy w ciągu roku. Operator zapewnił, że na każdą awarię reaguje bez zbędnej zwłoki. Posiada systemy i wypracował odpowiednie procedury w celu zminimalizowania ilości wyłączonych odbiorców oraz szybkiej lokalizacji i usuwania awarii, we współpracy z wykonawcami zewnętrznymi. Współpracuje również z odpowiednimi służbami pomagającymi w sprawnym usuwaniu awarii masowych. Ponadto po wystąpieniu każdej awarii masowej operator przeprowadza analizy zaistniałych zdarzeń w celu usprawnienia działań w przypadku wystąpienia kolejnych sytuacji kryzysowych.

Wykazane powyżej przypadki występowania awarii nie wymagały jednak wszczęcia postępowań w sprawie wymierzenia kar pieniężnych z art. 56 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

1.2.6.4. Monitorowanie procesu zmiany sprzedawcy

Faktyczna swoboda wyboru sprzedawcy, której miernikiem jest liczba aktywnych na rynku odbiorców oraz liczba dokonanych w danym okresie zmian sprzedawcy, jest wynikiem nakładania się na siebie wielu okoliczności, począwszy od stopnia świadomości odbiorców końcowych, poprzez ich motywację do zmiany sprzedawcy, aż po łatwość dokonania zmiany, czy dostępność konkurencyjnych ofert na rynku. W Polsce od momentu uzyskania prawa przez wszystkich odbiorców do zmiany sprzedawcy tj. od 1 lipca 2007 r., stosunkowo niewielu odbiorców (ok. 3,4%) skorzystało do tej pory z takiej możliwości. Mimo tej stosunkowo małej aktywności odbiorców, monitorowanie zmiany sprzedawcy pozwala dostrzegać jego pozytywne i negatywne strony oraz definiować bariery rozwoju rynku konkurencyjnego. Sytuacja w zakresie korzystania z TPA przez odbiorców przyłączonych do sieci poszczególnych OSD została przedstawiona w tab. 14 (porównanie lat 2014 i 2015).

W 2015 r. monitorowaniem objętych zostało 29 OSD, w tym pięciu dużych OSDp, oraz 24⁴⁹⁾ OSD „energetyki przemysłowej” (OSDn), działających jako przedsiębiorstwa zintegrowane pionowo, tzn. prowadzące równocześnie działalność sieciową i obrotową.

⁴⁹⁾ Dane do Sprawozdania pozyskano na podstawie jednorazowego badania rocznego. Badaniem za 2015 r. objęte zostały przedsiębiorstwa zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej funkcjonujące w strukturach przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo, spełniające kryterium – minimum 100 odbiorców przyłączonych do sieci elektroenergetycznej. W 2014 r. było to 25 przedsiębiorstw, natomiast w 2015 r. powyższe kryteria spełniło 24 przedsiębiorstwa.

Tabela 14. Prawo wyboru sprzedawcy w latach 2014–2015

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 [%]	
	2014 r.	2015 r.		2014 r.	2015 r.	2014 r.	2015 r.
			w tym jedn. samorządu ter.				
PGE Dystrybucja S.A.	98 603	137 377	833	10 563 118,00	12 573 833,51	32,47	37,67
ENERGA-Operator S.A.	73 470	120 370	1 705	8 230 152,00	9 220 298,29	39,34	43,50
TAURON Dystrybucja S.A.	115 882	129 911	732	26 236 910,00	25 088 516,00	57,49	53,57
ENEA Operator Sp. z o.o.	106 627	157 349	178	7 270 287,00	7 214 937,56	41,26	40,23
RWE Stoen Operator Sp. z o.o.	33 166	39 352	407	3 068 565,00	3 643 300,00	42,45	50,44
Razem 5 dużych OSD	427 748	584 359	3 855	55 369 032,00	57 740 885,36	44,67	45,62
OSD Energetyki Przemysłowej	920	1 364	x	1 345 731,00	1 564 299,17	21,75	44,86
Suma OSD	428 668	585 723	x	56 714 763,00	59 305 184,53	43,58	45,60

* Odbiorca rozumiany jako osoba fizyczna lub prawna, z którą spółka dystrybucyjna zawarła jedną lub więcej umów o przyłączenie do sieci oraz umów dystrybucji. Dane przedstawione narastająco od początku monitorowania TPA tj. od 2007 r.

Źródło: URE na podstawie danych przedstawionych przez OSD.

Kolejna tab. 15 zawiera dane przedstawiające sytuację w zakresie wyboru sprzedawcy przez poszczególne grupy odbiorców z wyszczególnieniem odbiorców w gospodarstwach domowych.

Tabela 15. Prawo wyboru sprzedawcy – sytuacja w różnych grupach odbiorców: komercyjnych i w gospodarstwach domowych (2015 r.)

Operator systemu dystrybucyjnego	Liczba odbiorców TPA				Wolumen dostarczonej energii w ramach TPA [MWh]			
	2014 r.		2015 r.		2014 r.		2015 r.	
	A, B, C	G	A, B, C	G	A, B, C	G	A, B, C	G
PGE Dystrybucja S.A.	26 409	72 194	33 590	103 787	10 419 236	143 883	12 316 090,15	257 743,37
ENERGA-Operator S.A.	21 763	51 707	39 120	81 250	8 049 980	180 172	9 007 675,29	212 623,00
TAURON Dystrybucja S.A.	35 764	80 118	37 822	92 089	25 857 876	379 034	24 732 563,00	355 953,00
ENEA Operator Sp. z o.o.	52 154	54 473	88 780	68 569	7 154 082	116 205	7 042 058,84	172 878,72
RWE Stoen Operator Sp. z o.o.	7 572	25 594	9 306	30 046	2 894 493	174 072	3 414 641,00	228 659,00
Razem 5 dużych OSD	143 662	284 086	208 618	375 741	54 375 667	993 366	56 513 028,28	1 227 857,09
OSD Energetyki Przemysłowej	846	74	1 240	124	1 341 620	4 112	1 555 377,50	8 921,67
Suma OSD	144 508	284 160	209 858	375 865	55 717 287	997 478	58 068 405,78	1 236 778,76

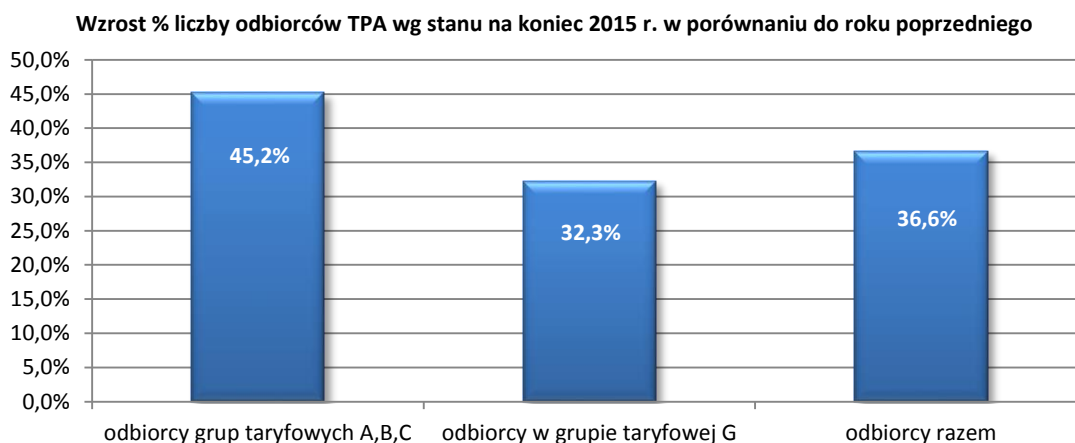
Źródło: URE na podstawie danych przedstawionych przez OSD.

Analiza z uwzględnieniem podziału na grupy odbiorców pozwala stwierdzić, że 2015 r. był kolejnym po 2014 r., okresem wzrostu liczby odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę. W grupach odbiorców komercyjnych A, B, C w 2015 r. nastąpił wzrost liczby odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę o 45% w stosunku do stanu z końca 2014 r. Mimo dość dużej wartości tego wskaźnika, można zaobserwować

osiągnięcie przez ten segment rynku pewnego poziomu nasycenia, choć firmy w dalszym ciągu szukają możliwości obniżenia kosztów zakupu energii elektrycznej i korzystają aktywnie z tego prawa (rys. 24).

W odniesieniu do segmentu odbiorców gospodarstw domowych odnotowano również wzrost liczby odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę o 32,3% w odniesieniu do stanu z końca 2014 r. Jednak obserwując lata poprzednie można zaobserwować spadek tempa zmian wskaźnika TPA w segmencie gospodarstw domowych w porównaniu z segmentem przedsiębiorstw, mimo faktu, że zwiększyła się w ostatnich latach ilość ofert sprzedawców skierowanych do konsumentów. URE udostępnia porównywarke ofert cenowych dla gospodarstw domowych na swojej stronie internetowej, dzięki której odbiorcy w gospodarstwach domowych mogą porównać i dokonać wyboru najkorzystniejszej oferty. W 2015 r. sprzedawcy przygotowywali oferty pakietowe (złożone), zapewniając ich atrakcyjność poprzez inne usługi czy bonusy. Mimo tego w 2015 r. zaobserwowano pewne nasycenie rynku i spadek tempa przyrostu TPA, na co wpływ miały takie czynniki jak: ograniczona skłonność odbiorców do podejmowania decyzji o zmianie sprzedawcy, nieuczciwe działania rynkowe niektórych przedstawicieli sprzedawców, jak i związanie się konsumentów umowami lojalnościowymi z dotychczasowymi sprzedawcami na okresy od 3 do 5 lat. W 2015 r., jak i w latach poprzednich, do URE docierały sygnały – głównie od odbiorców w gospodarstwach domowych – dotyczące stosowania przez niektórych sprzedawców agresywnej polityki marketingowo-sprzedażowej 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 zaobserwowano nieprawidłowości związane z praktyką stosowania procedury zmiany sprzedawcy oraz działaniami poszczególnych uczestników rynku (sprzedawców, OSD, pośredników i brokerów). Oceniając wskaźniki wzrostu pamięta należy jednak, że w ujęciu globalnym ciągle stosunkowo niewielu odbiorców (ok. 3,4%) skorzystało do tej pory z prawa do zmiany sprzedawcy, choć podkreślić trzeba także fakt, że w stosunku do 2014 r. nastąpił wzrost tego wskaźnika (w 2014 r. poziom ten wyniósł 2,5%).

Rysunek 24. Zmiana liczby odbiorców TPA w podziale na grupy taryfowe



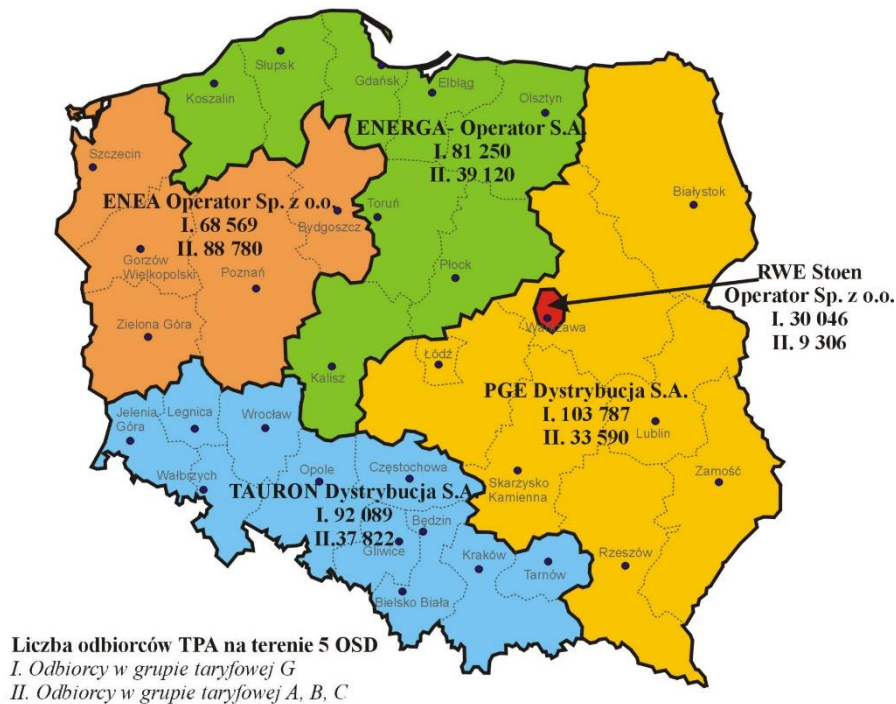
Źródło: URE na podstawie danych przedstawionych przez OSD.

Z analizy danych przedstawionych przez poszczególnych operatorów wynika, że w 2015 r. korzystanie z prawa TPA było zróżnicowane w zależności od regionu kraju (rys. 25). Największa liczba odbiorców w grupach A, B, C, którzy zmienili sprzedawcę, występuje na terenie działania ENEA Operator Sp. z o.o. – było to 88 780 odbiorców. Natomiast w segmencie odbiorców w gospodarstwach domowych największa liczba odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę występuje na terenie działania PGE Dystrybucja S.A. i wyniosła ona 103 787 odbiorców. Niewiele mniejsza liczba odbiorców w tym segmencie wystąpiła na terenie działania TAURON Dystrybucja S.A. (92 089 odbiorców).

W 2015 r. największy wolumen energii elektrycznej dostarczonej w ramach TPA zakupili odbiorcy przyłączeni do sieci spółki TAURON Dystrybucja S.A., w której energia dostarczona do odbiorców

korzystających z prawa wyboru sprzedawcy stanowiła ponad 53,57% całości dostaw (25 088,5 GWh) w sieci tego OSD. Taka sytuacja spowodowana jest znacznym udziałem dużych odbiorców przemysłowych, którzy dokonali zmiany sprzedawcy, w ogólnej ilości energii elektrycznej dostarczonej do odbiorców przyłączonych do sieci tego OSD.

Rysunek 25. Korzystanie z prawa wyboru sprzedawcy na terenie działania poszczególnych operatorów systemów dystrybucyjnych



Źródło: URE.

Całkowity wolumen energii elektrycznej dostarczonej w 2015 r. odbiorcom końcowym korzystającym z TPA wyniósł ok. 45,6% energii dostarczonej ogółem odbiorcom końcowym. Warto wskazać, że w 2014 r. odbiorcom końcowym na warunkach rynkowych, tzn. po skorzystaniu z zasady TPA dostarczono ok. 43,5% energii dostarczonej ogółem odbiorcom końcowym.

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 odbiorców, którzy nie korzystają z prawa wyboru sprzedawcy ciągle jeszcze podlegają procesowi zatwierdzenia przez Prezesa URE, czyli taryfy stosowane są wyłącznie przez sprzedawców, którzy realizują zadania sprzedawcy z urzędu. Sprzedawca, który nie pełni funkcji sprzedawcy z urzędu stosuje cenniki, które nie są zatwierdzane przez Prezesa URE.

1.2.6.5. Ocena realizacji Programów Zgodności

Prezes URE otrzymał w terminie ustawowym, tj. do 31 marca 2016 r., sprawozdania zawierające opis działań podjętych w roku sprawozdawczym w związku z realizacją programów, w których określono przedsięwzięcia, jakie należy podjąć w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu, w tym szczegółowe obowiązki pracowników wynikające z tych programów, tzw. Programów Zgodności. W treści wszystkich nadesłanych sprawozdań zostały ujęte wymagane

przez Prezesa URE zagadnienia, jednakże – podobnie jak w poprzednich latach – sprawozdania różniły się od siebie stopniem szczegółowości opisanych działań.

Skargi i wnioski oraz naruszenia Programów Zgodności

W 2015 r. nie stwierdzono u żadnego z OSD naruszeń Programu Zgodności. Poza jednym przypadkiem, nie odnotowano skarg i wniosków dotyczących kwestii dyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu. Do jednego z OSD wpłynęło zgłoszenie dotyczące dyskryminacyjnego traktowania użytkownika systemu. Po dokonaniu wnikliwej analizy Inspektor ds. zgodności uznał, że opisane w tym zgłoszeniu okoliczności nie stanowią przypadku naruszenia Programu Zgodności. Natomiast u OSD odnotowano zapytania dotyczące interpretacji postanowień obowiązujących w nich programów, na które Inspektorzy dokonywali wyczerpujących odpowiedzi.

Rola Inspektora ds. zgodności

Zgodnie z art. 9d ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne, Inspektor ds. zgodności jest powoływany przez operatora w celu monitorowania realizacji Programu Zgodności i powinien być w swoich działaniach niezależny oraz mieć dostęp do wszelkich niezbędnych w wypełnianiu jego obowiązków informacji, które są w posiadaniu nie tylko OSD, ale również jednostek z nim powiązanych. Ze względu na potrzebę zapewnienia niezależności, stanowisko Inspektora ds. zgodności powinno być wyodrębnione od innych stanowisk w danej spółce. Rozwiązanie to pozwala na szersze zaangażowanie w podejściu do tematu przestrzegania Programów Zgodności oraz stanowi dobrą praktykę, stosowaną przez niektórych operatorów. W ocenie Prezesa URE, praktyka łączenia stanowiska Inspektora ds. zgodności z inną funkcją wykonywaną w spółce stwarza ryzyko naruszenia jego niezależności, jak i braku czasu na właściwe monitorowanie przestrzegania postanowień Programu Zgodności. W okresie sprawozdawczym należy ocenić pozytywnie wyodrębnienie w strukturach jednego z pięciu największych OSD oddzielnego stanowiska Inspektora ds. zgodności i wsparcie jego zadań przez wyznaczenie pracownika, który prowadzi szkolenia oraz dokumentuje pracę Inspektora. Ze względu na rozległość obszarów działalności, u większości analizowanych spółek Inspektor ma do pomocy koordynatorów regionalnych, którzy podlegają mu merytorycznie, natomiast funkcjonalnie są podwładnymi dyrektorów poszczególnych oddziałów. W ramach wykonywanych obowiązków Inspektor ds. zgodności powinien nie tylko reagować *ex post*, tj. gdy naruszenie postanowień Programu Zgodności wystąpi, lecz również dokonywać działań prewencyjnych, m.in. poprzez inicjowanie kontroli wdrożenia ww. postanowień. Z nadesłanych sprawozdań wynika, że w roku sprawozdawczym, podobnie jak w poprzednich latach, Inspektorzy dokonywali monitoringu przestrzegania Programu Zgodności oraz dokonywali:

- przeglądu stosowanych wzorów dokumentów oraz ich opiniowania pod kątem zgodności z zapisami Programów,
- przeglądu procedur stosowanych w realizacji podstawowych usług biznesowych takich jak: usługi przyłączenia, dystrybucji, zmiany sprzedawcy, realizacji reklamacji, obsługi klienta,
- monitoringu prawidłowego używania marki OSD pod kątem odróżniania się od marki innych spółek wchodzących w skład przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo,
- przeglądu umieszczanych treści na stronie internetowej OSD.

Pozytywnie należy ocenić działania prewencyjne, podjęte przez PGE Dystrybucja S.A., polegające na opracowaniu odrębnej dla OSD „Księgi Identyfikacji Wizualnej”. Podjęte działania powinny prowadzić do uzyskania czytelnej i spójnej identyfikacji rynkowej i odróżnienia OSD od innych podmiotów przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo.

Dostępność Programu Zgodności

Wszyscy operatorzy opublikowali na swoich stronach internetowych Programy Zgodności. W celu ułatwienia ich dostępności, wskazane jest, by odniesienie do tego dokumentu widoczne było na stronie głównej danego operatora. Dodatkowo zaleca się udostępnienie treści Programów w biurach obsługi klienta, tak by dostęp do nich mieli również użytkownicy systemu nie posiadający dostępu do Internetu. Dobrą praktyką byłoby również przygotowanie wersji Programu Zgodności dostosowanych graficznie pod kątem osób starszych i niepełnosprawnych. Pracownicy wszystkich OSD mieli możliwość zadawania pytań Inspektorowi odnośnie interpretacji poszczególnych postanowień Programu. Pytania pracownicy mogli kierować zarówno drogą elektroniczną, jak i w formie bezpośrednich spotkań z Inspektorem. Wskazane jest jednak, aby nie tylko pracownicy, ale również wszyscy użytkownicy systemu mogli drogą elektroniczną zwrócić się do Inspektora o wyjaśnienia dotyczące postanowień Programu. Adres e-mail Inspektora lub formularz on-line do zadawania pytań winien być umiejscowiony na stronie internetowej obok udostępnionego Programu Zgodności. W poprzednim okresie sprawozdawczym ww. praktykę stosowały PGE Dystrybucja S.A. oraz RWE Stoen Operator Sp. z o.o. W 2015 r. do ww. dołączył Tauron Dystrybucja S.A.

Szkolenia

Prowadzone przez Inspektora szkolenia powinny obejmować przedstawienie celu i zakresu Programu, obowiązków operatora, obowiązków pracowników operatora, sankcji wynikających z naruszenia obowiązków przez pracowników, zasad wdrażania i monitorowania Programu. Z nadesłanych informacji wynika, że poza nielicznymi wyjątkami (nieobecni w pracy z powodu długotrwałych zwolnień lekarskich bądź urlopów macierzyńskich) wszyscy pracownicy zostali przeszkoleni w zakresie Programu. Praktyką jest, że nowi pracownicy są przeszkalani najpóźniej miesiąc od momentu zatrudnienia. Za dobrą praktykę w ocenie Prezesa URE należy uznać przeprowadzanie przez Inspektorów cyklicznych szkoleń odświeżających nabytą przez pracowników wiedzę w zakresie przestrzegania zapisów Programu, co ma szczególne znaczenie w przypadku, gdy zatwierdzone zostają zmiany w Programach Zgodności i istnieje potrzeba zapoznania się przez pracowników z nowymi regulacjami. Ponadto OSD wdrażają i rozwijają elektroniczne platformy szkoleniowe, które są uzupełnieniem dla prowadzonych przez Inspektorów szkoleń w formie tradycyjnej. Z przesłanych informacji wynika, że również pracownicy jednostek powiązanych z OSD odbyli szkolenia z zakresu Programu Zgodności i zobowiązali się do przestrzegania jego postanowień.

Ochrona danych sensytywnych

Z przedstawionych sprawozdań wynika, że u OSD stosuje się podobną politykę ochrony danych sensytywnych, realizowaną poprzez odpowiedni dostęp do poszczególnych systemów informatycznych. W zależności od zakresu obowiązków konkretnych pracowników tworzy się dla nich indywidualne zakresy uprawnień do ww. danych. Na uwagę zasługuje okoliczność, że w roku sprawozdawczym powszechnym zjawiskiem był outsourcing części usług do innych podmiotów, zarówno powiązanych z przedsiębiorstwem zintegrowanym pionowo, jak i zewnętrznych. W ocenie Prezesa URE, powierzając podmiotom zewnętrznym zadania, których realizacja wiąże się z dostępem do danych sensytywnych, konieczne jest zapewnienie przeszkolenia z zakresu Programu Zgodności wszystkim pracownikom zaangażowanym w świadczenie objętych outsourcingiem czynności. Prezes URE uważa za dalece niewystarczające samo umowne zobowiązanie się kontrahenta przedsiębiorstwa energetycznego do przestrzegania postanowień Programu Zgodności. Nie można bowiem zaakceptować sytuacji, w której outsourcing części usług prowadzi do gorszej ochrony danych sensytywnych. W ocenie Prezesa URE, niepożądana może być praktyka przedsiębiorstw

zintegrowanych pionowo, polegająca na zobowiązaniu wszystkich podmiotów działających w ramach grupy kapitałowej, w tym OSD, do korzystania z usług tych samych usługodawców (np. IT, konsulting lub usługi księgowe) – jeżeli miałyby to zagrozić bezpieczeństwu ochrony danych sensytywnych. Korzystne jest zatem zapewnienie OSD swobody wyboru usługodawców w ww. dziedzinach.

Pozostałe działania związane z zapewnieniem niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu

W roku sprawozdawczym jednym z istotnym zagadnień, do których powinien odnosić się Program Zgodności, były reguły prawidłowo przeprowadzonego *unbundlingu*. Zgodnie z tymi regułami, jak i dyrektywą 2009/72/WE, pionowo zintegrowani OSD nie mogą powodować – w zakresie komunikacji i marki – nieporozumień w odniesieniu do odrębnej tożsamości części przedsiębiorstwa. Niewątpliwie wprowadzenie własnego logo, różniącego się od znaku graficznego spółki obrotu wchodzącej w skład tej samej co OSD grupy kapitałowej, sprzyja realizacji postanowień ww. dyrektywy. Wskazane zatem jest, by OSD elektroenergetyczni podobnie, jak uczynił to OSD funkcjonujący na rynku gazu – podjęli działania zmierzające do ustanowienia własnego znaku graficznego. OSD, działając w warunkach monopolu naturalnego, nie muszą zabiegać o odróżnienie się od konkurencji. Wobec tego, wysiłki w zakresie identyfikacji wizualnej zmierzać powinny do odróżnienia się od przedsiębiorstwa obrotu działającego w ramach tej samej grupy kapitałowej.

Ponadto przestrzeganie reguł *unbundlingu* nabiera szczególnego znaczenia w sytuacji, gdy w grupach kapitałowych, w których funkcjonują OSD, wdrażane są kodeksy, strategie i inne dokumenty, których celem jest integracja biznesowa wszystkich spółek wchodzących w skład tych grup. W takich sytuacjach zachodzi ryzyko, że implementacja niektórych postanowień ww. dokumentów spowoduje możliwość naruszenia przez zarządy grup kapitałowych niezależności działalności OSD, przyczyniając się tym samym do złamania zapisów Programów Zgodności.

1.2.7. Realizacja obowiązków wynikających z rozporządzenia REMIT

Rozporządzenie REMIT nakłada na ACER obowiązek monitorowania hurtowego rynku energii w ścisłej współpracy z krajowymi organami regulacyjnymi (w tym także z Prezesem URE). Jednocześnie krajowe organy regulacyjne mają obowiązek zapewnienia przestrzegania przez uczestników tego rynku zakazów: manipulacji na rynku, próby manipulacji oraz niezgodnego z prawem wykorzystywania informacji wewnętrznych. W celu umożliwienia tym organom wykonywania powierzonych im zadań rozporządzenie zobowiązuje uczestników rynku do przekazywania ACER szczegółowych danych na temat kontraktów zawieranych na hurtowych rynkach energii. Każdy uczestnik rynku przed zawarciem pierwszego kontraktu podlegającego zgłoszeniu jest zobowiązany do zarejestrowania się w rejestrze uczestników rynku, utworzonym i prowadzonym przez krajowy organ regulacyjny.

Termin i forma wykonywania przez uczestników rynku nałożonych na nich obowiązków w zakresie raportowania danych zostały określone w rozporządzeniu wykonawczym Komisji (UE) nr 1348/2014 z 17 grudnia 2014 r. w sprawie przekazywania danych wdrażającym art. 8 ust. 2 i 6 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii⁵⁰⁾. Stosownie do przepisów tego rozporządzenia obowiązek raportowania do ACER kontraktów standardowych dotyczących dostawy energii elektrycznej lub gazu ziemnego, zawieranych na zorganizowanych platformach obrotu (np. TGE S.A.) wszedł w życie 7 października 2015 r., natomiast informacje dot. pozostałych kontraktów zawieranych na hurtowym rynku energii (w tym kontraktów standardowych i niestandardowych zawieranych poza zorganizowaną platformą obrotu oraz kontraktów dotyczących przesyłu) podlegają obowiązkowi zgłaszania od 7 kwietnia 2016 r.

⁵⁰⁾ Dz. U. UE L 363/121.

Przekazywane przez uczestników hurtowego rynku energii dane gromadzone są przez ACER przy wykorzystaniu utworzonego w tym celu systemu ARIS.

W 2015 r. Prezes URE regularnie informował uczestników rynku o obowiązkach wynikających z przepisów rozporządzenia REMIT i rozporządzenia wykonawczego Komisji. W 2014 r. na stronie internetowej URE została uruchomiona dedykowana podstrona, na której publikowane są ważniejsze bieżące informacje związane z rozporządzeniem REMIT. Uruchomiono także dedykowaną skrzynkę pocztową umożliwiającą uczestnikom hurtowego rynku energii zadawanie pracownikom URE pytań dotyczących realizacji obowiązków wynikających z przepisów wskazanych wyżej rozporządzeń. Odpowiedzi są udzielane na bieżąco.

Zgodnie z przepisami rozporządzenia REMIT uczestnicy rynku zawierający transakcje, które podlegają zgłoszeniu do ACER mają obowiązek dokonania rejestracji w krajowym rejestrze uczestników rynku, przed zawarciem tych transakcji. W celu umożliwienia realizacji tego obowiązku krajowe organy regulacyjne zostały zobowiązane do utworzenia krajowych rejestrów uczestników rynku. Polski krajowy rejestr uruchomiony został 17 marca 2015 r. Prezes URE podjął decyzję, że rejestracja odbywać się będzie za pośrednictwem scentralizowanego europejskiego rejestru uczestników rynku energii (CEREMP). Jest to system przygotowany przez ACER, który umożliwia zarejestrowanie się bezpośrednio przez uczestnika rynku. System ten przewiduje, iż niektóre dane uczestnika rynku wymagają weryfikacji przez krajowy organ regulacji. Pracownicy URE dokonują weryfikacji rejestracji każdego użytkownika tego systemu, który dokonuje rejestracji uczestnika rynku. Według stanu na koniec lutego 2016 r. 227 uczestników rynku zarejestrowało się w systemie CEREMP. System rejestracji jest dostępny pod adresem: <http://www.ure.gov.pl/pl/remit/rejestracja-remit>.

Przepisy rozporządzenia REMIT zobowiązują krajowe organy regulacyjne do współpracy z ACER oraz ze sobą nawzajem, w tym na szczeblu regionalnym, w celu wykonywania obowiązków wynikających z tego rozporządzenia w zakresie monitorowania hurtowego rynku energii oraz zapewnienia przestrzegania przez uczestników tego rynku określonych w rozporządzeniu zakazów. W ramach tej współpracy, ACER oraz krajowe organy regulacyjne 17 marca 2013 r. podpisały, a następnie 18 grudnia 2015 r. rozszerzyły porozumienie – *Multilateral Memorandum of Understanding for administrative arrangements between the Agency for the Cooperation of Energy Regulators and National Regulatory Authorities concerning cooperation and coordination of market monitoring under Regulation (EU) No 1227/2011 of the European Parliament and of the Council on wholesale energy market integrity and transparency*, określające zasady współdziałania tych organów w zakresie monitorowania hurtowych rynków energii.

30 października 2015 r. weszła w życie nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne, która rozszerzyła uprawnienia niektórych organów regulacyjnych, w tym Prezesa URE w zakresie zapobiegania manipulacji na hurtowych rynkach energii oraz niezgodnemu z prawem wykorzystywaniu informacji wewnętrznej, a także określiła sankcje za dokonywanie naruszeń obowiązków przewidzianych w przepisach rozporządzenia REMIT. Na mocy zmienionych przepisów Prezes URE uzyskał uprawnienie do prowadzenia postępowania wyjaśniającego oraz przeprowadzania kontroli w sprawach manipulacji na rynku, próby manipulacji na rynku oraz niezgodnego z prawem wykorzystywania informacji wewnętrznej. W 2015 r. Prezes URE otrzymał kilka zgłoszeń o możliwości dopuszczenia się przez uczestników hurtowego rynku energii manipulacji na tym rynku. Szczegółowa analiza przedstawionych zdarzeń wykazała, że nie stanowią one naruszenia zakazów określonych w rozporządzeniu REMIT.

Przepisy rozporządzenia REMIT nakładają na uczestników hurtowego rynku energii obowiązek publikowania informacji wewnętrznych. W celu zapewnienia możliwości skutecznego i efektywnego wykonania tego obowiązku została utworzona, przy współpracy przedstawicieli całego sektora elektroenergetycznego pod patronatem Prezesa URE, Giełdowa Platforma Informacyjna (GPI) prowadzona przez TGE S.A. Publikacja informacji na GPI sprzyja zapewnieniu transparentności hurtowego rynku energii. Platforma jest dostępna dla każdego uczestnika rynku, nieodpłatnie. Na platformie poza danymi giełdowymi publikowane są dane nt. funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, w tym generacja i zapotrzebowanie na energię elektryczną oraz informacje wewnętrzne, w tym informacje dotyczące planowanych i nieplanowanych ubytków mocy wytwórczych.

1.3. Budowa zintegrowanego rynku energii elektrycznej

Komisja Europejska oraz Grupa Europejskich Regulatorów Energii Elektrycznej i Gazu (ERGEG) uruchomiły inicjatywy regionalne w 2006 r. Ich celem jest współdziałanie przedstawicieli państw członkowskich UE, reprezentantów krajowych organów regulacyjnych, operatorów systemów przesyłowych oraz przedstawicieli użytkowników systemów na rzecz rozwoju integracji na poziomie regionalnym, które stanowi etap pośredni w tworzeniu jednolitego rynku energii w UE. Inicjatywy regionalne stanowią podejście oddolne do realizacji tego celu. Obecnie inicjatywy obejmują siedem regionalnych rynków energii elektrycznej⁵¹. Polska jest członkiem Regionu Środkowo-Wschodniego (CEE). Ze względu na wysoką aktywność członków tego rynku, jak również zakres prac w nim realizowanych, jest on obecnie najbardziej istotny z punktu widzenia Prezesa URE. Przez długi czas Polska była obserwatorem w Rynku Północno-Zachodnim (NWE) w procesie wdrażania mechanizmu łączenia rynków (*market coupling*) dla alokacji zdolności przesyłowych na rynku dnia następnego. Obecnie w tym regionie, poszerzonym o kilka kolejnych krajów (MRC), jest realizowany projekt ustanowienia mechanizmu alokacji zdolności przesyłowych na rynku dnia bieżącego – tzw. NWE+ XBID.

1.3.1. Rynki i inicjatywy regionalne energii elektrycznej (ERI)

Rynek Europy Środkowo-Wschodniej (CEE)

Zgodnie z zapisami Joint Declaration z 2012 r. oraz Memorandum of Understanding z 2014 r., wspólnie opracowanego przez organy regulacyjne regionu Europy Środkowo-Wschodniej, a także przepisami CACM GL, docelowym modelem rynku dnia następnego w tym regionie będzie Flow-Based Market Coupling (FB MC). Model ten zakłada, że 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*). Natomiast mechanizm *market coupling*, tj. połączenie rynków energii elektrycznej z udziałem giełd energii, oznacza łączenie ofert sprzedaży i zakupu energii z dwóch lub więcej rynków z uwzględnieniem zdolności przesyłowej dostępnej na połączeniach tych rynków oraz wyznaczaniu cen energii elektrycznej w obszarach cenowych w oparciu o wspólny algorytm.

W 2015 r. w ramach prac w regionie CEE kontynuowane były działania związane z opracowywaniem metody Flow-Based Market Coupling. Prace obejmujące aktywność regulatorów były prowadzone w ramach Grupy Koordynacyjnej (RCC) a także Grupy Wdrożeniowej (IG), w spotkaniach której brali udział przedstawiciele regulatorów, operatorów systemów przesyłowych, giełd energii oraz reprezentanci ACER. W 2015 r. we wszystkich spotkaniach brał udział przedstawiciel Prezesa URE.

W ramach projektu w 2015 r. wybrano biuro wsparcia projektu (Project Management Office), opracowano projekt porozumienia ramowego dotyczącego realizacji projektu (Framework Project Agreement – FPA), przedstawiono regulatorom zweryfikowaną mapę drogową projektu oraz budżet. W sierpniu 2015 r. regulatorzy z regionu udzielili gwarancji na zwrot możliwych do zweryfikowania, uzasadnionych, proporcjonalnych kosztów projektu wynikających z otrzymanego budżetu oraz zaproponowali klucz podziału kosztów regionalnych projektu.

Kontynuowano prace nad podejściem do kalkulacji zdolności przesyłowych zorientowanym na bezpieczeństwo (Security Oriented Option). Bazuje ono na obecnym podziale stref cenowych i polega na ograniczeniu możliwości wymiany handlowej między Austrią i Niemcami do uzgodnionego limitu. Powyżej tego limitu wymiana handlowa pomiędzy Austrią i Niemcami mogłaby się odbywać nadal, pod warunkiem, że kraje te będą stosowały środki zaradcze (*re-dispatching*) mające na celu ograniczenie fizycznych przepływów energii w sieciach sąsiednich krajów.

⁵¹ Rynki regionalne określone są w rozporządzeniu 714/2009.

W związku z opinią ACER nr 09/2015 stwierdzającą niezgodność z przepisami prawa unijnego braku alokacji zdolności przesyłowych na granicy niemiecko-austriackiej⁵²⁾ operatorzy z regionu (poza austriackim operatorem) pracowali nad planem implementacji opinii zakładającym harmonogram wdrożenia procedury alokacji na granicy niemiecko-austriackiej. Ze względu na brak zgody regulatora austriackiego plan nie mógł jednak zostać przyjęty przez wszystkich regulatorów. Decyzją operatorów CEE w grudniu 2015 r. postanowiono zakończyć pracę nad SOO i zastąpić ją konceptem kalkulacji zdolności przesyłowych uwzględniającym granicę niemiecko-austriacką, o ile decyzja regulatorów w zakresie regionów kalkulacji zdolności przesyłowych będzie zatwierdzała kalkulację zdolności przesyłowych na tej granicy.

Ze względu na brak podpisu wszystkich stron projektowych pod FPA, projekt uległ zawieszeniu w grudniu 2015 r. Ma on zostać podjęty niezwłocznie po uzyskaniu wszystkich niezbędnych podpisów.

W 2015 r. regulatorzy z regionu CEE monitorowali także prace nad projektem połączenia biur aukcyjnych CAO (Central Allocation Office) oraz CASC (Capacity Allocating Service Company) w jedno biuro JAO (Joint Allocation Office). Fuzja miała miejsce we wrześniu 2015 r. Zdolności przesyłowe na 2016 r. zostały alokowane według zharmonizowanych zasad aukcji za pośrednictwem JAO.

1.3.2. Zagadnienie nieplanowych przepływów energii elektrycznej

Przepływy nieplanowe to transgraniczna wymiana energii, która nie została zgłoszona do operatora systemu przesyłowego w postaci grafików wymiany międzysystemowej, a tym samym nie jest objęta rynkowym mechanizmem alokacji zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej. Przepływy nieplanowe składają się z:

- naturalnego krążenia energii w połączonych systemach elektroenergetycznych, wynikającego z warunków pracy tych systemów. Nawet w przypadku braku wymiany handlowej w Europie (wyzerowane saldo importowe/eksportowe każdego kraju), na połączeniach transgranicznych pojawiają się przepływy energii, które zwane są przepływami kołowymi (tzw. *loop flows*),
- nieplanowych tranzytów energii wynikających z transakcji handlowych pomiędzy oraz wewnątrz innych obszarów rynkowych w regionie, które nie zostały skoordynowane w procesie wyznaczania i alokacji zdolności przesyłowych. Nieplanowe tranzyty energii przez krajowy system elektroenergetyczny (KSE) zajmują moce przesyłowe linii w KSE, co powoduje, że nie mogą one być wykorzystywane do eksportu lub importu energii z/do KSE na zasadach rynkowych tj. transakcji handlowych zawieranych przez uczestników rynku.

W odróżnieniu od przepływów fizycznych, przepływ handlowy reprezentuje plan przesyłu energii elektrycznej wynikający z kontraktów zawartych pomiędzy uczestnikami rynku wymiany międzysystemowej. Z kolei wielkość przepływów fizycznych energii w kierunku eksportu/importu jest wyznaczana jako suma przepływów na liniach wymiany transgranicznej z Polski do/z sąsiednich systemów elektroenergetycznych.

Na rys. 26 przedstawiono średnioroczne wartości nieplanowych przepływów energii elektrycznej na granicach Polski i niektórych granicach w regionie Europy Środkowo-Wschodniej (CEE) w 2015 r. oraz ich zmianę w odniesieniu do 2014 r.

⁵²⁾ Vide pkt 1.3.3.2.

Rysunek 26. Średnia roczna wartość nieplanowych przepływów na granicach Polski i niektórych granicach w regionie Europy Środkowo-Wschodniej w 2015 r. [MW-h] oraz zmiana tej wartości w stosunku do 2014 r. [%]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Warto zauważyć, że średnia wartość nieplanowych przepływów energii elektrycznej na polskich granicach synchronicznych (wyrażona w MW w danej godzinie), w szczególności na granicy polsko-niemieckiej, stanowi znaczną część importowych mocy przesyłowych, które wynikają ze zdolności technicznych krajowego systemu przesyłowego w warunkach bezpiecznej pracy systemu. W konsekwencji, udostępniane dla uczestników rynku importowe moce przesyłowe stanowią tylko niewielką część mocy technicznych. Ponadto zdolności przesyłowe w kierunku importu są udostępniane w krótkich horyzontach czasowych (rynek dnia następnego, a przede wszystkim rynek dnia bieżącego) ze względu na brak możliwości przewidywania nieplanowych przepływów energii elektrycznej w długich horyzontach czasowych. Ma to związek z faktem, że nieplanowe przepływy energii elektrycznej są skorelowane z generacją wiatrową w obszarze niemieckiej sieci przesyłowej zarządzanej przez operatora 50Hertz, jak również z wymianą handlową z Niemiec do Austrii, która w dużej mierze jest realizowana fizycznie poprzez sieci innych, sąsiednich, operatorów systemów przesyłowych. W 2014 r. i 2015 r. Prezes URE podejmował działania prawne mające na celu rozwiązanie problemu nieplanowych przepływów energii elektrycznej (więcej na ten temat w pkt 1.3.3.2.).

Współpraca pomiędzy operatorami systemów przesyłowych PSE S.A. oraz 50Hertz w zakresie przygotowania skoordynowanej inwestycji w przesuwniki fazowe, wypracowania zasad ich eksploatacji oraz uzgodnienia Fazy Operacyjnej (docelowego rozwiązania) mechanizmu wirtualnego przesuwnika fazowego (vPST) zaowocowała podpisaniem 28 lutego 2014 r. „Umowy PST o prowadzeniu ruchu fizycznych przesuwników fazowych oraz fazy operacyjnej wirtualnego przesuwnika fazowego”. Pozwoliła ona na uruchomienie fazy operacyjnej vPST od 1 lutego 2014 r. Wyżej wymieniona umowa stanowi całościowy pakiet rozwiązań dla ograniczenia przepływów nieplanowych i zagrożeń w pracy sieci wynikających z tych przepływów. Jednym z efektów realizacji tej umowy w 2015 r. było dostarczenie i zamontowanie na stanowiskach przesuwników fazowych w stacji elektroenergetycznej Mikułowa (połączenie transgraniczne Mikułowa-Hagenwerder). Przewiduje się, że praca operacyjna tych przesuwników fazowych będzie mogła się rozpocząć w II kwartale 2016 r.

Umowa zawarta pomiędzy 50Hertz i PSE S.A. jest dużym osiągnięciem operatorów. Wprowadziła nowe standardy współpracy w tak złożonej kwestii, jak wzajemne zakłócanie sieci przez przepływy nieplanowe energii. Należy jednak zaznaczyć, że umowa nie rozwiązuje problemu nieplanowej wymiany energii, a jedynie pozwala na ograniczenie ich negatywnych skutków.

W 2015 r. dwustronny redispatching (w ramach „Umowy PST...”) okazywał się często niewystarczający dla zapewnienia bezpieczeństwa pracy systemu, co wymuszało konieczność aktywowania tzw. wielostronnego re-dispatchingu (MRA), w którym niezbędne zwiększenie (lub zniżenie) poziomu wytwarzania odbywa się w krajach trzecich (innych niż Polska i Niemcy). MRA jest stosowane po wyczerpaniu możliwości stosowania działań zaradczych odpowiednio w Polsce lub we wschodnich Niemczech. Skala tych działań była w 2015 r. bardzo istotna – w samej tylko drugiej połowie 2015 r. ich wolumen, rozliczony w ramach mechanizmu vPST, osiągnął ok. 650 GWh.

Poniżej przedstawiono miesięczne ilości energii elektrycznej podlegające wymianie pomiędzy PSE S.A. i 50Hertz w ramach transgranicznego re-dispatchingu, w tym vPST oraz zestawienie dostaw operatorskich typu Multilateral Remedial Actions (MRA) w poszczególnych miesiącach 2015 r., w tym rozliczonych w ramach mechanizmu vPST.

Tabela 16. Zestawienie sumaryczne dostaw operatorskich typu re-dispatching (w tym w ramach mechanizmu vPST) zrealizowanych na przekroju PSE S.A./50Hertz w 2015 r. [MWh]

Rok	Miesiąc	Cross-border redispatching [MWh]	
		eksport	import
2015	styczeń	87 250	0
	luty	55 600	0
	marzec	34 475	0
	kwiecień	5 650	0
	maj	24 900	0
	czerwiec	58 500	0
	lipiec	158 250	0
	sierpień	131 079	0
	wrzesień	307 690	0
	październik	102 050	0
	listopad	195 850	0
grudzień	376 400	0	
Ogółem 2015		1 537 694	0

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Tabela 17. Zestawienie dostaw operatorskich typu Multilateral Remedial Actions (MRA) w poszczególnych miesiącach 2015 r., w tym rozliczonych w ramach mechanizmu vPST.

Rok	Miesiąc	Wolumen MRA [MWh]
2015	styczeń	-
	luty	-
	marzec	-
	kwiecień	3 250
	maj	4 000
	czerwiec	-
	lipiec	14 500
	sierpień	201 255
	wrzesień	253 617
	październik	65 793
	listopad	120 020
grudzień	-	
Ogółem 2015		662 435

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Problemy związane z niedostatecznym poziomem zdolności wytwórczych w Polsce mogłaby złagodzić możliwość importu energii elektrycznej z innych krajów. Istotną przeszkodą jest jednak niski poziom zdolności połączeń transgranicznych. W ocenie Prezesa URE, do wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w sierpniu 2015 r. w znacznym stopniu przyczyniła się duża skala niegrafikowych przepływów mocy (tzw. przepływy kołowe). Krajowy System Elektroenergetyczny jest w znaczącym stopniu zajmowany przez nieplanowe przepływy energii elektrycznej z powodu transakcji handlowych zawieranych poza Polską. Przepływy kołowe na połączeniach z Niemcami polegają na tym, że prąd z elektrowni wiatrowych z północnych Niemiec, np. eksportowany do Austrii, ze względu na niewystarczające sieci energetyczne w Bawarii, płynie okrężną drogą, przede wszystkim przez Polskę i „zapycha” sieci. Przyczyną tak dużych nieplanowych przepływów jest m.in. brak limitu wymiany handlowej energii pomiędzy obszarem niemieckim i austriackim oraz duża wymiana handlowa pomiędzy tymi państwami i krajami sąsiadującymi. Właśnie w krytycznych dniach sierpnia 2015 r. połączenia transgraniczne były bardzo mocno przeciążone, dlatego Polska nie mogła importować energii z Niemiec, które jako jedyny kraj w regionie miały w tym czasie nadwyżki mocy. Udostępnienie zdolności przesyłowych w kierunku importu z dużym prawdopodobieństwem powodowałoby przekroczenia dopuszczalnych wielkości fizycznych przepływów mocy na profilu polsko-niemieckim, a tym samym powstanie zagrożenia bezpieczeństwa pracy sieci.

Utrzymanie bezpiecznej pracy sieci jest możliwe wyłącznie po zastosowaniu międzynarodowych środków zaradczych, takich jak bilateralny redispatching z 50Hertz Transmission GmbH lub wielostronny redispatching w ramach umowy MRA (Multilateral Remedial Actions), przy czym skuteczność wielostronnego redispatchingu jest wielokrotnie mniejsza niż dwustronnego. W krytycznym okresie sierpnia 2015 r., ze względu na ograniczenia przesyłowe, pomoc awaryjna od 50Hertz Transmission GmbH, który posiadał nadwyżki mocy, nie mogła zostać zrealizowana. W okresie 10-12 sierpnia 2015 r. uruchomiany był natomiast na skalę nienotowaną wcześniej wielostronny redispatching, który przez większość godzin był wyłącznym środkiem zaradczym stosowanym dla spełnienia kryterium n-1 na profilu polsko-niemieckim.

Prezes URE wielokrotnie podnosił na forum krajowym i międzynarodowym problematykę przepływów kołowych z systemu niemieckiego i wskazywał na płynące z tego powodu zagrożenie dla bezpieczeństwa pracy sieci.

2 grudnia 2014 r. Prezes URE złożył do Dyrektora ACER wniosek o opinię dotyczący zgodności obowiązujących obecnie zasad aukcji na transgraniczne moce przesyłowe, stosowanych przez operatorów systemów przesyłowych z regionu Central East Europe z przepisami rozporządzenia 714/2009. Stało się tak na skutek analizy materiału dowodowego zebranego w trakcie postępowania administracyjnego wszczętego przez Prezesa URE na podstawie wniosku PSE S.A. o zatwierdzenie metod alokacji transgranicznych zdolności przesyłowych. Prezes URE powziął wątpliwość co do zgodności tych metod (opisanych w zasadach aukcji) z obowiązującym prawem unijnym. W szczególności wątpliwość budził brak ustanowienia metod alokacji zdolności przesyłowych na granicy niemiecko-austriackiej w sytuacji, gdy duża część wymiany handlowej na tej granicy jest realizowana poprzez sieci operatorów systemów przesyłowych w krajach sąsiednich, w tym przez PSE S.A.

Przedstawiona przez Prezesa URE we wniosku argumentacja oparta została na danych zawartych w raportach i analizach przeprowadzonych przez operatorów systemów przesyłowych z regionu Central East Europe: polskiego, czeskiego, słowackiego i węgierskiego,; raportach rynkowych ACER za 2012 i 2013 rok oraz niezależny instytut badawczy THEMA na zlecenie Komisji Europejskiej, a także na danych i informacjach dostarczonych Prezesowi URE przez PSE S.A. Wskazywała ona na pogłębiający się problem przepływów nieplanowych, w tym kołowych. Wynikał on przede wszystkim z nieskoordynowanej z innymi granicami transgranicznej wymiany energii elektrycznej pomiędzy Austrią i Niemcami tworzących jedną strefę rynkową. Na granicy pomiędzy tymi państwami nie wprowadzono bowiem żadnych metod alokacji transgranicznych zdolności przesyłowych. Ta zasada jest usankcjonowana zasadami aukcji stosowanymi przez operatorów systemów przesyłowych z regionu Central East Europe.

W ocenie Prezesa URE alokacja zdolności przesyłowych, zgodnie z wykładnią przepisów rozporządzenia 714/2009, powinna mieć zastosowanie na granicach między wszystkimi państwami

członkowskimi w regionie CEE. Tylko w taki bowiem sposób można odzwierciedlić istniejące ograniczenia sieciowe. Wyłączenie granicy austriacko-niemieckiej z obowiązku stosowania procedury alokacyjnej niesie za sobą nie tylko zagrożenie dla bezpieczeństwa pracy sąsiednich systemów elektroenergetycznych, ale również w przypadku Polski praktycznie uniemożliwia wymianę handlową pomiędzy systemem polskim i niemieckim, ponieważ dostępne zdolności przesyłowe są wykorzystywane na realizację przepływów wynikających z niemiecko-austriackich transakcji handlowych.

W sytuacji, gdy takie ograniczenia występują i wywierają negatywny wpływ na przepływy energii w systemach sąsiednich, mamy dodatkowo do czynienia z zaburzeniem skutecznych sygnałów ekonomicznych wysyłanych do uczestników rynku i operatorów systemów przesyłowych oraz zaburzeniem efektywnej konkurencji. Jednocześnie, jako rezultat transakcji handlowych między wskazanymi państwami, można zaobserwować wzrost kosztów stosowania następczych środków zaradczych w postaci międzysystemowego przekierowania (cross-border re-dispatching) pokrywanych w części przez polskich użytkowników sieci. Jak z tego wynika problemy ograniczeń sieci nie są więc rozwiązywane za pomocą niedyskryminacyjnych rozwiązań rynkowych.

23 września 2015 r. ACER wydała Opinię nr 09/2015, w której stwierdziła, że brak skoordynowanego mechanizmu alokacji zdolności przesyłowych na granicy stanowi naruszenie rozporządzenia 714/2009, a tym samym niezbędne jest zaimplementowanie mechanizmu alokacji zdolności przesyłowych na tej granicy, podobnie jak to ma miejsce na wszystkich innych granicach między państwami członkowskimi UE. W opinii znalazły się także zalecenia dla regulatorów i operatorów systemów przesyłowych regionu Central East Europe.

Przyjęcie przez ACER przedmiotowej Opinii, wydanej na wniosek Prezesa URE widzącego potrzebę bezwzględnego postawienia tej sprawy na forum międzynarodowym, której skutkiem ma być poprawa bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej w Polsce, jak i w pozostałych krajach UE, potwierdza słuszność podejmowanych działań. Jednocześnie, informacje zawarte w przedstawionym Prezesowi URE przez PSE S.A. *Raporcie zawierającym ustalenia dotyczące przyczyn powstałego zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, zasadności podjętych działań i zastosowanych środków w celu jego usunięcia, staranności i dbałości operatorów systemu elektroenergetycznego oraz użytkowników systemu, w tym odbiorców energii elektrycznej, o zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w okresie 10.08.2015 r. – 31.08.2015 r.* wskazują, że PSE S.A. współpracują z operatorami regionu Central East Europe wymienionymi w Opinii ACER nad przygotowaniem wspomnianego planu działań. Jednocześnie należy zaznaczyć, że propozycja tego planu została ostatecznie przygotowana, przy czym jego wdrożenie i realizacja wymagałyby zgody wszystkich zainteresowanych stron, co dotychczas nie było możliwe do uzgodnienia.

Niezależnie od powyższego uruchamianie są inwestycje nakierowane na rozbudowę sieci przesyłowych w zachodniej części kraju, które pozwolą na dalszy wzrost zdolności importowych. Zjawisko niekontrolowanych przepływów mocy ma w pewnym stopniu ograniczyć budowa przesuwników fazowych. Celem projektu jest zwiększenie transgranicznych zdolności przesyłowych na przekroju synchronicznym (obejmującym połączenia na granicy z Niemcami, Czechami i Słowacją) poprzez przetęczenie linii 220 kV Krajnik-Vierraden na napięcie 400 kV oraz instalację przesuwników fazowych na istniejących połączeniach Polska-Niemcy. Projekt realizowany jest wspólnie przez PSE S.A. i 50Hertz Transmission GmbH, przy czym PSE S.A. odpowiedzialne są za budowę przesuwników w SE Mikułowa, a 50Hertz Transmission GmbH za budowę przesuwników w SE Vierraden. Przesuwniki w SE Mikułowa miały zostać zainstalowane na przełomie 2015 i 2016 r. natomiast przetęczenie linii Krajnik-Vierraden na napięcie 400 kV wraz z instalacją przesuwników fazowych ma nastąpić do 31 października 2017 r. Jednocześnie należy zaznaczyć, że zgodnie z informacjami przedstawionymi przez 50Hertz Transmission GmbH, pozwolenie na budowę sieci w rejonie budowy przesuwnika w SE Vierraden zostało uchylone przez sąd. Stąd też należy spodziewać się opóźnienia realizacji tego projektu. PSE S.A. szacują, że realizacja całego projektu wraz z planowaną rozbudową wewnętrznej sieci przesyłowej w zachodniej części kraju pozwoli na wzrost zdolności importowych KSE o 500 MW oraz zdolności eksportowych o 1 500 MW.

Należy zauważyć, że w przypadku zainstalowania tych urządzeń na granicy polsko-niemieckiej możliwe byłoby podjęcie działań przez PSE S.A. celem wyeliminowania bądź zminimalizowania negatywnych skutków przepływów kołowych w aktualnym rozmiarze, a w konsekwencji bilans mocy mógłby się znacząco poprawić (w zależności od warunków pracy KSE i całego systemu europejskiego).

Ponadto należy także mieć na względzie, że prace zmierzające do wyeliminowania zagrożenia wynikającego z nieplanowych przepływów mocy nie leżą wyłącznie w rękach strony polskiej.

1.3.3. Współpraca z właściwymi organami w zakresie sporządzania i stosowania kodeksów sieci oraz zatwierdzania metod zarządzania ograniczeniami

Ramy współpracy między właściwymi organami zostały wyznaczone przez przepisy prawa UE stanowiące tzw. trójpak energetyczny. Są to: dyrektywa 2009/72/WE, dyrektywa 2009/73/WE, rozporządzenie 714/2009, rozporządzenie 715/2009 oraz rozporządzenie 713/2009. Celem tych uregulowań jest przede wszystkim stworzenie narzędzi i mechanizmów, które umożliwią efektywne budowanie jednolitego, konkurencyjnego europejskiego rynku energii elektrycznej i gazu.

Wspieranie integracji rynków i monitorowanie współpracy w tym zakresie należy do ACER, która zrzesza krajowe organy regulacyjne w UE. Oprócz zapewnienia koordynacji działań krajowych regulatorów, nadzoruje współpracę między nimi a operatorami systemów przesyłowych zrzeszonych w Europejskich Sieciach Operatorów Systemów Przesyłowych gazu i energii elektrycznej (ENTSO-G, ENTSO-E).

1.3.3.1. Kodeksy sieciowe i wytyczne Komisji Europejskiej

Celem opracowania kodeksów sieciowych oraz wytycznych Komisji Europejskiej jest stworzenie narzędzi służących wdrożeniu transgranicznych rozwiązań w sposób usystematyzowany. Określają one wspólne zasady funkcjonowania i zarządzania systemami energetycznymi oraz mają na celu eliminację barier technicznych dla dalszej integracji rynku. Ze względu na znaczną liczbę przepisów stanowiących o metodykach poszczególnych procesów, które mają zostać przygotowane w określonych w regulacji terminach, Komisja Europejska uznała, że część projektowanych regulacji nie spełnia przesłanki odpowiedniego stopnia szczegółowości do uznania ich za kodeksy sieci. Stąd stanowią one wytyczne Komisji Europejskiej, będące w praktyce uszczegółowieniem zapisów rozporządzeń 714/2009 oraz 715/2009. Jednocześnie należy podkreślić, że kodeksy sieciowe oraz wytyczne Komisji Europejskiej przyjmowane są w formie rozporządzeń, które obowiązują wprost w państwach członkowskim bez konieczności ich implementacji do prawa krajowego.

Uregulowania wyżej wymienionych rozporządzeń na poziomie europejskim mają przełożenie na krajowe kodeksy sieciowe, którymi są instrukcje ruchu i eksploatacji sieci. Poniżej zostały przedstawione poszczególne rozporządzenia wraz z określeniem statusu postępu prac nad nimi.

Tabela 18. Informacja na temat prac dot. rozporządzeń Komisji Europejskiej (kodeksy sieciowe i wytyczne KE)

Nazwa kodeksu / wytycznych	Zakres regulacji	Status	Spodziewany termin wejścia w życie
Rozporządzenie 2015/1222 (Guideline on Capacity Allocation and Congestion Management – CACM GL)	<ul style="list-style-type: none"> – zasady dotyczące alokacji transgranicznych zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi na rynkach dnia następnego i dnia bieżącego – wymogi ustanowienia wspólnych metod wyznaczania zdolności przesyłowych dostępnych równolegle między obszarami rynkowymi – proces przeglądu obszarów rynkowych – stosowanie transgranicznych środków zaradczych (re-dispatching i countertrading) – gwarantowanie wyznaczonych i alokowanych zdolności przesyłowych (firmness) – podział kosztów działań określonych w wytycznych 	ogłoszone ⁵³⁾	weszło w życie 14 sierpnia 2015 r.
Wytyczne dotyczące alokacji długoterminowych praw przesyłowych (Guideline on Forward Capacity Allocation – FCA GL)	<ul style="list-style-type: none"> – zasady dotyczące długoterminowych zdolności/praw przesyłowych alokowanych w drodze aukcji typu explicit (aukcje jawne na moce przesyłowe) – zasady, według których posiadacze zdolności otrzymują rekompensaty w przypadku ograniczeń (redukcji) 	proces komitologii zakończony	połowa 2016 r.
Wytyczne dotyczące bilansowania energii elektrycznej (Guideline on Electricity Balancing – EB GL)	<ul style="list-style-type: none"> – role i zadania podmiotów na rynku bilansującym – ramy współpracy między podmiotami – produkty wykorzystywane na rynku bilansującym – zasady pozyskiwania i wymiany usług bilansujących w zakresie energii i rezerw – zasady wykorzystania zdolności przesyłowych na potrzeby bilansowania – sposoby rozliczeń pomiędzy uczestnikami rynku 	Trójstronne spotkania Komisji Europejskiej, ACER i ENTSO-E (pre-komitologia)	połowa 2017 r.
Kodeks sieci dotyczący przyłączeń odbiorców (Network Code on Demand Connection – DCC NC)	<ul style="list-style-type: none"> – zasady przyłączania odbiorców oraz systemów dystrybucyjnych do wzajemnie połączonego systemu elektroenergetycznego 	proces komitologii zakończony	połowa 2016 r.
Kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączeń wytwórców do sieci (Network Code on Requirements for Grid Connection of Generators – RfG NC)	<ul style="list-style-type: none"> – wymagania dotyczące przyłączania obiektów wytwórczych, obejmujących synchroniczne jednostki wytwórcze, układy jednostek wytwórczych, w tym morskich, do połączonych systemów elektroenergetycznych – obowiązki operatorów sieci w zakresie zapewnienia odpowiedniego wykorzystania potencjału obiektów elektroenergetycznych 	proces komitologii zakończony	II kwartał 2016 r.
Kodeks sieci dotyczący połączeń wysokiego napięcia prądu stałego (Network Code on High Voltage Direct Current Connections – HVDC NC)	<ul style="list-style-type: none"> – wymogi dla połączeń wysokiego napięcia prądu stałego, połączeń między różnymi obszarami synchronicznymi oraz przyłączeń tzw. <i>Power Park Modules</i> obejmujących m.in. farmy wiatrowe 	proces komitologii zakończony	połowa 2016 r.

⁵³⁾ Dz. Urz. UE L 197 z 25.07.2015, s. 24.

Nazwa kodeksu / wytycznych	Zakres regulacji	Status	Spodziewany termin wejścia w życie
Wytyczne dotyczące działania systemu przesyłowego (Guideline on electricity transmission system operation – SO GL)⁵⁴⁾	<ul style="list-style-type: none"> – reguły bezpieczeństwa ruchowego oraz koordynacji funkcjonowania systemów przy szczególnym uwzględnieniu aspektów istotnych dla użytkowników przyłączonych do sieci przesyłowej – skoordynowana eksploatacja sieci przesyłowych oraz zoptymalizowanie pracy systemów elektroenergetycznych – skoordynowane funkcjonowanie systemów przesyłowych w celu osiągnięcia zadowalającego poziomu dotyczącego jakości częstotliwości 	proces komitologii w toku	ok. 6-10 miesięcy od zakończenia procesu komitologii
Kodeks sieci dotyczący pracy systemu w warunkach zagrożenia i odbudowy systemu po awarii (Network Code on Emergency and Restoration – E&R NC)	<ul style="list-style-type: none"> – zapewnienie bezpieczeństwa oraz ciągłości dostaw energii elektrycznej – procedury oraz czynności naprawcze realizowane w warunkach zagrożenia, blackout'u oraz odbudowy systemu po awarii – przygotowanie do obrony systemu, jego odbudowy oraz plany resynchronizacji z wyprzedzeniem, wymiana informacji, procesy operacyjne przy wejściu systemu w jedno z powyższych stadiów oraz doraźna analiza incydentów 	rekomenacja ACER do przyjęcia kodeksu	ok. 6-10 miesięcy od zakończenia procesu komitologii

Źródło: opracowanie własne URE.

Jako, że wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (CACM GL) weszły w życie 14 sierpnia 2015 r., rozpoczął się etap realizacji obowiązków nałożonych przez przepisy rozporządzenia.

Zgodnie z przepisami CACM GL wszyscy europejscy OSP złożyli właściwym organom regulacyjnym wniosek o zatwierdzenie regionów kalkulacji zdolności przesyłowych (CCR). Prezes URE otrzymał wniosek PSE S.A. w listopadzie 2015 r. Jako że decyzja w zakresie wniosku wymaga jednomyślności regulatorów, w ciągu sześciu miesięcy od otrzymania wniosku, w 2015 r. w ramach zespołu roboczego ACER trwały prace nad osiągnięciem porozumienia odnośnie treści decyzji. Prace będą kontynuowane w 2016 r.

Na podstawie przepisów rozporządzenia, Prezes URE w grudniu 2015 r. podjął decyzję o nominowaniu TGE S.A. na wyznaczonego operatora rynku energii elektrycznej (NEMO) w polskiej strefie cenowej na 4 lata. Zgodnie z przepisami CACM GL, NEMO działają w charakterze podmiotu działającego na rynkach krajowych lub regionalnych w celu dokonania, we współpracy z OSP, jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego. Ich zadania obejmują otrzymywanie zleceń od uczestników rynku, ponoszenie ogólnej odpowiedzialności za kojarzenie i przydzielanie zleceń zgodnie z wynikami jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego, publikację cen oraz prowadzenie rozrachunków i rozliczeń zawartych kontraktów wynikających z transakcji zgodnie z odpowiednimi umowami z uczestnikami oraz przepisami.

⁵⁴⁾ W 2015 r. ENTSO-E wraz z Komisją Europejską i ACER zgodzili się połączyć trzy kodeksy operacyjne: (i) kodeks sieci dotyczący bezpieczeństwa ruchowego, (ii) kodeks sieci dotyczący planowania operacyjnego i (iii) kodeks sieci dotyczący regulacji częstotliwości i mocy oraz rezerw regulacyjnych w celu utworzenia jednego dokumentu – wytycznych dotyczących działania systemu przesyłowego.

1.3.3.2. Zatwierdzanie metod alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami

Do kompetencji Prezesa URE, zgodnie z zapisami ustawy – Prawo energetyczne (art. 23 ust. 2 pkt 11b), należy zatwierdzanie metod alokacji i zarządzania ograniczeniami stosowanych na połączeniach Polski z innymi krajami UE i kontrola ich zgodności z rozporządzeniem 714/2009.

W 2015 r. Prezes URE zatwierdził metody alokacji zdolności przesyłowych na połączeniach ze Szwecją (SwePol) oraz Litwą (LitPol).

W 2015 r. trwało postępowanie z wniosku PSE S.A. o zatwierdzenie metod alokacji zdolności przesyłowych na granicach Polski z Niemcami, Czechami oraz Słowacją w ramach tzw. profilu technicznego (połączenia synchroniczne). Prowadzone było postępowanie dotyczące metod alokacji we wszystkich horyzontach czasowych: aukcje długoterminowe, dzienne i śróddzienne. Podczas analizy materiału dowodowego zebranego w trakcie postępowania administracyjnego, Prezes URE powziął wątpliwość co do zgodności metod alokacji z obowiązującym prawem unijnym. W opinii Prezesa URE jedyną prawnie skuteczną drogą do zbadania zgodności metod alokacji stosowanych w regionie z zapisami rozporządzenia 714/2009 było zastosowanie art. 7 ust. 4 rozporządzenia 713/2009, tj. poprzez zawniostkowanie o opinię ACER w przedmiocie oceny zgodności decyzji podjętych przez regulatorów z regionu CEE w zakresie zatwierdzania metod alokacji z przepisami rozporządzenia 714/2009 i załączonymi do niego wytycznymi. We wrześniu 2015 r. ACER wydała opinię⁵⁵⁾ stwierdzającą, zgodnie z wnioskiem Prezesa URE, niezgodność decyzji wydanych przez regulatorów z regionu CEE zatwierdzających metody alokacji zdolności przesyłowych z przepisami prawa unijnego. OSP i regulatorzy z regionu CEE zostali wezwani do:

- zobowiązania się, w ciągu 4 miesięcy od daty przyjęcia i opublikowania niniejszej opinii, do przyjęcia skoordynowanej procedury alokacji zdolności przesyłowych na granicy niemiecko-austriackiej, w oparciu o realistyczny lecz ambitny kalendarz wdrożenia z wyszczególnionymi konkretnymi krokami. Kalendarz wdrożenia powinien zapewnić OSP i uczestnikom rynku wystarczającą ilość czasu na przygotowanie się do tej ważnej zmiany,
- jak najszybszego zaangażowania maksymalnych środków i wysiłku w proces wprowadzenia mechanizmu łączenia rynków (Flow-Based Market Coupling) w regionie CEE oraz do konstruktywnej współpracy w celu uniknięcia wszelkich dalszych opóźnień i sporów,
- do dokonania oceny, w ciągu 4 miesięcy od daty przyjęcia i opublikowania niniejszej opinii, czy wprowadzone już środki przejściowe (np. wirtualny przesuwnik fazowy funkcjonujący od lutego 2014 r.) są wystarczające, by zapewnić bezpieczeństwo sieci lub czy konieczne są dalsze środki przejściowe skoordynowane na szczeblu regionalnym w celu zapewnienia bezpiecznej eksploatacji sieci do czasu wprowadzenia skoordynowanej procedury alokacji zdolności przesyłowych na granicy niemiecko-austriackiej.

Ponadto niemieccy i austriacki OSP oraz regulatorzy z tych krajów zostali wezwani do dokonania oceny potrzeby wprowadzenia ewentualnych przejściowych środków regulacyjnych dla uczestników rynku, towarzyszących wprowadzeniu skoordynowanej procedury alokacji zdolności przesyłowych na granicy niemiecko-austriackiej. Wszyscy zainteresowani regulatorzy otrzymali natomiast rekomendację do dalszego wspierania procesu integracji rynku w okresie przejściowym do czasu wprowadzenia skoordynowanej procedury alokacji na granicy niemiecko-austriackiej. Wsparcie to może wiązać się z zatwierdzeniem reguł zarządzania ograniczeniami, które nie są w pełni zgodne z przepisami rozporządzenia 714/2009 i jego załącznikiem do czasu wejścia w życie środka wspomnianego powyżej.

⁵⁵⁾ Opinion of the Agency for the Cooperation of Energy Regulators No 09/2015 on the compliance of National Regulatory Authorities' decisions approving the methods of allocation of cross-border transmission capacity in the Central-East Europe region with Regulation (EC) No 714/2009 and the Guidelines on the management and allocation of available transfer capacity of interconnections between national systems contained in Annex I thereto (http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Opinions/Opinions/ACER%20Opinion%2009-2015.pdf).

Austriacki regulator nie uznał opinii ACER za akt nakładający na niego oraz austriackiego OSP jakiegokolwiek obowiązki i zaskarżył opinię do Rady Odwoławczej ACER (Board of Appeal) oraz do Europejskiego Trybunału Sprawiedliwości. Rada Odwoławcza ACER uznała skargę za niedopuszczalną.

Prezes URE brał czynny udział w realizacji zaleceń opinii ACER podczas spotkań i telekonferencji z adresatami rekomendacji. W styczniu 2016 r. upłynął termin na wypełnienie zaleceń. Regulatorzy oraz OSP z regionu CEE (oraz pozostali OSP niemieccy) wystosowali list do ACER, w którym przedstawili zakres uzgodnień dotyczących wypełnienia zaleceń opinii. Ze względu na brak porozumienia we wszystkich wymaganych kwestiach, głównie w zakresie samej implementacji procedury alokacyjnej na granicy niemiecko-austriackiej, ACER zawiadomił Komisję Europejską o niewdrożeniu opinii.

W 2015 r. europejscy OSP opracowali w ramach projektu wczesnej implementacji wytycznych FCA GL zharmonizowane zasady aukcji (HAR) dotyczące alokacji zdolności długoterminowych dla całej Europy. Ze względu na oczekiwanie na opinię ACER oraz działania związane z realizacją jej zaleceń, postępowanie w sprawie zatwierdzenia HAR prowadzone przez Prezesa URE nie zostało zakończone w 2015 r.

1.4. Realizacja obowiązków dotyczących transeuropejskiej infrastruktury energetycznej

W 2015 r., Prezes URE był zaangażowany w:

- prace nad wnioskiem litewskiego operatora systemu przesyłowego LITGRID AB o transgraniczną alokację kosztów dla projektu Alytus-granica PL/LT. W rezultacie tych prac, 16 kwietnia 2015 r., ACER wydał decyzję o transgranicznej alokacji kosztu dla ww. projektu, w której wszystkie koszty przedmiotowej inwestycji alokowane zostały na litewskiego operatora systemu przesyłowego LITGRID AB⁵⁶⁾,
- prace nad wyborem projektów na drugą unijną listę projektów wspólnego zainteresowania – projektów niezbędnych do realizacji priorytetowych korytarzy i obszarów infrastruktury energetycznej określonych w załączniku I rozporządzenia 347/2013. Prace te odbywały się w grupach regionalnych, w skład których wchodził przedstawiciele: Komisji, ACER, ENTSO-E, państw członkowskich, krajowych organów regulacyjnych, operatorów systemów przesyłowych. Prezes URE uczestniczył w pracach grup: „Baltic Energy Market Interconnection Plan in electricity” (BEMIP Electricity) i „North-South electricity interconnections in Central Eastern and South Eastern Europe” (NSI East Electricity). W wyniku tych prac, 18 listopada 2015 r., została przyjęta przez Komisję druga lista projektów PCI. Na liście tej znajdują się projekty realizowane na terenie Polski, których promotorem jest PSE S.A.⁵⁷⁾

We wrześniu 2015 r., na stronie internetowej URE, opublikowany został dokument pn. „Metodologia i kryteria wykorzystywane do oceny inwestycyjnych projektów infrastrukturalnych sektora energii elektrycznej oraz ponoszonego podwyższonego ryzyka”, który opracowano zgodnie z postanowieniami art. 13 ust. 6 rozporządzenia 347/2013.

⁵⁶⁾ Decyzja dostępna jest na stronie internetowej ACER http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency-/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2002-2015.pdf.

⁵⁷⁾ http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv:OJ.L_.2016.019.01.0001.01.ENG&toc=OJ.L:2016:019:TOC

1.5. Realizacja obowiązków wynikających z ustawy o rozwiązaniu kontraktów długoterminowych (KDT)

Ustawa o rozwiązaniu KDT określa 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 elektrycznej⁵⁸⁾, 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 osierocone 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 dzień 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 za 2014 r.

W 2015 r. Prezes URE ustalił dla sześciu wytwórców uczestniczących w 2014 r. w systemie rekompensat określonym ustawą o rozwiązaniu KDT wysokość korekty rocznej kosztów osieroconych za 2014 r. oraz wysokość korekty rocznej kosztów zużycia odebranego i kosztów nieodebranego gazu ziemnego, powstałego w jednostkach opalanych gazem ziemnym za 2014 r. W sumie w powyższych sprawach zostało wydanych osiem decyzji administracyjnych w ustawowym terminie do 31 lipca 2015 r.

Tabela 19 przedstawia szczegółowe rozliczenie pomocy publicznej otrzymanej w 2014 r. przez wytwórców objętych programem pomocy publicznej.

⁵⁸⁾ Dz. U. UE L 83/1 z 28 marca 2009 r.

Tabela 19. Indywidualne rozliczenie każdego z wytwórców objętych programem pomocy publicznej z tytułu przedterminowego rozwiązania umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej za 2014 r.

Wytwórcy	Kwota zaliczek na poczet kosztów osieroconych na rok 2014 w wysokości określonej we wnioskach (art. 24)	Kwota zaliczek na poczet kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym za 2014 r. 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	Suma korekt rocznych	Saldo środków publicznych przekazanych wytwórcom z uwzględnieniem rocznych korekt
	[tys. zł]						
PGE GiEK S.A.*	299 354,431		299 354,431	559 231,412		559 231,412	858 585,843
ENEA Wytwarzanie Sp. z o.o.**	17 000,000		17 000,000	- 3 414,904		- 3 414,904	13 585,096
Elektrownia Pątnów II Sp. z o.o.	113 756,940		113 756,940	64 311,497		64 311,497	178 068,437
Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna Sp. z o.o.***	117 744,000	46 090,000	163 834,000	45 098,314	17 098,395	62 196,709	226 030,709
CEZ Chorzów S.A.****	67 860,000		67 860,000	48 276,512		48 276,512	116 136,512
Elektrociepłownia Zielona Góra S.A.	43 000,000	18 000,000	61 000,000	11 076,529	25 534,010	36 610,539	97 610,539
RAZEM	658 715,371	64 090,000	722 805,371	724 579,360	42 632,405	767 211,765	1490017,136

* Następca prawny PGE Elektrownia Opole S.A. i PGE Elektrownia Turów S.A.

** d. Elektrownia Koźlenice S.A.

*** d. Elektrociepłownia Nowa Sarzyna Sp. z o.o.

**** d. Elektrociepłownia Chorzów ELCHO Sp. z o.o.

Źródło: URE.

Wytwórcy za 2014 r. otrzymali zaliczki na poczet kosztów osieroconych oraz kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym (koszty gazu) łącznie w wysokości 722,81 mln zł. Przy czym zaliczki na pokrycie kosztów osieroconych wyniosły 658,72 mln zł, a na poczet kosztów gazu ziemnego – 64,09 mln zł. W wyniku decyzji administracyjnych Prezesa URE ustalających korekty roczne, wytwórcy powinni dodatkowo uzyskać łączną kwotę pomocy publicznej w wysokości 767,21 mln zł, z tego: z tytułu kosztów osieroconych – kwotę 724,58 mln zł oraz z tytułu kosztów gazu ziemnego – kwotę 42,63 mln zł.

W tej sytuacji **ogólne saldo środków publicznych przekazanych wytwórcom**, z uwzględnieniem otrzymanych przez wytwórców zaliczek i ustalonych ww. korekt, stanowi kwotę 1 490,02 mln zł.

Ustalenie dla wytwórcy ENEA Wytwarzanie Sp. z o.o. wysokości korekty końcowej kosztów osieroconych po zakończeniu okresu korygowania w 2014 r.

W związku z zakończeniem okresu korygowania, który trwał od 1 kwietnia 2008 r. do 31 grudnia 2014 r., Prezes URE ustalił wysokość korekty końcowej dla spółki ENEA Wytwarzanie Sp. z o.o. (d. Elektrownia Koźlenice S.A.) w ustawowym terminie do 31 sierpnia 2015 r. Korekta ta wyniosła 315 523,707 tys. zł.

Spółka ENEA Wytwarzanie Sp. z o.o. otrzymała łączną pomoc publiczną w wysokości 551 619,177 tys. zł, (tj. kwotę 347 123,913 tys. zł po zdyskontowaniu do wartości na 1 stycznia 2007 r.), na którą składają się wypłacone zaliczki na poczet kosztów osieroconych, korekty kosztów osieroconych oraz korekta końcowa. Łączna kwota tych środków, wraz z wysokością korekty końcowej, nie osiągnęła poziomu kwoty maksymalnej, określonej w załączniku nr 2 do ustawy KDT, tj. kwoty 623 612 tys. zł.

Ustalenie stawek opłaty przejściowej w 2015 r.

Prezes URE w 2015 r., stosownie do art. 12 ust. 1 ustawy o rozwiązaniu KDT, skalkulował stawki opłaty przejściowej na 2016 r. Stawki te, w porównaniu do 2015 r., spadły o ok. 4% dla gospodarstw domowych oraz o ok. 2,55% dla pozostałych odbiorców.

Poniższa tabela przedstawia skalkulowane na 2016 r. stawki opłaty przejściowej dla poszczególnych grup odbiorców oraz dla porównania stawki obowiązujące w 2015 r.

Tabela 20. Stawki netto (bez podatku VAT) opłaty przejściowej dla odbiorców końcowych skalkulowane stosownie do art. 12 ust. 1 ustawy o rozwiązaniu KDT

	Odbiorcy końcowi pobierający energię elektryczną w gospodarstwie domowym, zużywający rocznie:			Odbiorcy końcowi niewymienieni w art. 10 ust. 1 pkt 1 ustawy, których instalacje są przyłączone do sieci:			Odbiorcy specjalni, o których mowa w art. 10 ust. 1 pkt 3 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 2015 r.	0,25	1,04	3,29	0,87	2,16	4,03	1,11
Stawki netto skalkulowane na 2016 r.	0,24	1,00	3,15	0,85	2,10	3,93	1,08
Dynamika % stawek netto w 2016 r. w stosunku do 2015 r.*	96,00	96,15	95,74	97,70	97,22	97,52	97,30

* Wartości obliczone dla stawek z zaokrągleniem do dwóch miejsc po przecinku.

Źródło: URE.

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

Rozwój wytwarzania energii elektrycznej w odnawialnych źródłach wynika z potrzeby ochrony środowiska oraz wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego. Podobnie rozwój wysokosprawnej kogeneracji przyczynia się do ochrony środowiska, ale przede wszystkim poprawia efektywność jej wytwarzania. 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. Wobec zobowiązań wynikających m.in. z pakietu klimatycznego 3 × 20, Polska musi w coraz większym stopniu wykorzystywać odnawialne źródła energii, 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 finalnym 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.

Funkcjonujący w 2015 r. mechanizm wsparcia przedsiębiorców wytwarzających energię elektryczną w OZE był dwukierunkowy i polegał na obowiązkowym zakupie wytworzonej energii elektrycznej przez sprzedawcę z urzędu i obowiązkowym przesyle 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 (OZE). Natomiast mechanizm wsparcia przedsiębiorców wytwarzających energię elektryczną w wysokosprawnej kogeneracji (CHP) polega na obowiązkowym odbiorze, przesyle 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). Świadectwa pochodzenia (OZE) oraz świadectwa pochodzenia z kogeneracji (CHP), w postaci praw majątkowych z nich wynikających, mogą być przedmiotem obrotu na TGE S.A.

Warto zwrócić także uwagę, że powyższe mechanizmy wsparcia zostały uzupełnione o zwolnienia z opłat za wpis do rejestru świadectw pochodzenia prowadzonego przez TGE S.A., z opłaty skarbowej za wydanie świadectwa pochodzenia, z opłaty skarbowej za wydanie koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii⁵⁹⁾, a także z wnoszenia corocznej opłaty koncesyjnej⁶⁰⁾. Dodatkowo ustawa OZE zwolniła z wymogu uzyskania koncesji, podjęcie i wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania energii elektrycznej: w mikroinstalacji, w małej instalacji, z biogazu rolniczego, wyłącznie z biopłynów (art. 3 ustawy OZE).

Zauważyć należy, że ustawa OZE wprowadziła zmianę w terminie realizacji obowiązku w zakresie uzyskania i umorzenia świadectw pochodzenia lub uiszczenia opłaty zastępczej z 31 marca na 30 czerwca danego roku kalendarzowego (por. art. 9e ust. 14 ustawy – Prawo energetyczne – w brzmieniu obowiązującym od 4 kwietnia 2015 r. oraz art. 188 ust. 1, art. 188a ust. 1 ustawy OZE). Zatem podmioty zobowiązane, za okres od 4 kwietnia 2015 r. do 31 grudnia 2015 r., mogły zrealizować przedmiotowy obowiązek do 30 czerwca 2016 r., a realizacja obowiązku za okres od 1 stycznia 2015 r. do 3 kwietnia 2015 r. odbywała się w terminie do 31 marca 2016 r., co było przedmiotem wyjaśnień publikowanych na stronie internetowej URE, kierowanych do podmiotów zobowiązanych.

Ponadto ustawa OZE wprowadziła 4 kwietnia 2015 r. istotne zmiany w zakresie uprawnień i obowiązków odbiorców przemysłowych. W szczególności w zakresie realizacji obowiązku umorzenia świadectw pochodzenia lub uiszczenia opłaty zastępczej powstały dwie kategorie odbiorców przemysłowych, w miejsce jednej dotychczasowej (o czym mowa niżej). Kolejną istotną zmianą jest wprowadzenie ulg w realizacji obowiązku umorzenia świadectw pochodzenia lub uiszczenia opłaty zastępczej w zależności od stopnia energochłonności danego odbiorcy przemysłowego⁶¹⁾. Grupa odbiorców przemysłowych o najmniejszym stopniu energochłonności (dla których wartość współczynnika intensywności zużycia energii elektrycznej wynosi nie mniej niż 3% i nie więcej niż 20%) objęta jest zakresem obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia w odniesieniu do 80% ilości energii elektrycznej zakupionej przez tego odbiorcę na własny użytek. Kategoria odbiorców przemysłowych o średnim stopniu energochłonności (dla których wartość współczynnika intensywności zużycia energii elektrycznej wyniosła powyżej 20% i nie więcej niż 40%) objęta jest zakresem przedmiotowego obowiązku w odniesieniu do 60% ilości energii elektrycznej zakupionej przez tego odbiorcę na własny użytek. Natomiast grupa odbiorców przemysłowych

⁵⁹⁾ Przy tym zgodnie z art. 9e ust. 18 ustawy – Prawo energetyczne, zwolnienia te dotyczą przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej w instalacjach odnawialnych źródłach energii o łącznej mocy elektrycznej nieprzekraczającej 5 MW.

⁶⁰⁾ Przy tym zgodnie z art. 34 ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne, zwolnienie to dotyczy przedsiębiorstw energetycznych wytwarzających energię elektryczną w instalacjach odnawialnych źródłach energii o mocy nieprzekraczającej 5 MW, w zakresie wytwarzania energii w tych instalacjach.

⁶¹⁾ Ulgi nie dotyczą obowiązku umorzenia świadectw pochodzenia z kogeneracji lub uiszczenia opłaty zastępczej. Obowiązek ten realizowany jest w odniesieniu do 100% energii elektrycznej zakupionej przez odbiorcę przemysłowego w roku realizacji obowiązku.

charakteryzujących się najwyższym stopniem energochłonności (dla których wartość współczynnika intensywności zużycia energii elektrycznej wyniosła powyżej 40%) objęta jest zakresem ww. obowiązku w odniesieniu do 15% ilości energii elektrycznej zakupionej przez tego odbiorcę na własny użytek.

Wyżej wskazana zmiana polega również na rozszerzeniu kręgu podmiotów uprawnionych do obniżenia ponoszonych przez nich kosztów funkcjonowania systemu wsparcia OZE – o odbiorców przemysłowych zużywających poniżej 100 GWh energii elektrycznej rocznie (pod warunkiem spełnienia pozostałych kryteriów, określonych w przepisach prawa, kwalifikujących ich do skorzystania z tej ulgi). Przy czym w przypadku tych odbiorców przemysłowych do realizacji obowiązku uzyskania i umorzenia świadectw pochodzenia oraz świadectw pochodzenia z kogeneracji względnie uiszczenia opłaty zastępczej, w stosunku do energii elektrycznej sprzedanej tym odbiorcom obowiązane jest przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej lub obrotu tą energią i sprzedające tę energię ww. odbiorcom przemysłowym.

Mając na uwadze przepisy ustawy OZE oraz przepisy ustawy – Prawo energetyczne (w brzmieniu obowiązującym od 4 kwietnia 2015 r.) odnoszące się do uprawnień i obowiązków odbiorców przemysłowych, Prezes URE sporządził i opublikował w Biuletynie Informacji Publicznej:

- 24 kwietnia 2015 r. Informację nr 16/2015 w sprawie wykazu odbiorców przemysłowych, którzy złożyli oświadczenie, o którym mowa w art. 189 ust. 1 ustawy OZE,
- 24 kwietnia 2015 r. Informację nr 17/2015 w sprawie wykazu odbiorców przemysłowych, którzy złożyli oświadczenie, o którym mowa w art. 188 ust. 4 ustawy OZE,
- 13 maja 2015 r. Informację nr 20/2015 w sprawie jednolitego tekstu wykazu odbiorców przemysłowych, którzy złożyli oświadczenie, o którym mowa w art. 188 ust. 4 ustawy OZE,
- 31 grudnia 2015 r. Informację nr 48/2015 w sprawie wykazu odbiorców przemysłowych, którzy złożyli oświadczenie, o którym mowa w art. 9a ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne (w brzmieniu obowiązującym od 4 kwietnia 2015 r.),
- 31 grudnia 2015 r. Informację nr 49/2015 w sprawie wykazu odbiorców przemysłowych, którzy złożyli oświadczenie, o którym mowa w art. 52 ust. 3 ustawy OZE.

Wyłącznie podmioty uwzględnione w powyższych wykazach uprawnione są do realizacji obowiązków umorzenia świadectw pochodzenia i świadectw pochodzenia z kogeneracji w sposób określony w art. 9a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne (w brzmieniu obowiązującym od 4 kwietnia 2015 r.) oraz w art. 188 i art. 52 ustawy OZE. Przy czym pierwsze trzy wykazy dotyczą realizacji ww. obowiązków za okres od 4 kwietnia 2015 r. do 31 grudnia 2015 r., kolejne dwa – za rok 2016.

Powyższe wykazy zostały sporządzone na podstawie oświadczeń złożonych przez odbiorców przemysłowych potwierdzających spełnienie określonych w przepisach prawa kryteriów. W przypadku obowiązku uzyskania i umorzenia świadectw pochodzenia z kogeneracji względnie uiszczenia opłaty zastępczej – w sposób wskazany w art. 9a ustawy – Prawo energetyczne (w brzmieniu obowiązującym od 4 kwietnia 2015 r.) odbiorcy przemysłowi⁶²⁾ składali oświadczenia potwierdzające zużycie nie mniej niż 100 GWh energii elektrycznej. Z kolei w przypadku obowiązku uzyskania i umorzenia świadectw pochodzenia względnie uiszczenia opłaty zastępczej – w sposób wskazany w art. 188, art. 188a oraz art. 52 ustawy OZE – odbiorcy przemysłowi⁶³⁾ składali oświadczenia potwierdzające wykonywanie działalności gospodarczej oznaczonej kodami Polskiej Klasyfikacji Działalności (PKD), ilość zużytej energii elektrycznej

⁶²⁾ Zgodnie z art. 9a ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne przez odbiorcę przemysłowego rozumie się odbiorcę końcowego, którego przeważającą działalnością gospodarczą jest działalność określona w Polskiej Klasyfikacji Działalności (PKD) i oznaczona następującymi kodami: 0510; 0729; 0811; 0891; 0893; 0899; 1032; 1039; 1041; 1062; 1104; 1106; 1310; 1320; 1394; 1395; 1411; 1610; 1621; 1711; 1712; 1722; 1920; 2012; 2013; 2014; 2015; 2016; 2017; 2060; 2110; 2221; 2222; 2311; 2312; 2313; 2314; 2319; 2320; 2331; 2342; 2343; 2349; 2399; 2410; 2420; 2431; 2432; 2434; 2441; 2442; 2443; 2444; 2445; 2446; 2720; 3299; 2011; 2332; 2351; 2352; 2451; 2452; 2453; 2454; 2611; 2680; 3832.

⁶³⁾ Zgodnie z art. 188 ust. 3 oraz art. 52 ust. 6 ustawy OZE, którego przez odbiorcę przemysłowego rozumie się odbiorcę końcowego przeważającą działalnością gospodarczą jest działalność określona w Polskiej Klasyfikacji Działalności (PKD) i oznaczona następującymi kodami: 0510; 0729; 0811; 0891; 0893; 0899; 1032; 1039; 1041; 1062; 1104; 1106; 1310; 1320; 1394; 1395; 1411; 1610; 1621; 1711; 1712; 1722; 1920; 2012; 2013; 2014; 2015; 2016; 2017; 2060; 2110; 2221; 2222; 2311; 2312; 2313; 2314; 2319; 2320; 2331; 2342; 2343; 2349; 2399; 2410; 2420; 2431; 2432; 2434; 2441; 2442; 2443; 2444; 2445; 2446; 2720; 3299; 2011; 2332; 2351; 2352; 2451; 2452; 2453; 2454; 2611; 2680; 3832; dla którego wartość współczynnika intensywności zużycia energii elektrycznej wynosi nie mniej niż 3%.

oraz ilość energii elektrycznej zakupionej na własny użytek w roku kalendarzowym poprzedzającym rok realizacji obowiązku, wartość współczynnika intensywności zużycia energii elektrycznej wraz z opinią biegłego rewidenta potwierdzającą prawidłowość wyliczenia wartości współczynnika intensywności zużycia energii elektrycznej.

Podkreślić należy, że w 2015 r. odbiorcy przemysłowi zobligowani byli do realizacji za 2014 rok obowiązków, o których mowa w art. 9a ust. 1 i 8 ustawy – Prawo energetyczne (w brzmieniu obowiązującym do 3 kwietnia 2015 r.). W konsekwencji, na mocy przepisów art. 9a ust. 1a⁵ tej ustawy, odbiorcy przemysłowi (wskazani w Informacji Prezesa URE nr 41/2013 z 23 grudnia 2013 r.) zobowiązani byli do przekazania Prezesowi URE do 31 maja 2015 r. informacji o wysokości wykonanego obowiązku, o którym mowa w art. 9a ust. 1a³ ustawy – Prawo energetyczne (w brzmieniu obowiązującym do 3 kwietnia 2015 r.), ilości zakupionej energii elektrycznej na własny użytek w 2014 r., wysokości kosztu energii elektrycznej oraz wartości swojej produkcji w 2013 r., a także do złożenia oświadczenia zawierającego ww. informacje pod rygorem odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń.

Należy także nadmienić, że w 2015 r. URE w celu rozpowszechniania dostępu podmiotów zainteresowanych do „statystycznej” wiedzy na temat źródeł energii odnawialnej zlokalizowanych na terenie Polski, uwzględniając specyficzną sytuację na rynku świadectw pochodzenia, prezentował cyklicznie dane dot. OZE za pośrednictwem strony internetowej w wyodrębnionej zakładce potencjał krajowy OZE w liczbach⁶⁴). Dodatkowo co kwartał była aktualizowana internetowa mapa Polski z naniesionymi instalacjami wytwarzającymi energię elektryczną w źródłach odnawialnych.

Niezależnie od realizacji zadań w zakresie zapewnienia funkcjonowania systemu wsparcia OZE w dotychczas obowiązującym kształcie, w URE prowadzono działania w zakresie przygotowania do wdrożenia, przewidzianego przepisami ustawy OZE, aukcyjnego systemu wsparcia wytwarzania energii elektrycznej w instalacjach odnawialnego źródła energii. Działania te w zasadniczej mierze polegały na przeprowadzeniu postępowania w sprawach z zakresu zamówień publicznych, mającego na celu wybór wykonawcy internetowej platformy aukcyjnej a w dalszej kolejności na współpracy z wykonawcą tej platformy, stanowiącej w myśl przepisów ustawy OZE, internetowe narzędzie służące do przeprowadzania aukcji na sprzedaż energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii.

1.6.1. Wydawanie i umarzanie świadectw pochodzenia oraz świadectw pochodzenia z kogeneracji. Wydawanie gwarancji pochodzenia

W 2015 r. Prezes URE wydał 19 571 świadectw pochodzenia OZE, na łączny wolumen 22 661 108,656 MWh (za produkcję w 2012 r., 2013 r., 2014 r. i 2015 r.) oraz 1 514 świadectw CHP, na łączny wolumen 27 171 662,432 MWh (za produkcję w 2012 r., 2013 r., 2014 r. i 2015 r.). Ponadto Prezes URE wydał 411 gwarancji pochodzenia

Biorąc pod uwagę złożone wnioski o wydanie świadectw pochodzenia, gwarancji pochodzenia i świadectw pochodzenia z kogeneracji, Prezes URE w 37 przypadkach wydał postanowienia o odmowie ich wydania (32 świadectwa pochodzenia OZE oraz 5 gwarancji pochodzenia). Najczęstszymi przyczynami odmowy były: uchybienie przez wnioskodawców terminom przedłożenia operatorowi systemu elektroenergetycznego wniosków o wydanie świadectw/gwarancji⁶⁵), nieudokumentowanie daty rozpoczęcia rozruchu technologicznego⁶⁶), a także niespełnienie innych wymogów wynikających

⁶⁴) <http://www.ure.gov.pl/pl/rynki-energii/energia-elektryczna/odnawialne-zrodla-ener/potencjal-krajowy-oze>

⁶⁵) 45 dni od dnia zakończenia okresu wytworzenia danej ilości energii elektrycznej objętej wnioskiem OZE (art. 9e ust. 4b ustawy – Prawo energetyczne) i odpowiednio 14 dni w przypadku wniosku CHP (art. 9l ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne). W przypadku wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia wniosek taki należy złożyć w terminie 30 dni od dnia zakończenia okresu wytworzenia danej ilości energii elektrycznej objętej tym wnioskiem (art. 121 ust. 2 ustawy OZE).

⁶⁶) Zgodnie z brzmieniem § 7 ust. 2 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.

z przepisów prawa, w tym w szczególności z 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 energii⁶⁷⁾.

Tabela 21. Świadectwa pochodzenia wydane w 2015 r. (za produkcję w 2012 r. i 2013 r.) w rozbiciu na poszczególne technologie wytwarzania wraz z wolumenem energii

Rodzaj OZE	Okres wytwarzania 1 stycznia 2012 r. – 31 grudnia 2012 r.		Okres wytwarzania 1 stycznia 2013 r. – 31 grudnia 2013 r.	
	ilość energii [MWh]	liczba SP [szt.]	ilość energii [MWh]	liczba SP [szt.]
Instalacje wykorzystujące biogaz*	-	-	-	-
Instalacje wykorzystujące biomasę	-	-	1 182 576,579	19
Instalacje wykorzystujące energię promieniowania słonecznego	-	-	-	-
Instalacje wykorzystujące energię wiatru	-	-	631,417	5
Instalacje wykorzystujące hydroenergię	-	-	552,196	1
Instalacje wykorzystujące technologię współspalania biomasy, biopłynów, biogazu lub biogazu rolniczego z innymi paliwami	359,749	1	34 272,069	1
łącznie	359,749	1	1 218 032,261	26

* W tym instalacje wykorzystujące biogaz rolniczy.

Źródło: URE.

Tabela 22. Świadectwa pochodzenia wydane w 2015 r. (za produkcję w 2014 r.⁶⁸⁾ i 2015 r.) w rozbiciu na poszczególne technologie wytwarzania wraz z wolumenem energii

Rodzaj OZE	Okres wytwarzania 1 stycznia 2014 r. – 31 grudnia 2014 r.		Okres wytwarzania 1 stycznia 2015 r. – 31 grudnia 2015 r.	
	ilość energii [MWh]	liczba SP [szt.]	ilość energii [MWh]	liczba SP [szt.]
Instalacje wykorzystujące biogaz*	171 647,268	382	654 710,135	1 770
Instalacje wykorzystujące biomasę	2 752 509,180	75	2 829 559,558	197
Instalacje wykorzystujące energię promieniowania słonecznego	2 270,082	122	29 934,026	600
Instalacje wykorzystujące energię wiatru	1 604 819,187	1 594	7 271 517,756	8 250
Instalacje wykorzystujące hydroenergię	280 891,359	1 089	1 482 906,587	5 261
Instalacje wykorzystujące technologię współspalania biomasy, biopłynów, biogazu lub biogazu rolniczego z innymi paliwami	1 246 948,673	66	3 115 002,835	138
łącznie	6 059 085,749	3 328	15 383 630,897	16 216

* W tym instalacje wykorzystujące biogaz rolniczy.

Źródło: URE.

⁶⁷⁾ Dz. U. z 2012 r. poz. 1229 z późn. zm.

⁶⁸⁾ 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 dotyczące okresu wytwarzania 2014 r. mogły być składane do 14 lutego 2015 r.

Tabela 23. Gwarancje pochodzenia wydane w 2015 r. w rozbiu na poszczególne technologie wytwarzania wraz z wolumenem energii (za produkcję w 2014 r.⁶⁹⁾ i 2015 r.)

Rodzaj OZE	Okres wytwarzania 1 stycznia 2014 r. – 31 grudnia 2014 r.		Okres wytwarzania 1 stycznia 2015 r. – 31 grudnia 2015 r.	
	ilość energii [MWh]	liczba GP [szt.]	ilość energii [MWh]	liczba GP [szt.]
Instalacje wykorzystujące biogaz*	6 4673	53	9 635	12
Instalacje wykorzystujące biomasę	2 256 818	29	5 969	3
Instalacje wykorzystujące energię promieniowania słonecznego	86	7	-	-
Instalacje wykorzystujące energię wiatru	2 911 212	191	293 698	25
Instalacje wykorzystujące hydroenergię	660 873	74	44 051	8
Instalacje wykorzystujące technologię współspalania biomasy, biopłynów, biogazu lub biogazu rolniczego z innymi paliwami	1 025 387	9	-	-
łącznie	6 919 049	363	353 353	48

* W tym instalacje wykorzystujące biogaz rolniczy.

Źródło: URE.

Tabela 24. Świadectwa pochodzenia z kogeneracji wydane w 2015 r. (za produkcję w 2011 r. i 2012 r.) w rozbiu na poszczególne rodzaje jednostek kogeneracji wraz z wolumenem energii*

Rodzaje jednostek kogeneracji	Okres wytwarzania 1 stycznia 2011 r. – 31 grudnia 2011 r.		Okres wytwarzania 1 stycznia 2012 r. – 31 grudnia 2012 r.	
	ilość energii [MWh]	liczba SP CHP [szt.]	ilość energii [MWh]	liczba SP CHP [szt.]
opалana paliwami gazowymi lub o łącznej mocy elektrycznej zainstalowanej < 1 MW (CHP1)	15 128,461	3	49 197,488	4
o łącznej mocy elektrycznej zainstalowanej ≥ 1 MW, nieopалana paliwami gazowymi (CHP2)	0,000	0	0,000	0
opалana metanem uwalnianym i ujmowanym przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego lub gazem uzyskiwanym z przetwarzania biomasy (CHP3)	0,000	0	0,000	0

* Wydane na skutek prawomocnego orzeczenia sądu w trybie przewidzianym w art. 5 ust. 4 ustawy z 14 marca 2014 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw⁷⁰.

Źródło: URE.

⁶⁹⁾ Zgodnie art. 121 ust. 2 ustawy o odnawialnych źródłach energii wniosek należy przedłożyć w terminie 30 dni od dnia zakończenia okresu wytworzenia danej ilości energii elektrycznej objętej tym wnioskiem, co powoduje, że wnioski o wydanie gwarancji dotyczące okresu wytwarzania 2014 r. mogły być składane do 30 stycznia 2015 r.

⁷⁰⁾ Dz. U. z 2014 r. poz. 490.

Tabela 25. Świadczenia pochodzenia z kogeneracji wydane w 2015 r. (za produkcję w 2013 r., 2014 r.⁷¹⁾ r. i 2015 r.) w rozbiu na poszczególne rodzaje jednostek kogeneracji wraz z wolumenem energii

Rodzaje jednostek kogeneracji	Okres wytwarzania 1 stycznia 2013 r. – 31 grudnia 2013 r.		Okres wytwarzania 1 stycznia 2014 r. – 31 grudnia 2014 r.		Okres wytwarzania 1 stycznia 2015 r. – 31 grudnia 2015 r.	
	ilość energii [MWh]	liczba SP CHP [szt.]	ilość energii [MWh]	liczba SP CHP [szt.]	ilość energii [MWh]	liczba SP CHP [szt.]
opalaną paliwami gazowymi lub o łącznej mocy elektrycznej zainstalowanej < 1 MW (CHP1)	382 315,988	7	1 651 764,427	238	2 935 741,253	647
o łącznej mocy elektrycznej zainstalowanej ≥ 1 MW, nieopalaną paliwami gazowymi (CHP2)	104 004,014	13	9 731 026,844	219	11 901 095,357	257
opalaną metanem uwalnianym i ujmowanym przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego lub gazem uzyskiwanym z przetwarzania biomasy (CHP3)	-	-	116 248,992	52	285 139,608	74

Źródło: URE.

W 2015 r. odbiorcy przemysłowi, przedsiębiorstwa energetyczne, odbiorcy końcowi oraz towarowe domy maklerskie lub domy maklerskie, w celu wywiązania się za rok 2014 i 2015 z obowiązków umorzenia świadectw pochodzenia i świadectw pochodzenia z kogeneracji lub uiszczenia opłaty zastępczej, występowały do Prezesa URE z wnioskami o umorzenie tych świadectw.

W 2015 r. Prezes URE wydał 437 decyzji umarzających świadectwa OZE na łączną ilość 12 502 303,790 MWh energii elektrycznej oraz 302 decyzje umarzające świadectwa CHP na łączną ilość 13 141 988,855 MWh energii elektrycznej.

Ponadto Prezes URE wydał 2 decyzje umarzające świadectwa pochodzenia CHP tzw. „korekcyjne” na łączny wolumen 1 304,180 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 poprzednich latach kalendarzowych.

Tabela 26. Wolumen energii elektrycznej wynikający z umorzonych SP OZE w 2015 r.

W celu realizacji obowiązku za rok	Wolumen energii wynikający z umorzonych SP OZE [MWh]
2014	8 345 646,882
2015	4 156 656,908
łącznie	12 502 303,790

Źródło: URE.

⁷¹⁾ Zgodnie z art. 91 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 dotyczące okresu wytwarzania 2014 r. mogły być składane do 14 stycznia 2015 r.

Tabela 27. Wolumen energii elektrycznej wynikający z umorzonych SP CHP w 2015 r.

W celu realizacji obowiązku za rok	Wolumen energii wynikający z umorzonych SP CHP [MWh]*
2014	
CHP1	2 145 658,089
CHP2	10 499 379,758
CHP3	411 466,142
2015	
CHP1	66 529,925
CHP2	17 949,197
CHP3	1 005,774
łącznie	13 141 988,855

* Z wyłączeniem umorzeń „korekcyjnych”.

CHP1 Jednostki kogeneracji opalane paliwami gazowymi lub o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej źródła poniżej 1 MW

CHP2 Jednostki kogeneracji inne niż CHP1 i CHP3.

CHP3 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 tym do odbiorców przemysłowych na ich użytek własny w 2015 r. na poziomie 130 000 000 MWh (w dacie sporządzenia niniejszego Sprawozdania Prezes URE nie dysponuje jeszcze rzeczywistymi danymi za rok 2015) wykonany, wg danych na 31 grudnia 2015 r., udział:

- 1) energii elektrycznej wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii w 2015 r. wyniósł wg wydanych w 2015 r. świadectw pochodzenia (dla okresu wytwarzania od 1 stycznia 2015 r. do 31 grudnia 2015 r.) – 11,83% – wobec wymaganych w 2015 r. – 14,0%,
- 2) energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji w 2015 r. wyniósł wg wydanych świadectw pochodzenia z kogeneracji (dla okresu wytwarzania od 1 stycznia 2015 r. do 31 grudnia 2015 r.):
 - dla jednostki kogeneracji CHP1 – 2,26% – wobec wymaganego w 2015 r. poziomu dla CHP1 – 4,9%,
 - dla jednostki kogeneracji CHP2 – 9,15% – wobec wymaganego w 2015 r. poziomu dla CHP1 – 23,2%,
 - dla jednostki kogeneracji CHP3 – 0,22% – wobec wymaganego w 2015 r. poziomu dla CHP3 – 1,3%.

1.6.2. Kontrola realizacji obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia 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 ust. 1 i 8 ustawy – Prawo energetyczne (w brzmieniu obowiązującym do 3 kwietnia 2015 r.).

Biorąc pod uwagę terminy przewidziane do realizacji przez podmioty zobowiązane obowiązków wynikających z art. 9a ust. 1 i 8 ustawy – Prawo energetyczne (w brzmieniu obowiązującym do 3 kwietnia 2015 r.) za rok 2014, upływające: w przypadku obowiązku wynikającego z art. 9a ust. 1 tej ustawy – 31 marca 2015 r. (OZE) a w przypadku obowiązku wynikającego z art. 9a ust. 8 tej ustawy – 30 czerwca 2015 r. (CHP), kontrola ich wykonania rozpoczęła się po 30 czerwca 2015 r. i stanowiła zadanie Prezesa URE, realizowane w ciągu 2015 r.

Odnosząc się do rozliczenia obowiązków za rok 2014, wynikających z art. 9a ust. 1 i 8 ustawy – Prawo energetyczne (w brzmieniu obowiązującym do 3 kwietnia 2015 r.) (stanowiącego zadanie

Prezesa URE realizowane w ciągu 2015 r.), należy wskazać, że zgodnie z art. 9a ust. 1 i 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 (w brzmieniu obowiązującym do 3 kwietnia 2015 r.), podmiotami zobowiązanymi do realizacji w 2014 r. obowiązku, o którym mowa w art. 9a ust. 1 i 8 tej ustawy, były:

- 1) odbiorca przemysłowy, który w roku kalendarzowym poprzedzającym rok realizacji obowiązku zużył nie mniej niż 100 GWh energii elektrycznej, której koszt wyniósł nie mniej niż 3% wartości jego produkcji, a także złożył oświadczenie, o którym mowa w art. 9a ust. 1a¹ ustawy – Prawo energetyczne,
- 2) przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej lub obrotu tą energią i sprzedające tę energię odbiorcom końcowym niebędących odbiorcami przemysłowymi, o których mowa w pkt 1,
- 3) odbiorca końcowy, inny niż odbiorca przemysłowy, o którym mowa w pkt 1, będący członkiem giełdy towarowej w rozumieniu art. 2 pkt 5 ustawy z 26 października 2000 r. o giełdach towarowych 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,
- 4) towarowy dom maklerski lub dom maklerski, o których mowa w art. 2 pkt 8 i 9 ustawy z 26 października 2000 r. o giełdach towarowych, w odniesieniu do transakcji realizowanych na zlecenie odbiorców końcowych, innych niż odbiorcy przemysłowi, o których mowa w pkt 1, na giełdzie towarowej lub na rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany.

W 2015 r. Prezes URE, zgodnie z obowiązującymi rozwiązaniami ustawowymi, rozpoczął kontrolę realizacji za rok 2014 obowiązków, wynikających z art. 9a ust. 1 i 8 ustawy – Prawo energetyczne⁷²⁾, przez odbiorców przemysłowych, przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną, odbiorców końcowych oraz towarowe domy maklerskie lub domy maklerskie. I tak, każdy podmiot zobowiązany powinien za 2014 r. osiągnąć:

- 13% poziom wypełnienia obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia lub uiszczenia opłaty zastępczej, o którym mowa w art. 9a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne⁷³⁾,
- 3,9% 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 energetyczne⁷⁴⁾ – CHP1,
- 23,2% 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 energetyczne⁷⁵⁾ – CHP2,

⁷²⁾ Mechanizm wsparcia jednostek kogeneracji, o których mowa w art. 9l ust. 1 pkt 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne (tj. jednostek kogeneracji CHP1 oraz CHP2) został przywrócony z dniem 30 kwietnia 2014 r. ustawą z 14 marca 2014 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2014 r. poz. 490).

⁷³⁾ § 2a-5 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 energii (Dz. U. z 2012 r. poz. 1229 z późn. zm.).

⁷⁴⁾ Art. 4 ust. 1 pkt 1 lit. a ustawy z 14 marca o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2014 r. poz. 490) oraz art. 9a ust. 11 pkt 1 lit. a ustawy – Prawo energetyczne.

⁷⁵⁾ Art. 4 ust. 1 pkt 3 ustawy z 14 marca o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2014 r. poz. 490) oraz art. 9a ust. 11 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne.

- 1,1% 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 energetyczne⁷⁶⁾ – CHP3.

Kontrolą realizacji obowiązku za 2014 r. objęto 2 061 przedsiębiorstw energetycznych prowadzących działalność gospodarczą polegającą na wytwarzaniu lub obrocie energią elektryczną, 5 domów maklerskich (łącznie 2 066 podmioty) oraz 31 odbiorców przemysłowych. Odbiorcy przemysłowi, o których mowa w art. 9a ust. 1a pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne (w brzmieniu obowiązującym do 3 kwietnia 2015 r.) z mocy prawa byli zobowiązani do samodzielnej realizacji obowiązków wynikających z art. 9a ust. 1 i 8 ustawy – Prawo energetyczne. Na podstawie informacji przekazanych przez TGE S.A. oraz Giełdę Papierów Wartościowych ustalono, że trzech odbiorców końcowych dokonywało we własnym imieniu transakcji zakupu na giełdzie towarowej lub na rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany.

Z rozpoczętej w 2015 r. analizy realizacji za 2014 r. omawianych obowiązków wynika, że średnie wypełnienie (udział umorzonych świadectw OZE, świadectw CHP1, CHP2, CHP3 oraz uiszczonych opłaty zastępczej w wykonanej przez podmioty zobowiązane całkowitej rocznej sprzedaży energii elektrycznej) obowiązków wg stanu na 31 grudnia 2015 r. wyniosło:

- dla OZE: 12,36%, wobec wymaganego 13,00%,
- dla CHP1: 3,42% wobec wymaganego 3,9%,
- dla CHP2: 20,47% wobec wymaganego 23,2%,
- dla CHP3: 1,04% wobec wymaganego 1,1%.

W 2015 r. Prezes URE zakończył postępowania administracyjne, wszczęte w latach 2013–2014, w związku z ujawnieniem nieprawidłowości przy realizacji obowiązków wynikających z art. 9a ust. 1 i 8 (w brzmieniu obowiązującym do 3 kwietnia 2015 r.) oraz art. 28 ustawy – Prawo energetyczne za lata 2012–2013. Szczegółowe informacje dotyczące kontroli wypełnienia obowiązku w tym zakresie przedstawia tab. 28.

Tabela 28. Zestawienie prowadzonych i zakończonych w 2015 r., wszczętych w latach 2013–2014 postępowań w ramach kontroli realizacji obowiązków z art. 9a ustawy – Prawo energetyczne za lata 2012–2013

Obowiązek	Liczba decyzji umarzających postępowanie	Liczba decyzji o odstąpieniu od wymierzenia kary	Liczba decyzji o nałożeniu kary pieniężnej	łącznie wysokość nałożonych kar pieniężnych [zł]
art. 9a ust. 1	3	0	1	28 759,69
art. 9a ust. 8	3	0	3	21 057,16
art. 28	3	14	6	20 799,00
łącznie	9	14	10	70 615,85

Źródło: URE.

1.6.3. Ustalanie jednostkowych opłat zastępczych

16 lutego 2015 r. Prezes URE opublikował Informację nr 6/2015 w sprawie zwaloryzowanej jednostkowej opłaty zastępczej, jaką należy stosować w celu obliczenia opłaty zastępczej przy realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 9a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne (w brzmieniu obowiązującym do 3 kwietnia 2015 r.) w wysokości 300,03 zł/MW⁷⁷⁾.

⁷⁶⁾ Art. 4 ust. 1 pkt 2 lit. b ustawy z 14 marca o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2014 r. poz. 490) oraz art. 9a ust. 11 pkt 2 lit. a ustawy – Prawo energetyczne.

⁷⁷⁾ Działając na podstawie art. 9a ust. 3 i 4 ustawy – Prawo energetyczne, w związku z Komunikatem Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego z 15 stycznia 2015 r. w sprawie średniorocznego wskaźnika cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem w 2014 r. (M. P. z 2015 r. poz. 109).

Ponadto Prezes URE obliczył i opublikował jednostkowe opłaty zastępcze oznaczone symbolami Ozg, Ozk i Ozm na podstawie średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym.

Przy ich ustalaniu Prezes URE uwzględnił⁷⁸⁾:

- 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 przetwarzania biomasy.

Działając na podstawie art. 9a ust. 13 i 14 ustawy – Prawo energetyczne (w brzmieniu obowiązującym od 4 kwietnia 2015 r.), Prezes URE 29 maja 2015 r. ogłosił jednostkowe opłaty zastępcze obowiązujące w 2016 r. w wysokości:

- Ozg = 125,00 [zł/MWh],
- Ozk = 11,00 [zł/MWh],
- Ozm = 63,00 [zł/MWh]

1.6.4. Sprawy sporne dotyczące odmowy przyłączenia do sieci odnawialnych źródeł energii

Zgodnie z katalogiem spraw spornych zawartym w art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne do kompetencji Prezesa URE należy rozstrzyganie sporów dotyczących odmowy przyłączenia do sieci w zakresie publicznoprawnego obowiązku zawarcia umowy o przyłączenie do sieci. Jest to jeden z nielicznych przypadków możliwości ingerencji administracyjnej w regulację stosunków cywilnoprawnych. Decyzja Prezesa URE zastępuje oświadczenie woli stron i stanowi samoistną podstawę ukształtowania stosunku zobowiązaniowego w zakresie sprawy spornej między stronami. Podstawa prawna tego uprawnienia została określona w art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Zgodnie z tym przepisem przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii są obowiązane do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci z podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie do sieci, na zasadzie równoprawnego traktowania i przyłączenia, w pierwszej kolejności, instalacji odnawialnego źródła energii⁷⁹⁾, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i dostarczenia tych paliw lub energii, a żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru.

Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne odmówi zawarcia umowy o przyłączenie do sieci lub przyłączenia w pierwszej kolejności instalacji odnawialnego źródła energii, jest obowiązane niezwłocznie pisemnie powiadomić o odmowie jej zawarcia Prezesa URE i zainteresowany podmiot, podając przyczyny odmowy. Na przedsiębiorstwie energetycznym spoczywa publicznoprawny obowiązek zawarcia umowy o przyłączenie do sieci jeżeli spełnione są przesłanki ustawowe, a mianowicie jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia i odbioru, podmiot żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru oraz dysponuje tytułem prawnym do korzystania z nieruchomości, obiektu lub lokalu, do których paliwa gazowe lub energia mają być dostarczane.

Konsekwencją istnienia publicznoprawnego obowiązku przyłączenia do sieci, w razie sporu co do istnienia tego obowiązku, jest ukształtowanie umowy o przyłączenie, z ustaloną wysokością opłaty za przyłączenie określoną na podstawie art. 7 ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne. Jak wynika z utrwalonego orzecznictwa sądowego opłata ta pobierana jest za zespolenie instalacji nowego wytwórcy energii z siecią przedsiębiorstwa energetycznego i obejmuje nakłady za wykonanie tego

⁷⁸⁾ Działając na podstawie art. 9a ust. 13 i 14 ustawy – Prawo energetyczne (w brzmieniu obowiązującym od 4 kwietnia 2015 r.).

⁷⁹⁾ Art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne w brzmieniu nadanym przez art. 179 pkt 2 lit. a ustawy OZE obowiązującym od 4 maja 2015 r.

zespolenia, a nie za rozbudowę sieci przedsiębiorstwa na potrzeby przyłączenia. Przez realizację przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci do sieci elektroenergetycznej lub do sieci ciepłowniczej rozumie się budowę odcinka lub elementu sieci służącego do połączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu ubiegającego się o ich przyłączenie do sieci elektroenergetycznej lub do sieci ciepłowniczej, z pozostałą częścią sieci (art. 7 ust. 8¹ ustawy – Prawo energetyczne). Natomiast obowiązek rozbudowy sieci oraz finansowania rozbudowy sieci na potrzeby przyłączenia różnych podmiotów, nie ma charakteru bezwzględnego i aktualizuje się w warunkach określonych w art. 7 ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne. Obowiązek ten spoczywa na przedsiębiorstwie energetycznym w zakresie wynikającym z przepisów wykonawczych wydanych na podstawie art. 9 oraz art. 46 ustawy – Prawo energetyczne oraz w zakresie wynikającym z założeń i planów, o których mowa w art. 19 i 20 tej ustawy.

Jednocześnie Prezes URE nie ma kompetencji do orzekania tzw. „komercyjnych umów o przyłączenie” do sieci, których podstawa została określona w art. 7 ust. 9 ustawy – Prawo energetyczne. Zgodnie z brzmieniem ww. przepisu, 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 to może ustalić opłatę w wysokości uzgodnionej z podmiotem ubiegającym się o przyłączenie do sieci w umowie o przyłączenie do sieci; wówczas przepisów dotyczących zasad ustalania opłaty za przyłączenie do sieci nie stosuje się. Strony „komercyjnej umowy o przyłączenie” mogą kształtować wysokość opłaty za przyłączenie w sposób dowolny, a więc w sposób wykraczający poza ramy ustawowe.

W orzecznictwie Sądu Najwyższego został przedstawiony pogląd, zgodnie z którym techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia należy zawsze odnosić do konkretnego obiektu, jaki ma być przyłączany z uwzględnieniem treści składanych w toku procesu ubiegania się o przyłączenia oświadczeń woli jego stron, a także całego kontekstu funkcjonowania przedsiębiorstw sieciowych, zasad i mechanizmów rozbudowy infrastruktury sieciowej, w szczególności zaś jej finansowania oraz inwestycji w nowe moce przyłączeniowe (por. wyrok Sądu Najwyższego z 22 maja 2014 r., sygn. akt III SK 51/13).

Istotne zmiany w zakresie przyłączania źródeł do sieci wprowadziła ustawa OZE zmieniająca postanowienia ustawy – Prawo energetyczne. Niemniej należy postulować gruntowną przebudowę norm prawnych dotyczących przyłączania z uwagi na niespójność tej regulacji wynikającą z kolejnych nowelizacji. Zasadna wydaje się zatem zmiana brzmienia art. 7 ustawy – Prawo energetyczne, która zróżnicowałaby zasady przyłączania do sieci wytwórców i pozostałych podmiotów ubiegających się o przyłączenie.

Warto wskazać, że w związku z zatwierdzeniem ugód w przedmiocie ustalenia pomiędzy stronami treści umowy o przyłączenie do sieci instalacji odnawialnych źródeł energii do sieci elektroenergetycznej oraz w związku z uprawomocnieniem się, na podstawie wyroku wydanego przez Sąd Okręgowy w Warszawie 14 grudnia 2015 r., sygn. akt XVII AmE 3/15, decyzji Prezesa URE – zostały zawarte umowy o przyłączenie instalacji odnawialnych źródeł energii o łącznej mocy 153,5 MW. Powyższe dane dotyczą prowadzonych przez Prezesa URE działań mieszczących się w obszarze zadań wskazanych w *Polityce energetycznej Polski do 2030 roku* (pkt 5.1. *Cele w zakresie wykorzystania OZE*), mających na celu wzrost udziału odnawialnych źródeł energii w finalnym zużyciu energii co najmniej do poziomu 15% w 2020 r.

Należy również wskazać, że wydanie decyzji umarzających wyżej wskazane postępowania wynikało z faktu, że – w ramach podjętych przez Prezesa URE działań – strony doszły do porozumienia i zawarły przedmiotową umowę bez konieczności rozstrzygnięcia sporu przez Prezesa URE (5 spraw) lub wnioskodawca wycofał żądanie rozstrzygnięcia sporu przez Prezesa URE (9 spraw).

Tabela 29. Dane statystyczne – sprawy sporne dotyczące odmów przyłączenia odnawialnych źródeł energii do sieci elektroenergetycznej w 2015 r.

Liczba spraw rozstrzygniętych	Liczba decyzji, w których stwierdzono, że nie ciąży publicznoprawny obowiązek zawarcia umowy o przyłączenie	Liczba decyzji, w których stwierdzono, że ciąży publicznoprawny obowiązek zawarcia umowy o przyłączenie	Liczba decyzji umarzających postępowanie	Liczba ugód administracyjnych
30	13	0	14	3

Źródło: URE.

1.7. Monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w zakresie bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej

1.7.1. Monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego

Produkcja energii elektrycznej brutto w kraju w 2015 r. kształtowała się na poziomie 161 772 GWh i była wyższa o 3,3% w porównaniu z 2014 r. Krajowe zużycie energii elektrycznej wyniosło 161 438 GWh i było wyższe o 1,7% od zużycia w 2014 r. Ponieważ produkcja energii elektrycznej w 2015 r. nieznacznie przewyższała zużycie krajowe, należy zwrócić uwagę na wzrost eksportu energii elektrycznej w tym okresie.

Zdecydowana większość energii elektrycznej została wytworzona w elektrowniach zawodowych ciepłych, w tym na węglu kamiennym i brunatnym. Uwagę zwraca dalszy wzrost produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych (przede wszystkim wiatrowych).

Wybrane dane dotyczące produkcji i zużycia energii elektrycznej przedstawiono w tab. 30.

Tabela 30. Produkcja i zużycie energii elektrycznej w 2015 r.

Wyszczególnienie	Wytwarzanie [GWh]			Struktura wytwarzania [%]	
	2014 r.	2015 r.	dynamika*	2014 r.	2015 r.
Produkcja energii elektrycznej brutto w kraju	156 567	161 772	103,32	100,00	100,00
1) elektrownie zawodowe, w tym:	140 290	141 901	101,15	89,60	87,72
a) elektrownie ciepłe, w tym:	137 770	139 640	101,36	87,99	86,32
– na węglu kamiennym	80 284	81 883	101,99	51,28	50,59
– na węglu brunatnym	54 212	53 564	98,80	34,63	33,11
– gazowe	3 274	4 193	128,06	2,09	2,59
b) elektrownie wodne	2 520	2 261	89,72	1,61	1,40
2) elektrownie przemysłowe	9 020	9 757	108,17	5,76	6,03
3) elektrownie wiatrowe i inne odnawialne	7 257	10 114	139,37	4,64	6,25
Krajowe zużycie energii elektrycznej brutto	158 734	161 438	101,70		

* 2015 r. /2014 r., gdzie 2014 r. = 100

Źródło: PSE S.A.

Odnosząc się do mocy zainstalowanej i osiągalnej elektrowni krajowych, należy zauważyć, że tendencja zwykła dla obu wielkości w porównaniu z 2014 r. była kontynuowana. Na uwagę zasługuje wzrost w odniesieniu do 2014 r.:

- w elektrowniach ciepłych – mocy zainstalowanej o ponad 6% oraz mocy osiągalnej o ponad 3,4%,
- w źródłach odnawialnych – mocy zainstalowanej o ponad 46% oraz mocy osiągalnej o ponad 36%.

Przesłanką do stymulacji wzrostu mocy w źródłach odnawialnych był wymóg ukończenia przez przedsiębiorstwa inwestycji w OZE do końca 2015 r., aby uzyskać możliwość skorzystania z systemu wsparcia w obecnym systemie Zielonych Certyfikatów.

W rezultacie moc zainstalowana elektrowni zawodowych w 2015 r. zmniejszyła się o ponad 10%, a moc osiągalna tych elektrowni spadła o ponad 11% w stosunku do 2014 r.

Wybrane dane dotyczące struktury mocy zainstalowanej i osiągalnej w elektrowniach krajowych przedstawiono w tab. 31.

Tabela 31. Struktura mocy zainstalowanej i osiągalnej w elektrowniach krajowych – stan na 31 grudnia 2015 r. odniesiony do stanu na 31 grudnia 2014 r.

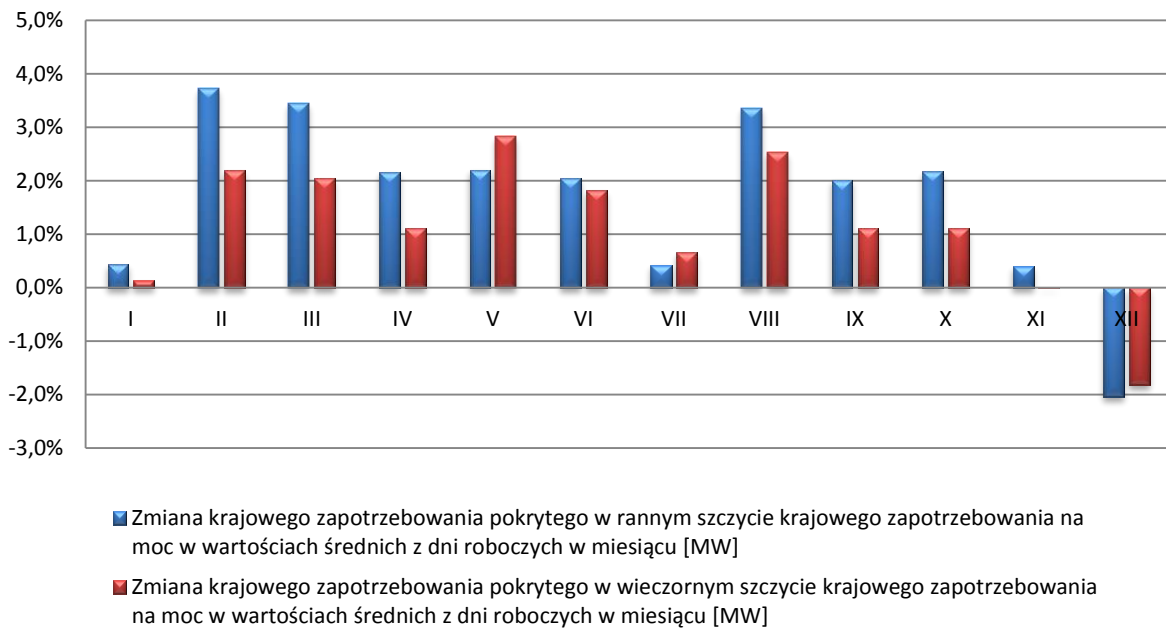
Wyszczególnienie	Moc zainstalowana [MW]			Moc osiągalna [MW]		
	2014 r.	2015 r.	dynamika*	2014 r.	2015 r.	dynamika*
Moc elektrowni krajowych ogółem, w tym:	38 121	40 445	106,10	38 477	39 777	103,38
elektrowni zawodowych, w tym:	35 508	31 927	89,91	36 038	32 069	88,99
elektrowni zawodowych ciepłych, w tym:	29 262	29 637	101,28	29 846	29 739	99,64
– na węglu kamiennym	18 995	19 348	101,86	19 654	19 443	98,93
– na węglu brunatnym	9 268	9 290	100,24	9 275	9 322	100,51
– gazowych	999	999	100,00	917	973	106,11
elektrowniach zawodowych wodnych	2 369	2 290	96,67	2 337	2 330	99,70
elektrowniach przemysłowych	2 613	2 831	108,34	2 439	2 451	100,49
źródeł odnawialnych	3 877	5 687	146,69	3 855	5 258	136,39
JWCD	24 663	24 782	100,48	25 039	25 141	100,41
nJWCD	13 458	15 664	116,39	13 438	14 636	108,92

* 2015 r./2014 r., gdzie 2014 r. = 100

Źródło: PSE S.A.

W 2015 r. średnie roczne zapotrzebowanie na moc (w odniesieniu do wartości ze szczytu wieczornego) wyniosło 22 219 MW, co stanowiło wzrost o 1,0% w stosunku do 2014 r., natomiast zapotrzebowanie maksymalne w dobowych szczytach obciążenia wyniosło 25 101 MW, co stanowi spadek o 1,7% w stosunku do 2014 r. Zmiany krajowego zapotrzebowania na moc w porannych i wieczornych szczytach zapotrzebowania zostały przedstawione na rysunku poniżej.

Rysunek 27. Zmiana krajowego zapotrzebowania na moc w szczycie porannym i wieczornym w wartościach średnich z dni roboczych poszczególnych miesięcy w 2015 r. w odniesieniu do 2014 r.

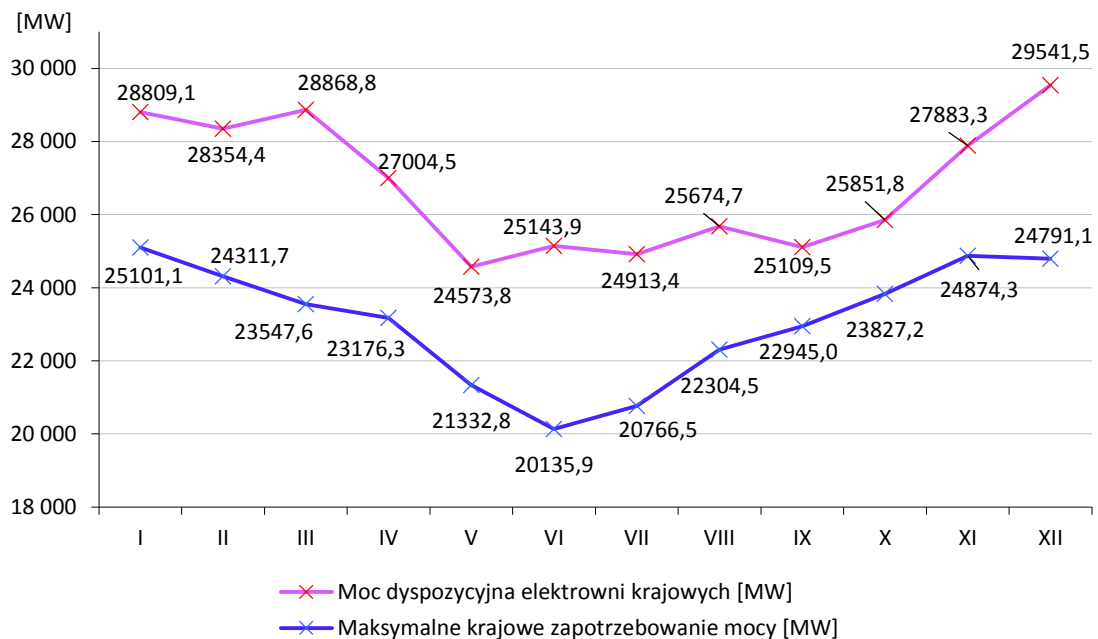


Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Największy spadek krajowego zapotrzebowania na moc nastąpił w grudniu 2015 r. w szczycie porannym i wyniósł -2% w odniesieniu do reprezentatywnego miesiąca grudnia w 2014 r. Z kolei największy wzrost zapotrzebowania na moc wystąpił w lutym w okresie szczytu rannego i wyniósł 3,7% w odniesieniu do reprezentatywnego miesiąca lutego w 2014 r.

Na rys. 28 przedstawiono relację mocy dyspozycyjnej elektrowni krajowych w odniesieniu do maksymalnego zapotrzebowania na moc w KSE w poszczególnych miesiącach 2015 r.

Rysunek 28. Moc dyspozycyjna elektrowni krajowych oraz maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc w wieczornym szczycie zapotrzebowania w wartościach średnich z dni roboczych w miesiącu dla 2015 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Wybrane wskaźniki dotyczące funkcjonowania KSE w latach 2014–2015 zostały przedstawione w tab. 32.

Tabela 32. Wybrane dane dotyczące funkcjonowania KSE w 2015 r.

Wyszczególnienie	Wartość [MW]		
	2014 r.	2015 r.	dynamika*
Moc osiągalna elektrowni krajowych**	38 216,20	38 891,30	101,77
Moc dyspozycyjna elektrowni krajowych**	26 365,50	26 763,20	101,51
Zapotrzebowanie na moc**	21 995,90	22 218,60	101,01
Maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc	25 534,80	25 101,10	98,30
	2014.01.29 godz. 17:15	2015.01.07 godz. 17:00	
Rezerwa mocy w dniu, w którym wystąpiło maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc***	3 623,90	3 441,10	94,96
Minimalne krajowe zapotrzebowanie na moc	10 745,30	12 650,30	117,73
	2014.04.21 godz. 5:30	2015.07.27 godz. 4:45	
Rezerwa mocy w dniu, w którym wystąpiło minimalne krajowe zapotrzebowanie na moc	12 996,50	11 049,30	85,02

* 2015 r. /2014 r., gdzie 2014 r. = 100

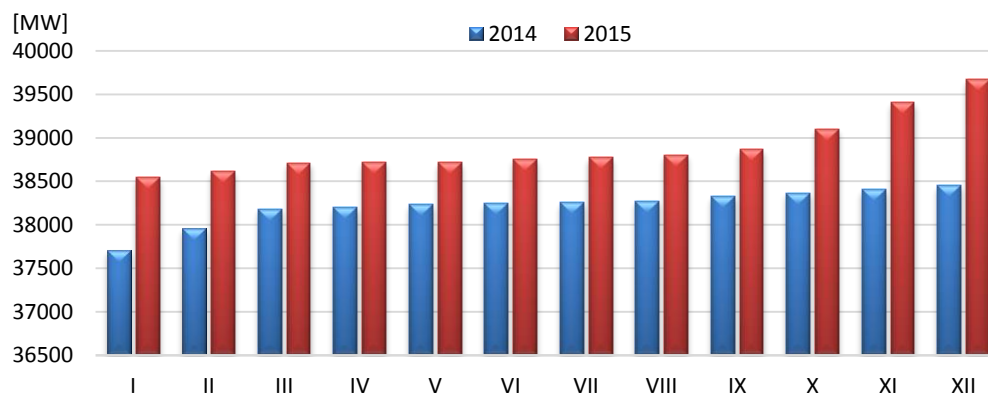
** Dane na podstawie średnich rocznych wartości ze szczytu wieczornego z dni roboczych.

*** Rezerwa mocy = rezerwa wirująca w JWCD ciepłych + rezerwa JWCD wodnych + rezerwa zimna w JWCD ciepłych.

Źródło: PSE S.A.

Średnia roczna wielkość mocy osiągalnej krajowych elektrowni ze szczytu wieczornego z dni roboczych, wzrosła z poziomu 38 216 MW w 2014 r. do wartości 38 891 MW w 2015 r., dodatkowo odpowiadająca jej średnia roczna wielkość mocy dyspozycyjnej również wzrosła z 26 366 MW w 2014 r. do 26 763 MW w 2015 r., co nie wpłynęło znacząco na zmianę relacji mocy dyspozycyjnej do osiągalnej utrzymującej się na poziomie ok. 69%.

Rysunek 29. Moc osiągalna elektrowni krajowych w porannym i wieczornym szczycie krajowego zapotrzebowania w wartościach średnich z dni roboczych w poszczególnych miesiącach 2014 r. i 2015 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

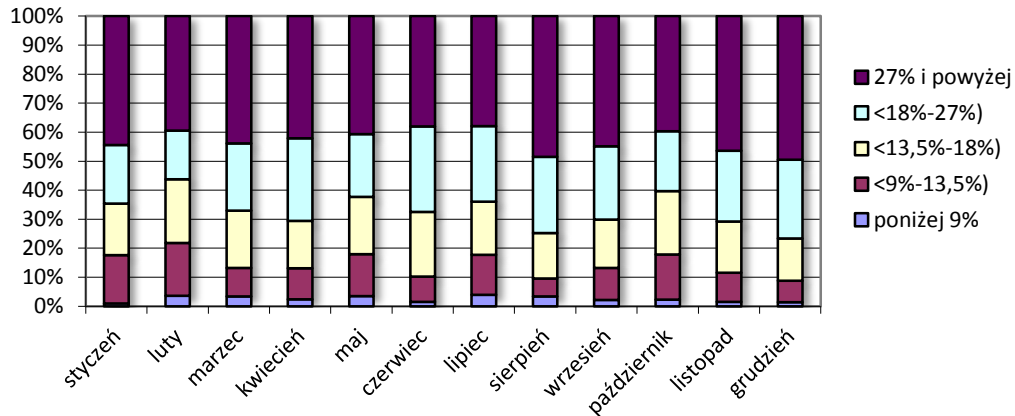
W 2015 r. najmniejsza moc osiągalna elektrowni krajowych została odnotowana w styczniu i wynosiła 38 546 MW, z kolei największa jej wartość została odnotowana w grudniu i wynosiła 39 671 MW.

Na rys. 30 oraz 31 przedstawiono procentowy udział godzin w miesiącach, w których rezerwa mocy odniesiona do wielkości zapotrzebowania osiągała poziom w określonych przedziałach, m.in. do wielkości referencyjnej ustalonej w IRiESP na poziomie 9%. Na rys. 30 przedstawione zostały poziomy

rezerwy wyliczonej jako suma rezerwy wirującej JWCD ciepłych oraz rezerwy JWCD wodnych, natomiast na rys. 31 jako suma rezerwy wirującej JWCD ciepłych, rezerwy JWCD wodnych oraz rezerwy zimnej JWCD ciepłych.

Rysunek 30. Procentowy udział godzin w miesiącach, w których rezerwa mocy (suma rezerwy wirującej JWCD ciepłych oraz rezerwy wodnych JWCD) odniesiona do zapotrzebowania osiągała poziom: poniżej 9%, od 9% włącznie do 13,5%, od 13,5% włącznie do 18%, od 18% włącznie do 27% oraz 27% i powyżej

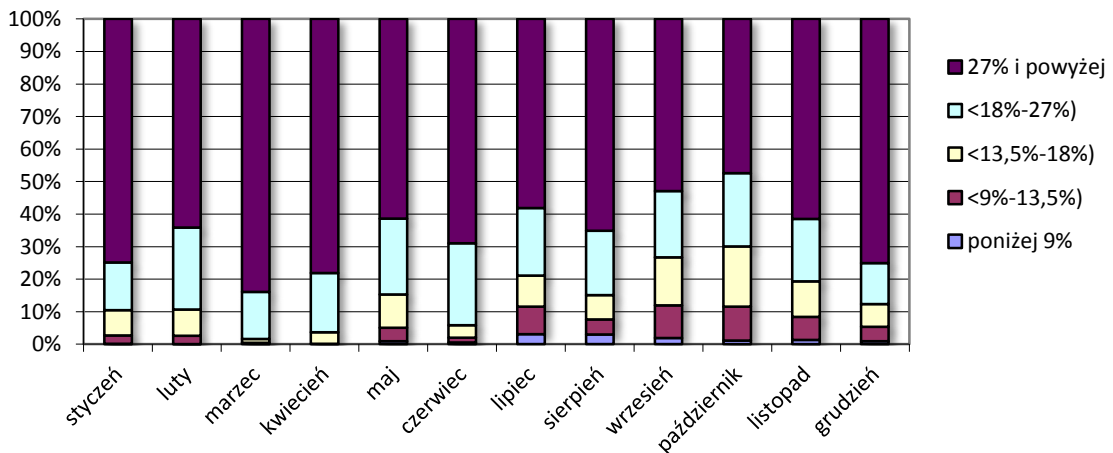
Udział godzin w danych miesiącach, w których poziom rezerwy mocy przyjmował wartości w określonych przedziałach
(poziom = rezerwa/zapotrzebowanie)
(Rezerwa - JWCD rez. wirująca + JWCD wodne)



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 31. Procentowy udział godzin w miesiącach, w których rezerwa mocy (suma rezerwy wirującej JWCD ciepłych, rezerwy wodnych JWCD oraz rezerwy zimnej w JWCD ciepłych) odniesiona do zapotrzebowania osiągała poziom: poniżej 9%, od 9% włącznie do 13,5%, od 13,5% włącznie do 18%, od 18% włącznie do 27% oraz 27% i powyżej

Udział godzin w danych miesiącach, w których poziom rezerwy mocy przyjmował wartości w określonych przedziałach
(poziom = rezerwa/zapotrzebowanie)
(Rezerwa - JWCD rez. wirująca + JWCD wodne + JWCD rez. zimna)



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Tabela 33. Minimalna i maksymalna rezerwa mocy (uwzględniająca rezerwę zimną) w 2015 r. w szczytach porannych i wieczornych (na podstawie raportów dobowych PSE S.A. ze wszystkich dni roku)

	Szczyt poranny		Szczyt wieczorny	
	rezerwa mocy [MW]	rezerwa/zapotrzebowanie [%]	rezerwa mocy [MW]	rezerwa/zapotrzebowanie [%]
min	748	3,49	1 182	5,21
max	17 716	126,99	15 971	103,07

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Maksymalne rezerwy mocy w szczytach zarówno dla porannego, jak i wieczornego wystąpiły 25 grudnia 2015 r., kiedy zapotrzebowanie na moc nie było wysokie.

Okresy, dla których rezerwa mocy (JWCD ciepłe wirujące + JWCD wodne) wynosiła poniżej poziomu referencyjnego 9% były stosunkowo krótkie, a w przypadku uwzględnienia w rezerwie mocy także rezerwy zimnej w JWCD – incydentalne. Należy zauważyć, że 21 lipca 2015 r. dla pojedynczego kwadransa, któremu odpowiada zapotrzebowanie na moc w szczycie porannym, wystąpił najniższy roczny poziom rezerwy mocy (JWCD ciepłe wirujące + JWCD wodne) w wysokości poniżej 3,5%.

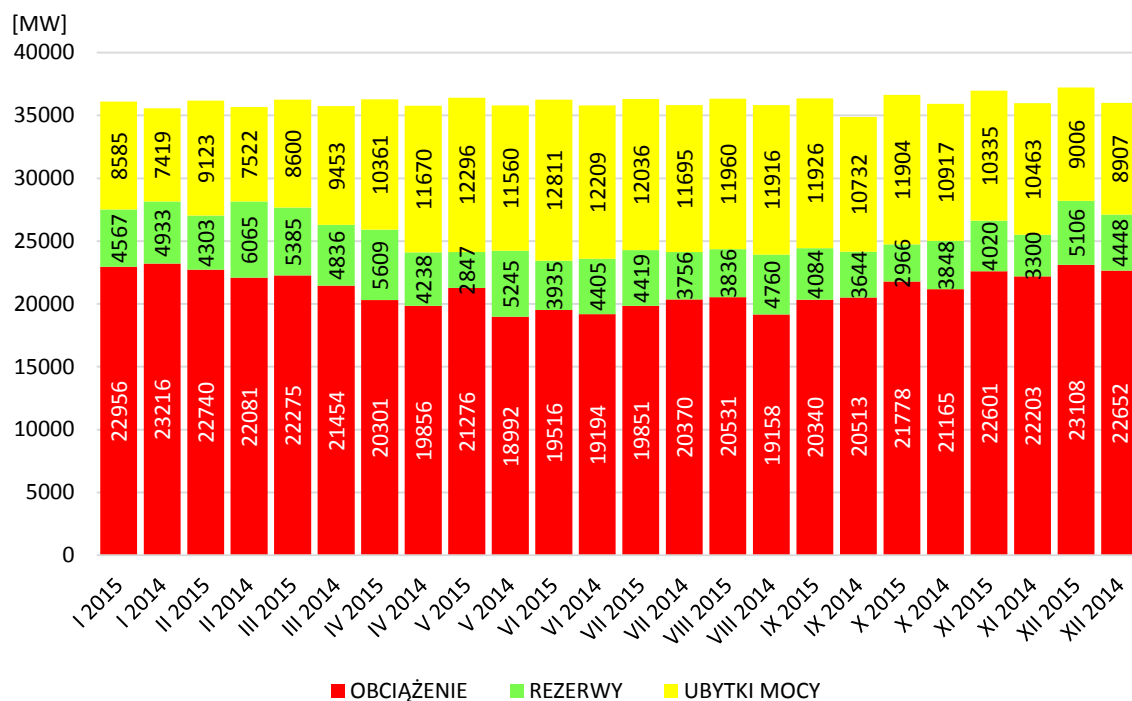
Na rys. 31 porównane zostały średnie miesięczne wartości (odpowiadające szczytom wieczornym z dni roboczych) obciążenia, ubytków oraz rezerw w systemie dla poszczególnych miesięcy 2014 r. i 2015 r. Z przedstawionych danych wynika, że w 2015 r. średni poziom rezerwy w systemie w odniesieniu do zanotowanego obciążenia kształtował się na poziomie porównywalnym z 2014 r., przy czym największe różnice wskazujące na znaczący spadek tego współczynnika w odniesieniu do danych referencyjnych z 2014 r. wystąpiły w maju oraz sierpniu 2015 r. (co odpowiada wystąpieniu sytuacji wprowadzenia ograniczeń w odbiorze energii elektrycznej w szczególności w tygodniu 33 2015 r. – „20” stopień zasilania i kontynuacja zasilania w stopniach od „11” do „16” w tym tygodniu). Największy wzrost średniego poziomu rezerw w systemie w odniesieniu do zanotowanego obciążenia w porównaniu do okresu referencyjnego sprzed roku, miał miejsce w kwietniu 2015 r. Bazując na uśrednionych wartościach miesięcznych ze szczytów wieczornych z dni roboczych przedstawionych na rys. 32, można zauważyć, że w 2015 r. średnia wartość ubytków mocy była nieznacznie większa w porównaniu z okresem 2014 r., za wyjątkiem sezonów: marzec-kwiecień oraz listopad-grudzień.

W ujęciu średniorocznym w 2015 r. w porównaniu z 2014 r., wystąpiły zauważalne spadki rezerw mocy w elektrowniach zawodowych oraz ubytków mocy związanych z remontami kapitalnymi, średnimi oraz awaryjnymi.

Zauważając tego rodzaju tendencje na rynku energii elektrycznej, Prezes URE od kilku lat zwraca uwagę na konieczność niezwłocznego podjęcia przez właściwe podmioty, tj. PSE S.A. oraz Ministerstwo Gospodarki/Ministerstwo Energii, prac mających na celu usunięcie krytycznej sytuacji w zakresie zapewnienia dostaw energii elektrycznej na potrzeby KSE, która może zaistnieć w przyszłości, a także wypracowania rozwiązań w zakresie powstania dwutowarowego rynku energii elektrycznej.

Dynamicznie zmieniająca się sytuacja potwierdza zasadność tych działań.

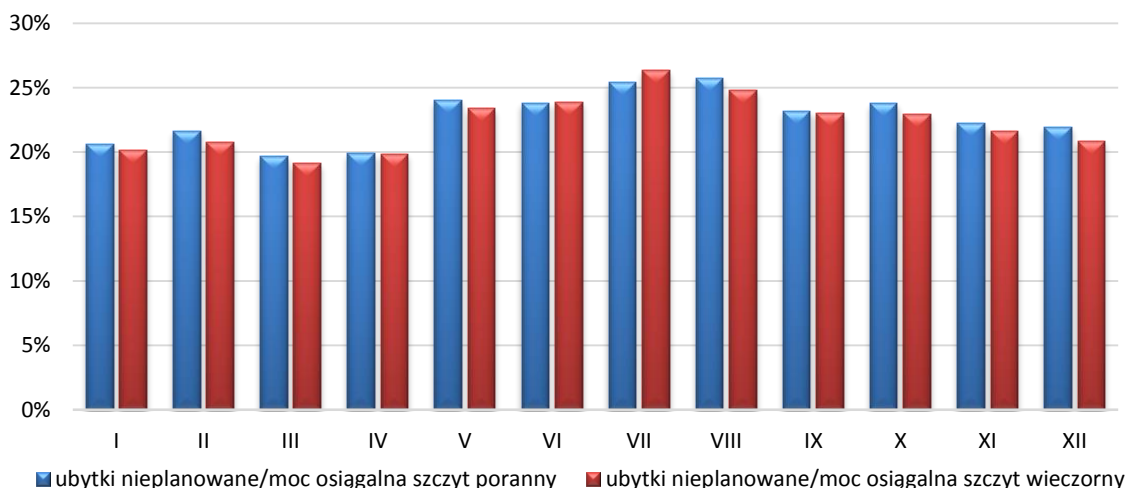
Rysunek 32. Elektrownie zawodowe – porównanie wybranych aspektów pracy w 2015 r. i w 2014 r. (na podstawie średnich miesięcznych wartości ze szczytów wieczornych w dniach roboczych)



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Nieplanowane ubytki mocy odniesione do mocy osiągalnej w szczycie porannym i wieczornym były do siebie zbliżone, a największe różnice nie przekroczyły 1% (w ramach nieplanowanych ubytków mocy uwzględniono ubytki spowodowane remontami bieżącymi i awaryjnymi, ponadto eksploatacyjne, ciepłownicze oraz ubytki ze względu na warunki pracy sieci – bez remontów o charakterze długoterminowym).

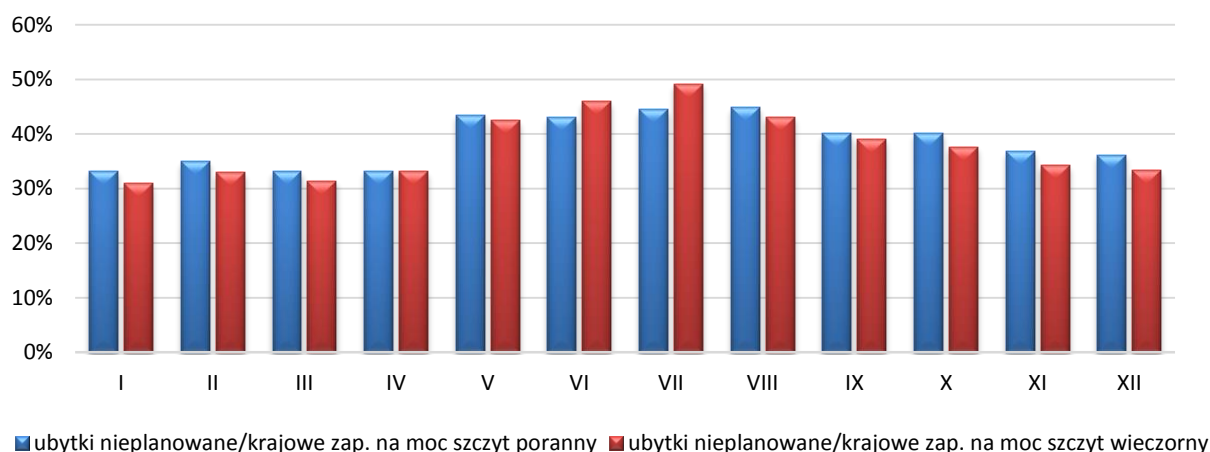
Rysunek 33. Ubytki mocy (nieplanowane) odniesione do mocy osiągalnej w porannym i wieczornym szczycie krajowego zapotrzebowania na moc z dni roboczych poszczególnych miesięcy w 2015 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Największe ubytki mocy (nieplanowane) w odniesieniu do krajowego zapotrzebowania na moc z dni roboczych wystąpiły w okresie letnim (czerwiec-sierpień 2015 r.), osiągając jednocześnie ekstremum dla szczytu wieczornego w lipcu 2015 r. przy wartości 49%.

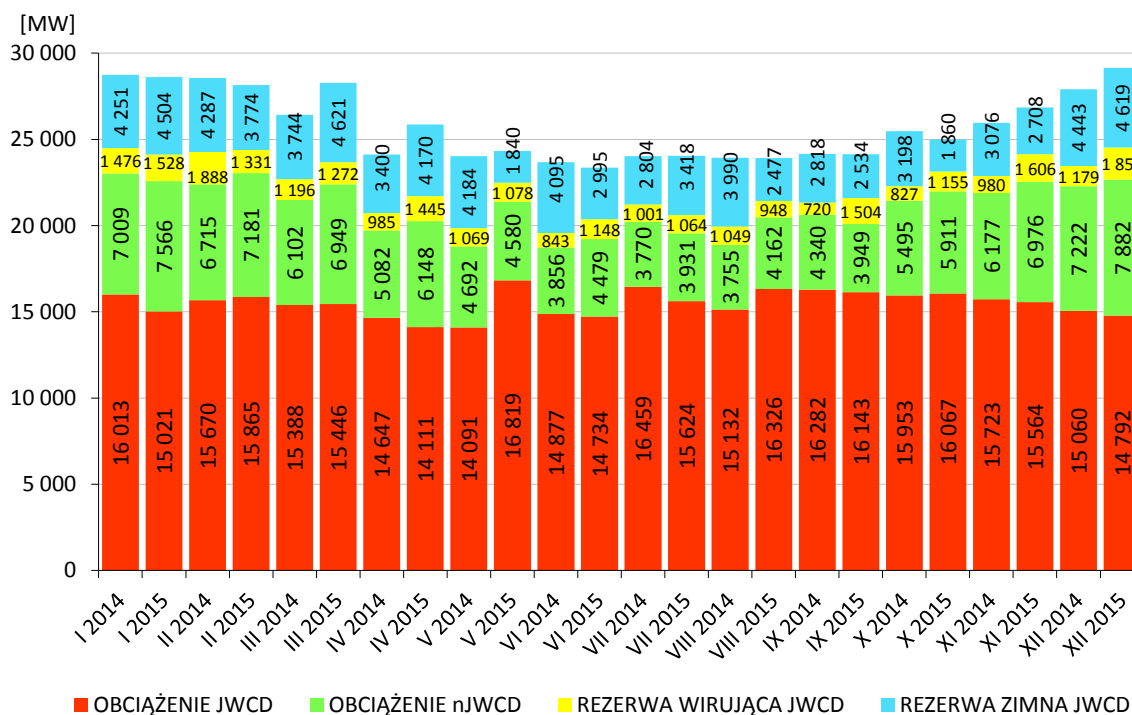
Rysunek 34. Ubytki mocy odniesione do krajowego zapotrzebowania na moc w porannym i wieczornym szczycie tego zapotrzebowania z dni roboczych poszczególnych miesięcy w 2015 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Na rys. 35 przedstawiono dane z zakresu mocy dyspozycyjnej oraz rezerw mocy w elektrowniach krajowych w latach 2014–2015, z których wynika, że średnie roczne obciążenie Jednostek Wytwórczych Centralnie Dysponowanych (JWCD) pozostało na poziomie porównywalnym jak w 2014 r., z kolei obciążenie nJWCD zwiększyło się znacznie w porównaniu z rokiem poprzednim o ponad 8,5%. Zestawiając średnioroczne wielkości rezerwy wirującej i zimnej z JWCD w stosunku do obciążenia JWCD, należy zauważyć, że udział liczony jako stosunek rezerwy do obciążenia, w przypadku rezerwy wirującej nie zmienił się znacząco: wzrósł z wartości 7,1% w 2014 r. do 8,5% w 2015 r., natomiast rezerwy zimnej zmalał z wartości 23,9% do 21,2%.

Rysunek 35. Moce dyspozycyjne i rezerwy mocy w elektrowniach krajowych dostępne dla OSP w 2015 r. w odniesieniu do 2014 r. – wartości średnie miesięczne z dobowego szczytu krajowego zapotrzebowania na moc



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

1.7.2. Uzgadnianie projektów planów rozwoju elektroenergetycznych przedsiębiorstw sieciowych

Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność polegającą na przesyłaniu lub dystrybucji energii elektrycznej, wypełniając swoje ustawowe obowiązki realizuje szereg zadań inwestycyjnych, charakteryzujących się ponoszeniem znacznych środków finansowych w dłuższym horyzoncie czasowym. Projekty te są zróżnicowane, dotyczą zarówno prac elektryczno-budowlanych, jak również informatycznych czy teleinformatycznych. Wszystkie projekty realizowane przez Przedsiębiorstwo znajdują się w planie rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną, który uzgadniany jest z Prezesem URE. Projekty planów rozwoju podlegają uzgodnieniu z Prezesem URE z wyłączeniem przedsiębiorstw wykonujących działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji dla mniej niż 100 odbiorców, którym przedsiębiorstwo to dostarcza rocznie mniej niż 50 GWh tej energii.

Prezes URE uzgadniając plany rozwoju weryfikuje przede wszystkim ich zgodność z ustawą i przepisami wykonawczymi do tej ustawy oraz z założeniami polityki energetycznej państwa, współpracując przy tym z właściwymi miejscowo zarządami województw. Ponadto uzgadnia nakłady inwestycyjne w takiej wysokości, aby koszty z nich wynikające mogły stanowić podstawę do kalkulacji taryfy z zachowaniem wymogu, o którym mowa w art. 16 ust. 10 ustawy – Prawo energetyczne. Zgodnie z tym przepisem plany powinny zapewniać długookresową maksymalizację efektywności nakładów i kosztów ponoszonych przez przedsiębiorstwa energetyczne, tak aby nakłady i koszty nie powodowały w poszczególnych latach nadmiernego wzrostu cen i stawek opłat dla energii elektrycznej, przy zapewnieniu ciągłości, niezawodności i jakości dostaw.

Uzgodniony poziom nakładów inwestycyjnych pięciu największych OSD i OSP na lata 2015–2016, przedstawia tab. 34. W tabeli przedstawiono również poziom zrealizowanych nakładów inwestycyjnych w latach 2013–2014.

Tabela 34. Nakłady inwestycyjne pięciu OSD oraz OSP, ceny bieżące

	Wykonanie 2013 [mln zł]	Wykonanie 2014 [mln zł]	Plan 2015 [mln zł]	Plan 2016 [mln zł]
Nakłady inwestycyjne	6 636	6 482	6 800	6 361

Źródło: URE.

Operator systemu przesyłowego (OSP)

We wrześniu 2015 r., zgodnie z art. 16 ust. 13 ustawy – Prawo energetyczne⁸⁰⁾, przedsiębiorstwo energetyczne PSE S.A. przekazało w celu uzgodnienia z Prezesem URE projekt planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2016–2025. Do końca 2015 r. proces uzgodnieniowy nie został zakończony.

⁸⁰⁾ W 2013 r. nastąpiła nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne. Zgodnie z art. 17 ustawy nowelizującej, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego został zobowiązany do opracowania planu rozwoju w brzmieniu nadanym ustawą po raz pierwszy w terminie 2 lat od dnia wejścia w życie tej ustawy. Powyższa regulacja oznacza, że pierwszy plan rozwoju odpowiadający wymaganiom art. 16, w znowelizowanym brzmieniu, powinien zostać opracowany w ciągu 2 lat licząc od 11 września 2013 r., tj. do 10 września 2015 r. Nowelizacja Prawa energetycznego wprowadziła również zmiany w wymaganej treści dokumentu. Najistotniejsze z nich to: obowiązek przeprowadzenia konsultacji planów rozwoju z zainteresowanymi stronami i obowiązek sporządzenia raportu z konsultacji, określenie 10-letniego horyzontu planu, konieczność uwzględnienia w krajowych planach rozwoju 10-letniego planu rozwoju o zasięgu wspólnotowym.

Operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSD)

W 2015 r., z udziałem przedstawicieli PTPIREE, prowadzono prace polegające na dostosowaniu Kwestionariusza projektu planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną do nowego okresu obowiązywania planu. Prace te prowadzono z uwagi, że pięciu największych OSD w 2016 r. zobowiązanych jest do przedłożenia Prezesowi URE do uzgodnienia planu rozwoju na lata 2017–2022. Lata 2017–2019 stanowiąc będą aktualizację planu rozwoju uzgodnionego z Prezesem URE na lata 2014–2019. Ostateczna wersja kwestionariusza została zamieszczona na stronie internetowej URE: <http://ure.gov.pl/pl/przydatne-formularze/energia-elektryczna/4419,Wytyczne-do-planow-rozwoju-dla-OSD.html>.

Energetyka przemysłowa

W 2015 r. zostało przekazanych do Prezesa URE 12 projektów planów rozwoju oraz 12 projektów aktualizacji planu rozwoju przedsiębiorstw tzw. energetyki przemysłowej zobowiązanych, zgodnie z zapisami art. 16 ustawy – Prawo energetyczne, do ich uzgadniania. Prezes URE uzgodnił 11 projektów planów rozwoju, w tym 3 projekty przekazane do uzgodnienia w 2014 r. oraz 16 projektów aktualizacji planu rozwoju, z których 8 zostało przekazanych Prezesowi URE w 2014 r.

1.7.3. Udzielanie zgody na budowę linii bezpośredniej

Zgodnie z art. 7a ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne budowa linii bezpośredniej, zdefiniowanej w art. 3 pkt 11f 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.

1.7.4. 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 elektrycznej⁸¹⁾,

⁸¹⁾ Art. 11c ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne stanowi, że zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej może powstać w szczególności w następującym:

- 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. z 2014 r. poz. 333 z późn. zm.),

- 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 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.

Kwestie szczegółowe dotyczące zasad i trybu wprowadzania ograniczeń, czyli sposób wprowadzania ograniczeń, rodzaje odbiorców objętych ograniczeniami, zakres i okres ochrony odbiorców, zakres planów wprowadzania ograniczeń oraz sposób podawania informacji o ograniczeniach do publicznej wiadomości określa rozporządzenie Rady Ministrów z 23 lipca 2007 r. w sprawie szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła⁸²⁾, wydanym na podstawie art. 11 ust. 6 i ust. 6a ustawy – Prawo energetyczne. Jak stanowi ww. rozporządzenie 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. Plany ograniczeń dla energii elektrycznej określają wielkości maksymalnego poboru tej energii dla poszczególnych odbiorców i stopni zasilania.

Stosownie do § 8 ust. 1 ww. rozporządzenia operatorzy systemu przesyłowego elektroenergetycznego, systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego opracowują plany wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej. Opracowany przez OSP plan ograniczeń, zgodnie z § 8 ust. 2 powołanego powyżej rozporządzenia podlega corocznej aktualizacji w terminie do 31 sierpnia, przy czym jak stanowi § 8 ust. 3 pkt 1, opracowany przez OSP plan ograniczeń i jego aktualizacje podlegają uzgodnieniu z Prezesem URE. Natomiast plany ograniczeń i ich aktualizacje opracowywane przez OSD podlegają uzgodnieniu z OSP (§ 8 ust. 3 pkt 2 ww. 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 ograniczaniu emisji, negatywnie oddziałujących na środowisko.

-
- 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.

⁸²⁾ Dz. U. z 2007 r. Nr 133, poz. 924.

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 S.A.

Wniosek o uzgodnienie aktualizacji planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na okres od 1 września 2015 r. do 31 sierpnia 2016 r., opracowanego przez OSP zawarty został w piśmie z 22 maja 2015 r. W toku postępowania administracyjnego mającego na celu uzgodnienie planu ograniczeń OSP został wezwany do uzupełnienia przedłożonej dokumentacji poprzez złożenie wyjaśnień dotyczących procesu uzgadniania maksymalnego poboru mocy elektrycznej w danym stopniu zasilania oraz prognozowanych efektów wprowadzania stopni zasilania z poszczególnymi operatorami systemów dystrybucyjnych i odbiorcami, których moc umowna ustalona została powyżej 300 kW, przyłączonymi do jego sieci.

Przeprowadzona analiza przedstawionej przez OSP aktualizacji planu wprowadzania ograniczeń, uzyskanych od OSP dodatkowych materiałów źródłowych oraz dalszych wyjaśnień w sprawie, pozwoliły Prezesowi URE wydać 28 lipca 2015 r. decyzję, w której stwierdził on, że przedstawiona aktualizacja planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, na okres od 1 września 2015 r. do 31 sierpnia 2016 r., spełnia wymogi określone w przepisach ustawy – Prawo energetyczne oraz rozporządzenia i uznał tę aktualizację za uzgodnioną.

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 godz. (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 sierpniu 2015 r. doszło do podjęcia przez OSP działań w oparciu o wskazane wyżej regulacje prawne.

W przedstawionym Prezesowi URE przez PSE S.A. *Raporcie zawierającym ustalenia dotyczące przyczyn powstałego zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, zasadności podjętych działań i zastosowanych środków w celu jego usunięcia, staranności i dbałości operatorów systemu elektroenergetycznego oraz użytkowników systemu, w tym odbiorców energii elektrycznej, o zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w okresie 10.08.2015 r. – 31.08.2015 r.* operator systemu przesyłowego wskazał propozycje zmian odnoszące się do zapisów i sposobu aktualizacji planów wprowadzania ograniczeń, których skuteczność należy przeanalizować.

1.7.5. Monitorowanie wypełniania obowiązku utrzymywania zapasów paliw

Badania i kontrole w 2015 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 energetycznych⁸³⁾.

W celu oceny realizacji obowiązku określonego w art. 10 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE w 2015 r. podejmował stosowne działania polegające na przeprowadzeniu badań – monitoringów stanu zapasów oraz kontroli.

Monitoringi polegały na zebraniu informacji o stanie utrzymywanych zapasów paliw od grupy jednostek objętych danym badaniem. Informacje pozyskiwano na podstawie art. 28 ustawy – Prawo energetyczne. Każde z takich badań obejmowało grupę tzw. elektrowni/elektrociepłowni systemowych oraz w niektórych badaniach dodatkowo grupę przedsiębiorstw wytwarzających energię elektryczną lub ciepło na skalę lokalną. W trakcie przedmiotowych badań, dokonywanych czterokrotnie w ciągu 2015 r., badano realizację obowiązku utrzymywania zapasów paliw w odpowiedniej ilości odnośnie 444 źródeł wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła. W ww. liczbie źródeł znajdują się źródła wytwarzania energii elektrycznej, w których przeprowadzono badanie w ciągu 2015 r. kilkakrotnie w związku z podejmowaniem przez Prezesa URE działań monitorujących wobec wytwórców systemowych posiadających Jednostki Wytwórcze Centralnie Dysponowane, ponieważ są to jednostki wytwórcze o szczególnym znaczeniu dla KSE.

W 2015 r. po ujawnieniu nieprawidłowości w trakcie badania stanu zapasów paliw, przeprowadzono dwie kontrole. Art. 80a ust. 2 ustawy o swobodzie działalności gospodarczej stanowi, że kontrola lub poszczególne czynności kontrolne, za zgodą kontrolowanego, mogą być przeprowadzane również w siedzibie organu kontroli, jeżeli może to usprawnić prowadzenie kontroli. Jednocześnie art. 10 ust. 4 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne, upoważnia Prezesa URE do analizy dokumentów dotyczących ewidencjonowania zapasów.

Przeprowadzone kontrole wykazały wystąpienie nieprawidłowości i w związku z tym zostały wszczęte postępowania o nałożenie kary pieniężnej. W jednym przypadku odstąpiono od wymierzenia kary.

Ponadto, w 2015 r. zostały przeprowadzone przez Prezesa URE dwie kontrole stanu zapasów paliw w siedzibie przedsiębiorstw energetycznych i w miejscu gromadzenia i utrzymywania zapasów paliw, które nie wykazały nieprawidłowości.

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 – 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:

⁸³⁾ Dz. U. z 2003 r. Nr 39, poz. 338 oraz z 2010 r. Nr 108, poz. 701, zwane dalej „rozporządzeniem”.

- 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. Uwzględnić przy tym należy, że 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 2015 r. do Prezesa URE wpłynęła jedna informacja od przedsiębiorstwa energetycznego o obniżeniu zapasów paliw poniżej poziomu określonego w rozporządzeniu. Wobec tego przedsiębiorstwa 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. W trakcie wyjaśnień stwierdzono, że przedsiębiorstwo obniżyło obowiązkowe zapasy paliw z przyczyn niezależnych od przedsiębiorstwa, a uzupełnienie zapasu paliw do poziomu określonego w ww. rozporządzeniu nastąpiło w przewidzianym ustawowo terminie.

1.7.6. Monitorowanie 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 KSE,
- 2) pozyskiwanie i analiza informacji o stanie infrastruktury sieciowej oraz potrzebach inwestycyjnych operatorów systemu przesyłowego (OSP) oraz dystrybucyjnych (OSD) w trakcie uzgadniania projektów planów rozwoju przedsiębiorstw sieciowych.

W toku monitorowania, szczególną uwagę przykładano do możliwości pokrycia bieżącego zapotrzebowania na moc i energię elektryczną, bezpieczeństwa operacyjnego systemu elektroenergetycznego oraz dyspozycyjności urządzeń, w tym jednostek wytwórczych.

W 2015 r. wielkość mocy zainstalowanej utrzymywała się na stosunkowo wysokim poziomie przekraczającym 40 GW, przy uwzględnieniu dynamiki tego wzrostu o ponad 6% (r/r). Wzrostowi temu towarzyszył równoległy wzrost mocy osiągalnej o ok. 3,4%.

Analizując poziom **mocy dostępnej dla OSP** w kontekście zapotrzebowania na tę moc w systemie elektroenergetycznym należy stwierdzić, że z punktu widzenia wartości średniomiesięcznych dla 2015 r. kształtowały się one na poziomie bezpiecznym dla zapewnienia bieżącego bezpieczeństwa funkcjonowania KSE.

Jednak dokonując oceny kompleksowej tego zagadnienia, należy dodatkowo odnieść się do dynamiki zmian rezerw tej mocy w urządzeniach wytwórczych, które nie przekroczyły odpowiadających im wartości z roku poprzedniego (2014), odnotowując istotny spadek o ponad 5% dla dni, w których wystąpiło maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc oraz znaczący spadek o ponad 15% dla dni, w których wystąpiło minimalne krajowe zapotrzebowanie na moc. Dlatego też, dla wybranych okresów dziennych przypadających głównie w sezonie letnim 2015 r. wystąpiły sytuacje, w których ze względu na brak dostatecznych rezerw mocy poziom mocy dyspozycyjnej dla OSP był niewystarczający do pełnego pokrycia krajowego zapotrzebowania. W efekcie tego doszło do wprowadzenia przymusowych ograniczeń konsumpcji energii elektrycznej, poprzez wprowadzenie awaryjnych stopni zasilania (33 tydzień 2015 r. rozpoczynający się od 10 sierpnia 2015 r. – wprowadzony „20” stopień zasilania i kontynuacja zasilania w stopniach od „11” do „16” w tym tygodniu). Niekorzystne warunki meteorologiczne wynikające z upałów występujących w całym kraju oraz bezwietrzność w połączeniu z trudną sytuacją hydrologiczną największych polskich rzek, spowodowały ograniczenia w pracy urządzeń wytwórczych. Dodatkowo wystąpiły przedłużające się awaryjne postoje dużych bloków wytwórczych, a tym samym wystąpienie łącznych ubytków mocy (10 sierpnia 2015 r.), poprzez spadek dostępnych rezerw wytwórczych w wysokości ponad 5,5 tys. MW. Był to poziom kilkakrotnie wyższy od średniego i nienotowany w ciągu ostatnich kilku lat, w efekcie przesądzający o zaistnieniu stanu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

Warto również nadmienić, że przypadające na 7 stycznia 2015 r. maksymalne zapotrzebowanie na moc w KSE (25,1 MW) nie przekroczyło odpowiedniej wielkości z 2014 r. (odnotowano spadek o 1,7% r/r).

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 2 lata. Rozszerza to zatem zakres monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej o horyzont długoterminowy.

Rok 2015 był drugim rokiem wprowadzenia zmodyfikowanych zasad wyznaczania i rozliczania rezerwy mocy w celu stworzenia mechanizmu wspierającego utrzymywanie w systemie odpowiedniej nadwyżki mocy – odpowiednie rozwiązania zawarto w karcie aktualizacji IRiESP, która została opracowana przez PSE S.A. i zatwierdzona przez Prezesa URE w 2013 r. Modyfikacje zasad rozliczania operacyjnej rezerwy mocy zostały wprowadzone kartami aktualizacji nr CB/12/2014 oraz nr CB/14/2015 IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi opracowanymi i zatwierdzonymi odpowiednio w 2014 r. i 2015 r. Wprowadzone zmiany miały na celu zapewnienie stabilności wykonania budżetu tego mechanizmu w okresie adekwatnym do okresu planowania wynikającego z taryfy PSE S.A. w pierwszym przypadku oraz zwiększenie zachęt do oferowania zdolności wytwórczych JG_{wa} na Rynku Bilansującym w drugim przypadku. Tworzenie takich zachęt będzie szczególnie istotne w najbliższym okresie ze względu na trudną sytuację bilansową KSE. Stąd też zmiany ukierunkowane na osiągnięcie wyżej wymienionych celów należy uznać za idące we właściwym kierunku.

Gromadzenie i przekazywanie do Komisji Europejskiej informacji o projektach inwestycyjnych będących w obszarze zainteresowania Unii Europejskiej

W świetle art. 23 ust. 2 pkt 19 ustawy – Prawo energetyczne, w brzmieniu obowiązującym od 30 października 2015 r., Prezes URE jest zobowiązany do gromadzenia informacji dotyczących istniejącej, będącej w budowie lub planowanej infrastruktury energetycznej w sektorach:

- a) gazu ziemnego i energii elektrycznej, w tym energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych z wyłączeniem infrastruktury dotyczącej wytwarzania energii elektrycznej z biogazu rolniczego;
- b) biopaliw ciekłych, o których mowa w ustawie o biokomponentach i paliwach ciekłych;

– znajdujących się w obszarze zainteresowania UE i przekazywania ich do ministra właściwego do spraw energii, w terminie do 15 lipca roku sprawozdawczego, o którym mowa w rozporządzeniu 256/2014 w zakresie określonym w pkt 2-4 załącznika do tego rozporządzenia⁸⁴⁾.

Powyższy obowiązek wynika z rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 256/2014 z 26 lutego 2014 r. w sprawie zgłaszania Komisji projektów inwestycyjnych dotyczących infrastruktury energetycznej w Unii Europejskiej, zastępującego rozporządzenie Rady (UE, Euratom) nr 617/2010 oraz uchylającego rozporządzenie Rady (WE) nr 736/96, zwanego dalej „rozporządzeniem 256/2014” oraz rozporządzenia wykonawczego Komisji (UE) nr 1113/2014 z 16 października 2014 r. ustanawiającego format i szczegóły techniczne zgłoszenia, o którym mowa w art. 3 i 5 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 256/2014 oraz uchylającego rozporządzenia Komisji (WE) nr 2386/96 i (UE, Euratom) nr 833/2010, zwanego dalej „rozporządzeniem 1113/2014”. Jednocześnie należy mieć na uwadze, że powyższe rozporządzenia mają zasięg ogólny, wiążą w całości i są bezpośrednio stosowane we wszystkich państwach członkowskich.

Natomiast, zgodnie z art. 9t ustawy – Prawo energetyczne, w brzmieniu obowiązującym od 30 października 2015 r., przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, w tym w instalacjach odnawialnego źródła energii z wyłączeniem wytwarzania energii elektrycznej z biogazu rolniczego, przesyłaniem energii elektrycznej lub paliw gazowych, magazynowaniem paliw gazowych, skraplaniem gazu ziemnego lub regazyfikacją skroplonego gazu ziemnego oraz podmioty realizujące lub planujące realizację projektów inwestycyjnych wykonują obowiązek określony w rozporządzeniu 256/2014, poprzez przekazanie Prezesowi URE informacji dotyczących infrastruktury energetycznej w sektorach gazu ziemnego i energii elektrycznej, w zakresie określonym w pkt 2 lub 3 załącznika do tego rozporządzenia⁸⁵⁾. Z kolei art. 30 ust. 2a ustawy

⁸⁴⁾ Obecna treść art. 23 ust. 2 pkt 19 ustawy – Prawo energetyczne wynika z nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne wprowadzonych ustawą z 11 września 2015 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2015 r. poz. 1618), która dokonała zmiany ww. przepisu z dniem 30 października 2015 r. oraz ustawą z 19 listopada 2015 r. o zmianie ustawy o działach administracji rządowej oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2015 r. poz. 1960) zmieniającą ww. przepis z dniem 27 listopada 2015 r. Treść art. 23 ust. 2 pkt 19 ustawy – Prawo energetyczne obowiązująca do 29 października 2015 r.: „Do zakresu działania Prezesa URE należy gromadzenie informacji dotyczących istniejącej, będącej w budowie lub planowanej infrastruktury energetycznej w sektorach:

- a) gazu ziemnego i energii elektrycznej, w tym energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych z wyłączeniem infrastruktury dotyczącej wytwarzania energii elektrycznej z biogazu rolniczego;
- b) biopaliw ciekłych, o których mowa w ustawie o biokomponentach i paliwach ciekłych;

– znajdujących się w obszarze zainteresowania Unii Europejskiej i przekazywanie ich do ministra właściwego do spraw gospodarki, w terminie do 15 lipca roku sprawozdawczego, o którym mowa w rozporządzeniu Rady (UE, EURATOM) nr 617/2010 w zakresie określonym w pkt 2-4 załącznika do powyższego rozporządzenia.”.

⁸⁵⁾ Obecna treść art. 9t ustawy – Prawo energetyczne wynika z nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne wprowadzonej ustawą OZE, zmieniającą ww. przepis z dniem 4 maja 2015 r. oraz ustawą z 11 września 2015 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2015 r. poz. 1618), zmieniającą ww. przepis z dniem 30 października 2015 r.

Treść art. 9t ustawy – Prawo energetyczne obowiązująca do 29 października 2015 r.: „Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, w tym w instalacjach odnawialnego źródła energii z wyłączeniem wytwarzania energii elektrycznej z biogazu rolniczego, przesyłaniem energii elektrycznej lub paliw gazowych, magazynowaniem paliw gazowych, skraplaniem gazu ziemnego lub regazyfikacją skroplonego gazu ziemnego oraz podmioty realizujące lub planujące realizację projektów inwestycyjnych wykonują obowiązek określony w rozporządzeniu Rady (UE, EURATOM) nr 617/2010 poprzez przekazanie Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki informacji dotyczących infrastruktury energetycznej w sektorach gazu ziemnego i energii elektrycznej, w zakresie określonym w pkt 2 lub 3 załącznika do tego rozporządzenia.”.

o biopaliwach stanowi, że producenci i podmioty realizujące lub planujące realizację projektów inwestycyjnych są zobowiązane do przekazywania Prezesowi URE informacji dotyczących infrastruktury energetycznej służącej do wytwarzania biopaliw ciekłych, w zakresie instalacji, które mogą produkować lub rafinować biopaliwa ciekłe.

W związku z powyższym, Prezes URE opublikował 5 maja 2015 r. Informację nr 19/2015 w sprawie gromadzenia informacji dotyczących istniejącej, będącej w budowie lub planowanej infrastruktury energetycznej oraz poinformował przedsiębiorstwa energetyczne o obowiązku przesyłania informacji dotyczących infrastruktury energetycznej w zakresie określonym w rozporządzeniu 256/2014 według wzorca określonego w załączniku do rozporządzenia 1113/2014.

Dodatkowo, Prezes URE skierował 10 czerwca 2015 r. osobne pisma do czterech przedsiębiorstw energetycznych, wzywające do przekazania informacji dotyczących istniejącej, planowanej i będącej w budowie infrastruktury energetycznej w zakresie jednostek wytwórczych w elektrowniach ciepłych, których moc zainstalowana (moc generatorów) jest większa lub równa 100 MWe.

Po dokonaniu analizy zgromadzonych we własnym zakresie danych, pismem z 13 lipca 2015 r. ww. dane zostały przesłane do Ministerstwa Gospodarki.

2. GAZOWNICTWO

2.1. Rynek gazu ziemnego – sytuacja ogólna

2.1.1. Rynek hurtowy

W 2015 r. następował stopniowy dalszy rozwój hurtowego rynku gazu ziemnego w Polsce, głównie związany z wzrostem liczby przedsiębiorstw posiadających koncesję na obrót paliwami gazowymi oraz przedsiębiorstw aktywnie uczestniczących w tym obrocie, jak również funkcjonowaniem obowiązkowo sprzedaży gazu ziemnego na giełdzie towarowej. Obowiązek ten w omawianym roku wynosił 55% gazu wprowadzonego do sieci.

Pozyskanie i przepływy gazu ziemnego

Zakupy gazu z zagranicy, w ilości 122,8 TWh, uzupełniane były gazem pochodzącym ze źródeł krajowych w ilości 43,5 TWh. Całkowite dostawy gazu z zagranicy w 2015 r. obejmowały import z kierunku wschodniego oraz nabycie wewnątrzspółnotowe, przy czym istotną ich część stanowił import z kierunku wschodniego, realizowany w ramach długoterminowego kontraktu zawartego pomiędzy PGNiG S.A. a OOO Gazprom Eksport. Na podstawie tego kontraktu zakupiono 89,5 TWh gazu ziemnego.

Informacje o strukturze dostaw gazu w 2015 r. przedstawiono w poniższej tabeli.

Tabela 35. Struktura dostaw gazu w 2015 r.

Wyszczególnienie	Ilość [TWh]
1. Dostawy z zagranicy, w tym:	122,8
- Kontrakt „jamalski”	89,5
2. Wydobycie	43,5
3. Zmiana stanu zapasów	3,2

Źródło: URE na podstawie danych spółek obrotu gazem.

W 2015 r. przez polski system przesyłowy przepłynęło 506,1 TWh gazu wysokometanowego i 7,6 TWh gazu zaazotowanego. Większość gazu wysokometanowego została przetransportowana tranzytem z wykorzystaniem gazociągu jamalskiego. Poniższa tabela prezentuje najważniejsze kierunki przepływu gazu w systemie przesyłowym.

Tabela 36. Bilans przepływów handlowych* gazu wysokometanowego i zaazotowanego w sieci przesyłowej (z uwzględnieniem Systemu Gazociągów Tranzytowych) w 2015 r. [TWh]

2015 r.		
Rodzaj Gazu	Gaz wysokometanowy	Gaz zaazotowany
Wejście do systemu razem	506,1	7,6
z tego: kopalnie i odazotownie	27,1	7,6
magazyny	23,5	0,0
dostawy spoza UE	422,5	0,0
dostawy z UE	32,9	0,0
inne (wejścia z dystrybucji)	0,1	0,0

2015 r.		
Rodzaj Gazu	Gaz wysokometanowy	Gaz zaazotowany
Wyjście z systemu razem	506,1	7,6
z tego: mieszalnie i odazotownie	0,0	3,1
magazyny	20,6	0,0
do sieci dystrybucyjnej	101,8	3,3
do odbiorców końcowych na sieci przesyłowej	47,8	0,9
dostawy do UE	329,1	0,0
dostawy poza UE	1,6	0,0
potrzeby własne operatora (w tym zmiana stanu kont operatorskich)	5,2	0,3

* Dane dotyczą ilości gazu wprowadzonego do sieci oraz odebranego z sieci przesyłowej na skutek realizacji umów przesyłowych zawartych przez OSP z użytkownikami systemu (przedsiębiorstwami energetycznymi i odbiorcami końcowymi). Dane te mogą się różnić od przepływów fizycznych w systemie.

Źródło: URE na podstawie danych OGP Gaz-System S.A. i EuRoPol GAZ S.A.

Obrót gazem ziemnym

Na koniec 2015 r. koncesję na obrót paliwami gazowymi posiadały 172 podmioty wobec 141 na koniec 2014 r. Natomiast 63 przedsiębiorstwa aktywnie uczestniczyły w obrocie gazem ziemnym wobec 59 w roku poprzednim. Przedsiębiorstwa obrotu gazem spoza GK PGNiG S.A. pozyskały 86,4 TWh gazu ziemnego. Dane dotyczące zakupu i sprzedaży gazu przez spółki obrotu znajdują się w tabeli poniżej. Wielkość pozyskania gazu uwzględnia też pozyskanie na potrzeby własne przez spółki obrotu objęte monitorowaniem oraz pozyskanie gazu przez dużych odbiorców końcowych bezpośrednio z zagranicy.

Tabela 37. Wolumeny gazu pozyskiwanego i sprzedawanego w ramach obrotu hurtowego przez największe przedsiębiorstwa obrotu w 2015 r. [TWh]

	łącznie	GK PGNiG S.A.	Pozostałe spółki obrotu
Pozyskanie gazu (zakup i wydobycie)	288,2	236,1	52,1
Hurtowa sprzedaż gazu	116,1	97,5	18,6

Źródło: URE na podstawie danych od spółek obrotu.

Giełda gazu ziemnego

Sprzedaż i zakup paliw gazowych na polskim rynku hurtowym odbywa się przede wszystkim na giełdzie towarowej prowadzonej przez TGE S.A. Uczestnikami rynku giełdowego są głównie przedsiębiorstwa obrotu paliwami gazowymi oraz duzi odbiorcy końcowi, którzy mogą działać samodzielnie po zawarciu stosownej umowy z TGE S.A., stając się członkami giełdy lub za pośrednictwem domów maklerskich. Obrót giełdowy odbywa się poprzez zawieranie umów sprzedaży (transakcji) pomiędzy członkami giełdy.

W 2015 r. TGE S.A. prowadziła następujące rynki sprzedaży paliw gazowych: Rynek Dnia Bieżącego, Rynek Dnia Następnego oraz Rynek Terminowy Towarowy. Sprzedaż gazu ziemnego była również realizowana w systemie aukcji.

Przedmiotem obrotu na rynku terminowym towarowym gazu (RTTg) jest dostawa gazu w jednakowej ilości we wszystkich godzinach okresu dostawy zgodnym ze standardem instrumentu (miesięczny, kwartalny i roczny).

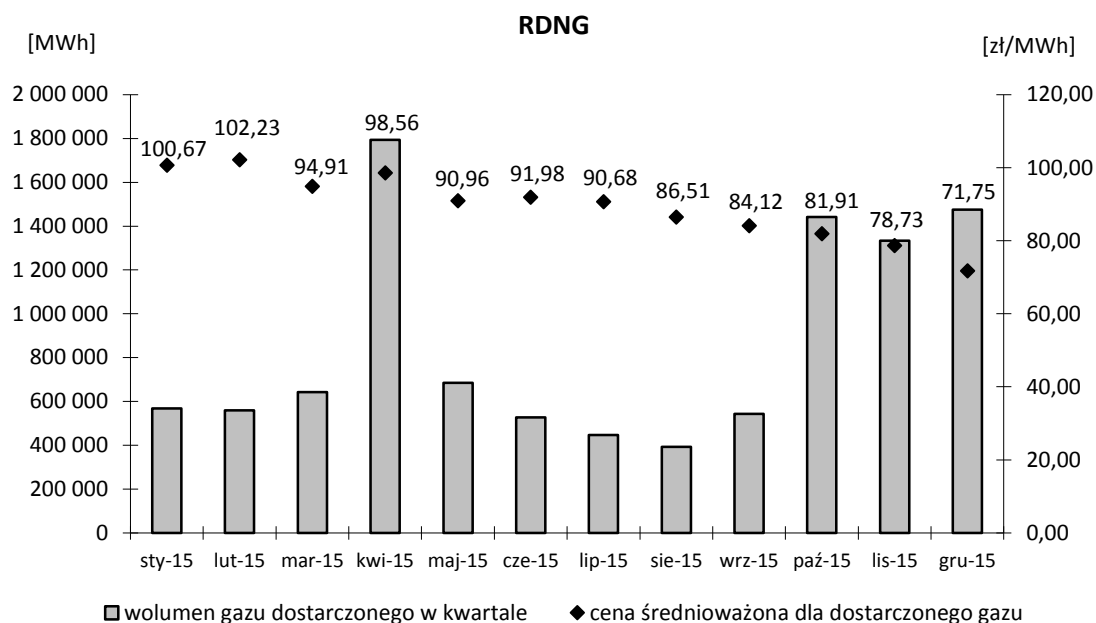
Przedmiotem obrotu na rynku dnia następnego gazu (RDNg) jest dostawa gazu w jednakowej ilości we wszystkich godzinach dnia dostawy. Jest to instrument typu *base*, a jeden kontrakt odpowiada

dostawie 1 MWh gazu w każdej godzinie dnia dostawy. Obrót jest prowadzony przez jeden dzień poprzedzający datę dostawy, w systemie *fixingu* oraz notowań ciągłych.

Obrót na rynku dnia bieżącego (RDBg) prowadzony jest w systemie notowań ciągłych.

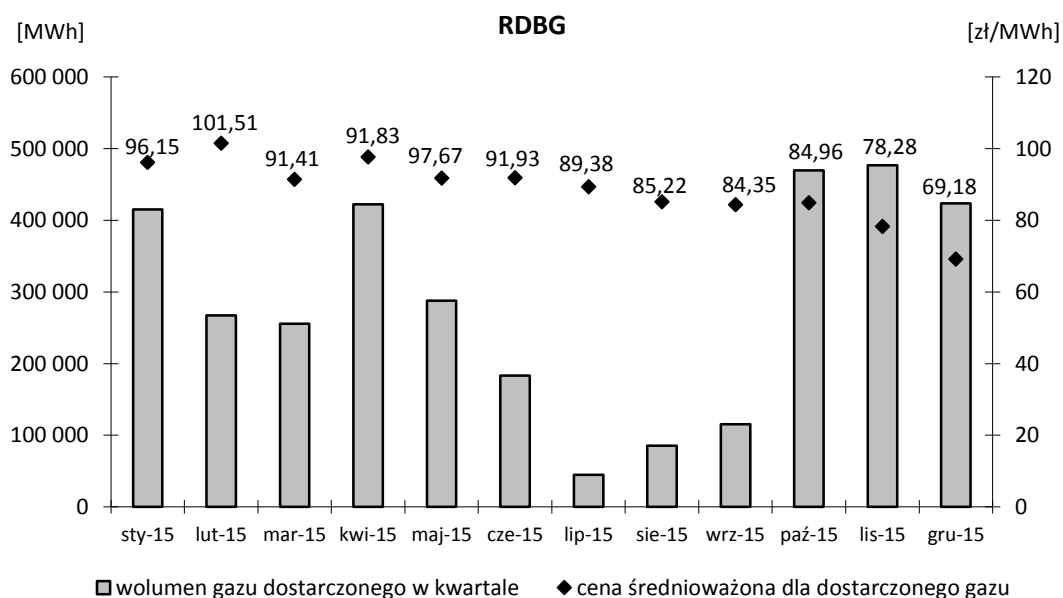
Poniższe rysunki pokazują wolumen oraz cenę dostarczonego gazu w wyniku realizacji kontraktów zawartych na rynku dnia następnego, bieżącego i na rynku terminowym towarowym dla instrumentów gazowych.

Rysunek 36. Wolumen oraz cena dostarczonego gazu w wyniku realizacji kontraktów zawartych na rynku dnia następnego gazu (RDNG) w 2015 r.



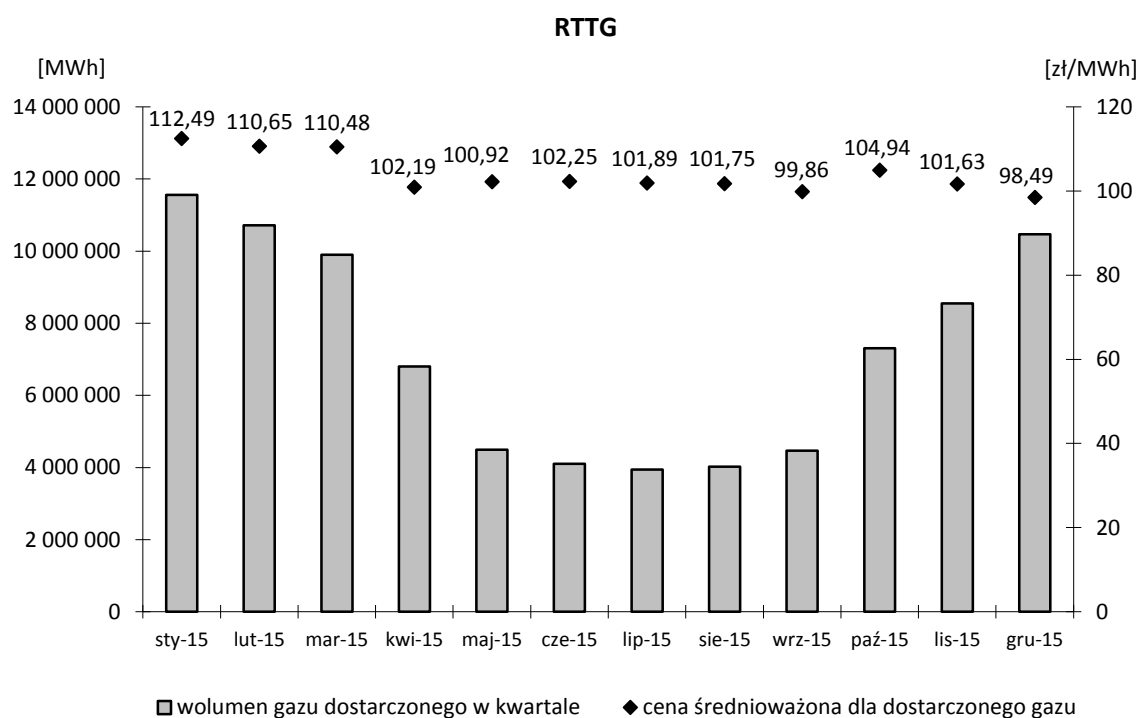
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE S.A.

Rysunek 37. Wolumen oraz cena dostarczonego gazu w wyniku realizacji kontraktów zawartych na rynku dnia bieżącego gazu (RDBG) w 2015 r.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE S.A.

Rysunek 38. Wolumen oraz cena dostarczonego gazu w wyniku realizacji kontraktów zawartych na rynku terminowym towarowym (RTTG), których realizacja następowała w 2015 r.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE S.A.

W 2015 r. w wyniku realizacji kontraktów zawartych na TGE S.A. dostarczono 100 187 956 MWh gazu ziemnego po średniej cenie 102,64 zł/MWh. W tym okresie dostarczono 10 406 525 MWh na rynku RDNG, 3 447 180 MWh na rynku RDBG i 86 334 251 MWh na rynku terminowym – RTTG. Średnia cena gazu dostarczonego w wyniku realizacji kontraktów zawartych na rynku RDNG w IV kwartale 2015 r. wyniosła 77,39 zł/MWh, na rynku RDBG 77,75 zł/MWh, na rynku terminowym 101,30 zł/MWh.

Rozwój giełdowego rynku gazu jest m.in. skutkiem wprowadzenia do ustawy – Prawo energetyczne art. 49b, który nakłada na przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się obrotem paliwami gazowymi obowiązek sprzedaży części gazu ziemnego wysokometanowego wprowadzonego w danym roku do sieci przesyłowej na giełdach towarowych lub rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany. W 2015 r. obowiązek ten wynosił 55% gazu wprowadzonego do sieci przesyłowej przez przedsiębiorstwa zajmujące się obrotem gazem ziemnym. Ponadto zgodnie z wymogami rozporządzenia BAL operator systemu przesyłowego od października 2015 r. dokonuje zakupu i sprzedaży gazu na potrzeby bilansowania systemu głównie za pośrednictwem RDBG, co znacząco wpłynęło na zwiększenie płynności tego rynku.

2.1.2. Rynek detaliczny

W 2015 r. sprzedaż gazu do odbiorców końcowych nadal zdominowana była przez przedsiębiorstwa z grupy kapitałowej PGNiG S.A. W ramach tej grupy w 2014 r. wprowadzony został podział, w wyniku którego odbiorcy hurtowi oraz odbiorcy końcowi o rocznym zużyciu gazu ziemnego powyżej 25 mln m³ zaopatrywani są przez PGNiG S.A., natomiast pozostali odbiorcy końcowi przez PGNiG OD Sp. z o.o. Podział ten nie wpłynął na stopień konkurencji na rynku detalicznym, gdyż spółki te nie konkurowały pomiędzy sobą na rynku gazu. Niemniej w 2015 r. obserwowany był dalszy wzrost udziałów sprzedawców alternatywnych na rynku detalicznym. I tak, udział grupy kapitałowej PGNiG S.A. w sprzedaży gazu do odbiorców końcowych spadł i wyniósł 80,22%, podczas gdy rok wcześniej udział

ten wynosił 89,24%. Pozostałe 19,78% sprzedaży gazu do odbiorców końcowych realizowane było przez inne spółki obrotu dokonujące sprzedaży w kraju (12,66%) oraz przez spółki sprzedające gaz głównie na rynku niemieckim bezpośrednio do dużych odbiorców końcowych, którzy samodzielnie sprowadzili ten gaz do Polski (ok. 7,12%). W tabeli poniżej przedstawiono strukturę sprzedaży gazu do poszczególnych grup odbiorców końcowych.

Tabela 38. Struktura sprzedaży gazu ziemnego do odbiorców końcowych w 2015 r. (dane w MWh)

	Sprzedawcy alternatywni	GK PGNiG S.A.	Suma
Sprzedaż gazu do odbiorców końcowych przez spółki obrotu działające na terenie kraju	20 962 163	130 705 818	151 667 981
z tego: przemysł	18 770 097*	76 656 573	95 426 670
rolnictwo	70 872	335 167	406 039
usługi i użyteczność publiczna	1 619 372	13 683 012	15 302 384
gospodarstwa domowe	501 822	40 031 066	40 532 888
Sprzedaż na potrzeby operatorów i zużycie własne spółek obrotu	491 664	5 167 897	5 659 561
Zakup z zagranicy bezpośrednio przez dużych odbiorców końcowych na potrzeby własne	12 056 072**	-	12 056 072
Razem	33 509 899	135 873 715	169 383 614

* Dane obejmują też zakup gazu przez wybranych dużych odbiorców końcowych na potrzeby własne na giełdzie towarowej TGE S.A. (ok. 2,4 TWh).

** Dane mogą zawierać również zakup gazu od przedsiębiorstw z GK PGNiG S.A. działających za granicą Polski.

Źródło: URE na podstawie ankiet spółek obrotu i dużych odbiorców końcowych.

W 2015 r. w grupie sprzedawców alternatywnych działających na rynku krajowym cztery przedsiębiorstwa uzyskały udział w sprzedaży do odbiorców końcowych powyżej 1%. Pozostałe spółki miały udział poniżej tego poziomu.

Jak wynika z powyższych danych rynek detaliczny podlega sukcesywnym przemianom w kierunku rozwoju konkurencji. W 2015 r. obserwowano zwiększenie aktywności alternatywnych sprzedawców, którzy korzystając z utrzymujących się trendów spadkowych cen gazu na rynkach hurtowych i zwiększenia możliwości technicznych infrastruktury dla przywozu gazu z rynków UE, podejmowali konkurencję cenową ze spółkami GK PGNiG S.A. Mimo utrzymywania administracyjnej regulacji cen gazu ziemnego, przepisy prawa dopuszczają możliwość sprzedaży gazu ziemnego poniżej ceny ustalonej w taryfie pod warunkiem równoprawnego traktowania odbiorców w grupach taryfowych. Z przeprowadzonego przez Prezesa URE monitoringu funkcjonowania rynku gazu w 2015 r. wynika, że większość sprzedawców gazu dokonywała sprzedaży tego paliwa do odbiorców końcowych poniżej cen ustalonych w zatwierdzonej taryfie. Dotyczyło to ok. 40% wolumenu sprzedaży gazu do odbiorców końcowych.

W 2016 r. została skierowana do przedsiębiorstw energetycznych ankieta dotycząca oceny warunków funkcjonowania na rynku gazu ziemnego w 2015 r. Podsumowanie wyników tej ankiety potwierdziło występowanie istotnych ograniczeń dalszego rozwoju konkurencji na rynku detalicznym, które spowodowane jest m.in.:

- brakiem harmonogramu wdrożenia orzeczenia Trybunału Sprawiedliwości UE z 2015 r. w sprawie regulacji cen gazu ziemnego w Polsce dla odbiorców niebędących gospodarstwami domowymi. Sprzedawcy gazu oczekują pilnego odstąpienia od zatwierdzania taryf na sprzedaż gazu do odbiorców komercyjnych,
- wysokimi kosztami gromadzenia zapasów obowiązkowych przez sprzedawców sprowadzających z zagranicy gaz w wolumenie przekraczającym zwolnienie z obowiązku ich utrzymywania (tj. ponad 100 mln m³ rocznie). Zdaniem sprzedawców konieczność poniesienia kosztów utrzymywania zapasów obowiązkowych powodowałaby, iż ich oferta cenowa stanie się nieatrakcyjna w stosunku do cen gazu oferowanych przez przedsiębiorstwa z GK PGNiG S.A.,

- ograniczoną możliwością realnej dywersyfikacji dostaw gazu do Polski ze względu na ograniczenia infrastrukturalne oraz niedostosowaniem do bieżącej sytuacji rynkowej wymogów prawnych w zakresie dywersyfikacji dostaw gazu. Podkreślano m.in. konieczność jednoznacznego przesądzenia, czy podlega wymogom dywersyfikacji gaz ziemny sprowadzany do Polski przy wykorzystaniu rewersów wirtualnych,
- wysokim stopniem koncentracji obrotu gazem ziemnym na rynku giełdowym, który spowodowany jest nałożeniem obowiązku sprzedaży gazu ziemnego na giełdzie towarowej jedynie na jednego uczestnika rynku gazu w Polsce, tj. na PGNiG S.A.,
- barierami w dostępie do sieci dystrybucyjnej pionowo skonsolidowanych tzw. małych OSD, którzy odmawiają świadczenia usług dystrybucyjnych na rzecz alternatywnych sprzedawców ze względu na zawarte wcześniej umowy na zakup gazu z klauzulą „bierz lub płać”,
- niewystarczającym dostępem do informacji rynkowych oraz w procesie rozliczeń. Zwracano uwagę na konieczność wprowadzenia systemów wymiany informacji przy użyciu środków komunikacji elektronicznej oraz publikacji większej liczby informacji w języku angielskim, szczególnie dotyczących funkcjonowania OSD,
- ograniczoną możliwością dywersyfikacji zakupów przez większych odbiorców końcowych, którzy posiadają umowy z dotychczasowym sprzedawcą z klauzulami zobowiązującymi ich do utrzymania zamówień gazu na niezmienionych poziomach,
- wymaganiami organów administracji w zakresie przekazywania szczegółowych danych o funkcjonowaniu przedsiębiorstw energetycznych, co powoduje istotne obciążenie dla mniejszych uczestników rynku.

Pozytywnie zostały ocenione zmiany, jakie zaszły na poziomie funkcjonowania systemu przesyłowego i rynku hurtowego, przede wszystkim dostęp do informacji, równoprawne traktowanie uczestników rynku i dostęp do połączeń transgranicznych.

2.2. Regulowanie działalności przedsiębiorstw gazowniczych

2.2.1. Koncesje

W świetle art. 32 ustawy – Prawo energetyczne uzyskania koncesji wymaga wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie:

- magazynowania paliw gazowych w instalacjach magazynowych, skraplania gazu ziemnego i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego, z wyłączeniem: lokalnego magazynowania gazu płynnego w instalacjach o przepustowości poniżej 1 MJ/s,
- przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych, z wyłączeniem: dystrybucji paliw gazowych w sieci o przepustowości poniżej 1 MJ/s,
- obrotu paliwami gazowymi, z wyłączeniem:
 - 1) obrotu paliwami gazowymi, jeżeli roczna wartość obrotu nie przekracza równowartości 100 tys. euro,
 - 2) 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 lub Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych S.A., oraz przez spółkę prowadzącą giełdę towarową, giełdową izbę rozrachunkową, Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych S.A. lub przez spółkę, której Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych S.A. 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,

- 3) obrotu paliwami gazowymi innego, niż określony w pkt 2, dokonywanego przez giełdową izbę rozrachunkową, przez Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych S.A., lub przez spółkę, której Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych S.A. 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 lub zbywające paliwa gazowe, z tytułu realizacji zadań określonych w ustawie z 26 października 2000 r. o giełdach towarowych, w odniesieniu do transakcji zawieranych poza giełdą towarową lub rynkiem, o których mowa w pkt 2.

Zgodnie z art. 33 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne koncesję może otrzymać wnioskodawca mający siedzibę lub miejsce zamieszkania na terytorium państwa członkowskiego UE, Konfederacji Szwajcarskiej lub państwa członkowskiego Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym. Ustawa formułuje warunki, które musi spełniać wnioskodawca, aby otrzymać koncesję (art. 33 ust. 1) oraz przesłanki uniemożliwiające otrzymanie koncesji (art. 33 ust. 3). W ustawie wskazano również minimalny zakres danych i informacji, które powinny zostać zamieszczone we wniosku o udzielenie koncesji (art. 35 ust. 1).

Ponadto w myśl art. 32 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne koncesje na prowadzenie działalności, o której mowa w ust. 1 pkt 4 tej ustawy, w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą, są wydawane z uwzględnieniem dywersyfikacji źródeł gazu oraz bezpieczeństwa energetycznego.

Dodatkowo, 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 2.

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 UE, 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 energii decyzji, o której mowa w art. 24 ust. 5a ustawy o zapasach wraz z dołączoną kopią tej decyzji.

Z kolei w świetle art. 35 ust. 1b ustawy – Prawo energetyczne 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 energii decyzji, o której mowa w art. 24 ust. 5a ustawy o zapasach.

Natomiast 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 UE, 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 właściwego do spraw energii o wydanie decyzji, o której mowa w art. 24 ust. 5a tej ustawy (art. 43 ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne).

Udzielanie koncesji/promes koncesji

Na koniec grudnia 2015 r. przedsiębiorcy posiadali 295 ważnych koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie przesyłania paliw gazowych, 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 2015 r. realizował obowiązki w zakresie dotyczącym koncesjonowania przedsiębiorstw gazowniczych przy pomocy Departamentu Rynków Paliw Gazowych i Ciekłych (departamentu DRG) oraz oddziałów terenowych⁸⁶⁾.

Liczbę koncesji i promes udzielonych w 2015 r. w podziale na poszczególne rodzaje działalności w zakresie paliw gazowych przedstawiają poniższe tabele.

Tabela 39. Liczba koncesji udzielonych w 2015 r. w departamencie DRG i oddziałach terenowych oraz liczba koncesji ważnych na koniec 2015 r.

Paliwa gazowe	Koncesje udzielone w 2015 r. [szt.]	Koncesje ważne na koniec 2015 r. (dotyczy urzędu jako całości) [szt.]
Magazynowanie	0	1
Przesyłanie lub dystrybucja	5	55
Obrót	36*	172**
Obrót gazem ziemnym z zagranicą	14***	62****
Skraplanie gazu ziemnego i regazyfikacja skroplonego gazu ziemnego	2	5
Razem	57	295

* W tym 4 koncesje wydane dla podmiotów mających siedzibę za granicą.

** W tym 22 koncesje wydane dla podmiotów mających siedzibę za granicą.

*** W tym 7 koncesji wydanych dla podmiotów mających siedzibę za granicą.

**** W tym 19 koncesji wydanych dla podmiotów mających siedzibę za granicą.

Źródło: URE.

Tabela 40. Liczba udzielonych promes koncesji w 2015 r.

Paliwa gazowe	2015 r.
Obrót	2
Obrót gazem ziemnym z zagranicą	14
Razem	16

Źródło: URE.

W związku z postępującą liberalizacją rynku gazu ziemnego w Polsce widoczny jest systematyczny wzrost liczby udzielonych koncesji na obrót paliwami gazowymi (OPG) i obrót gazem ziemnym z zagranicą (OGZ), w tym koncesji udzielonych podmiotom mającym siedzibę za granicą. Rok 2015 był kolejnym, w którym utrzymywała się tendencja wzrostowa w zakresie liczby podmiotów posiadających koncesję OPG i koncesję OGZ. W porównaniu z 2014 r. wzrosła również liczba decyzji udzielających koncesji OPG i OGZ. Ponadto w 2015 r. widoczna była wyraźna tendencja wzrostowa w zakresie liczby wniosków o udzielenie koncesji lub promesy koncesji na obrót paliwami gazowymi lub gazem ziemnym z zagranicą w porównaniu do liczby wniosków złożonych w 2014 r.

Dowodem dynamicznie rozwijającego się rynku gazu ziemnego jest gwałtowny wzrost liczby podmiotów posiadających koncesję na obrót paliwami gazowymi i koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą, jaki miał miejsce w ostatnich latach. Dla przykładu można wskazać, że na koniec 2011 r.

⁸⁶⁾ Dodatkowe informacje dotyczące działalności oddziałów terenowych prezentowane są w pkt II.7. Sprawozdania.

ważne koncesje OPG posiadało 78 podmiotów, natomiast na koniec 2015 r. ich liczba wzrosła do 172. Jeszcze bardziej dynamiczny wzrost miał miejsce w przypadku koncesji OGZ – według stanu na 31 grudnia 2011 r. ten rodzaj koncesji posiadały 22 podmioty, natomiast na koniec 2015 r. ich liczba wyniosła już 62.

Systematycznie rośnie też liczba zagranicznych podmiotów posiadających powyższe rodzaje koncesji. Wśród nich znajduje się wiele podmiotów, które należą do grona największych europejskich graczy na rynku gazu ziemnego. Obecnie niemal 1/3 wszystkich koncesji OGZ obowiązujących na koniec 2015 r. to koncesje posiadane przez podmioty mające siedzibę za granicą.

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

Należy odnotować, że wszystkie koncesje na obrót gazem ziemnym z zagranicą udzielone w 2015 r. przez Prezesa URE zostały wydane w oparciu o zwolnienia z obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego wydane przez Ministra Gospodarki (obecnie Ministra Energii) na podstawie art. 24 ust. 5 i art. 24 ust. 5a ustawy o zapasach.

Przedmiot działalności nowych uczestników rynku gazu koncentrował się w znacznym stopniu na działalności związanej z obrotem gazem ziemnym sieciowym. Nie wykluczali oni jednak prowadzenia działalności również w zakresie obrotu skroplonym gazem ziemnym (LNG). W stosunku do lat poprzednich zauważalny jest wzrost zainteresowania obrotem skroplonym gazem ziemnym.

Istotne znaczenie dla funkcjonowania rynku gazu miało utworzenie w ramach GK PGNiG S.A. spółki PGNiG OD Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie. Celem tej zmiany organizacyjnej było rozdzielenie detalicznej sprzedaży gazu od sprzedaży hurtowej. Spółka od 1 sierpnia 2014 r. dostarcza paliwa gazowe do dotychczasowych odbiorców PGNiG S.A. z wyłączeniem odbiorców strategicznych – tj. do ok. 6,5 mln odbiorców. Prezes URE decyzją z 2 kwietnia 2015 r. przedłużył termin obowiązywania koncesji OPG udzielonej tej spółce – do 25 kwietnia 2026 r.

W 2015 r. Prezes URE dwukrotnie zmienił zakres koncesji na magazynowanie paliw gazowych udzielonej spółce Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o. z siedzibą w Dębogórzcu, wskazując w koncesji zwiększone wartości pojemności magazynowych czynnych dla PMG Kosakowo, Husów i Mogilno.

Ponadto, w związku z budową terminalu LNG w Świnoujściu w 2015 r., na wniosek spółki Polskie LNG S.A., wszczęte zostało postępowanie administracyjne w sprawie udzielenia jej koncesji na skraplanie gazu ziemnego i regazyfikację skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego, zlokalizowanej w Świnoujściu. Na koniec grudnia 2015 r. powyższe postępowanie nie zostało jeszcze zakończone. Natomiast w listopadzie 2015 r. Prezes URE przedłużył termin obowiązywania promesy koncesji SGZ posiadanej przez tę spółkę do 31 grudnia 2016 r.

Zmiany koncesji/promes koncesji

W 2015 r. wydano 48 decyzji zmieniających koncesje oraz promesy koncesji w zakresie paliw gazowych. Zmiany te dotyczyły w szczególności:

- rozszerzenia zakresu udzielonych koncesji oraz obszaru wykonywania działalności, przykładowo w związku z przejściem lub oddaniem do użytkowania nowych składników majątku, służącego prowadzeniu działalności koncesjonowanej lub w związku z planowaną realizacją inwestycji na nowych obszarach,
- zmiany nazwy lub siedziby koncesjonariusza,
- doprecyzowania i dostosowania zapisów decyzji koncesyjnych do aktualnego stanu prawnego i faktycznego,
- przedłużenia terminu obowiązywania.

Cofnięcia, uchYLENIA, stwierdzenia wygaśnięcia koncesji/promes koncesji

W 2015 r. Prezes URE cofnął 10 koncesji w zakresie paliw gazowych. Przyczyną cofnięcia tych koncesji było zaistnienie przesłanek wskazanych w art. 58 ust. 1 pkt 2 ustawy o swobodzie działalności gospodarczej, tj. trwałe zaprzestanie wykonywania działalności gospodarczej objętej koncesją. Nie wydano decyzji w sprawie uchYLENIA lub stwierdzenia wygaśnięcia koncesji lub promesy koncesji.

Odmowa udzielenia, zmiany koncesji/promes koncesji

W 2015 r. Prezes URE wydał 7 decyzji, w których odmówił udzielenia koncesji w zakresie paliw gazowych oraz 3 decyzje odmawiające udzielenia promesy koncesji. Przyczyną odmów było:

- znajdowanie się wnioskodawcy w postępowaniu upadłościowym,
- niespełnienie warunku określonego w art. 33 ust. 1 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne, tj. wnioskodawca nie wykazał, że dysponuje środkami finansowymi w wielkości gwarantującej prawidłowe wykonywanie działalności oraz nie udokumentował możliwości ich pozyskania,
- niewypełnienie warunku, od spełnienia którego uzależnione zostało udzielenie koncesji – nie przedłożenie zabezpieczenia majątkowego roszczeń, o których mowa w art. 38 ustawy – Prawo energetyczne⁸⁷⁾.

Umorzenie, pozostawienie bez rozpatrzenia

W 2015 r. umorzono łącznie 3 postępowania z uwagi na ich bezprzedmiotowość. Wszystkie ww. postępowania zostały wszczęte na wniosek i dotyczyły udzielenia lub zmiany koncesji lub promesy koncesji.

W 7 przypadkach w związku z nieuzupełnieniem w wyznaczonym terminie brakującej dokumentacji pozostawiono wnioski przedsiębiorców bez rozpatrzenia. Postępowania te dotyczyły udzielenia koncesji na obrót paliwami gazowymi, na przesyłanie paliw gazowych oraz udzielenia promesy koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą⁸⁸⁾.

Ponadto w 2 przypadkach na podstawie art. 64 kpa⁸⁹⁾ pozostawiono wniosek bez rozpoznania. Postępowania dotyczyły udzielenia promesy koncesji OPG i udzielenia promesy koncesji OGZ.

2.2.2. Taryfy i warunki ich kształtowania

W 2015 r. nie było zasadniczych zmian w przepisach stanowiących podstawę kalkulacji taryf zatwierdzanych przez Prezesa URE. Zakres ingerencji państwa w swobodę działalności gospodarczej, przejawiający się obowiązkiem posiadania taryfy zatwierdzonej przez organ regulacyjny nie uległ zmianie w porównaniu do 2014 r. Również struktura opłat taryfowych ustalana przez przedsiębiorstwa

⁸⁷⁾ W myśl art. 38 ustawy – Prawo energetyczne udzielenie koncesji może być uzależnione od złożenia przez wnioskodawcę zabezpieczenia majątkowego w celu zaspokojenia roszczeń osób trzecich, mogących powstać wskutek niewłaściwego prowadzenia działalności objętej koncesją, w tym szkód w środowisku.

⁸⁸⁾ Zgodnie z art. 50 pkt 1 ustawy o swobodzie działalności gospodarczej, przed podjęciem decyzji w sprawie udzielenia koncesji lub jej zmiany organ koncesyjny może wezwać wnioskodawcę do uzupełnienia, w wyznaczonym terminie, brakującej dokumentacji poświadczającej, że spełnia on warunki określone przepisami prawa, wymagane do wykonywania określonej działalności gospodarczej, pod rygorem pozostawienia wniosku bez rozpatrzenia.

⁸⁹⁾ W myśl art. 64 § 2 kpa jeżeli podanie nie czyni zadość innym wymaganiom ustalonym w przepisach prawa, należy wezwać wnoszącego do usunięcia braków w terminie siedmiu dni z pouczeniem, że nieusunięcie tych braków spowoduje pozostawienie podania bez rozpoznania.

energetyczne prowadzące poszczególne rodzaje działalności gazowniczej objęte koncesją pozostała bez zmian.

W ostatnim roku wpływ na kalkulacje taryf dla przedsiębiorstw wykonujących działalność gospodarczą w zakresie obrotu paliwami gazowymi miała zmiana ustawy o podatku akcyzowym dokonana ustawą z 23 października 2014 r. o zmianie ustawy o autostradach płatnych oraz o Krajowym Funduszu Drogowym, ustawy o Funduszu kolejowym oraz ustawy o podatku akcyzowym (dalej: „ustawa o zmianie”)⁹⁰⁾. Z ustawy o autostradach płatnych oraz o Krajowym Funduszu Drogowym⁹¹⁾ wynika bowiem obowiązek odprowadzania opłaty paliwowej od gazu przeznaczonego do napędu silników spalinowych m.in. przez podmioty podlegające, na podstawie odrębnych przepisów, obowiązkowi podatkowemu w zakresie podatku akcyzowego od paliw gazowych. Podstawą obliczenia wysokości opłaty paliwowej jest ilość gazu, od której ww. podmioty są obowiązane płacić podatek akcyzowy. Przywołana powyżej ustawa o zmianie obniżyła na lata 2015–2019 wysokość stawek akcyzy na gaz, jednocześnie Minister Infrastruktury i Rozwoju obwieszczeniem z 10 grudnia 2014 r. w sprawie wysokości stawki opłaty paliwowej na rok 2015⁹²⁾ podwyższył tę stawkę. Łączne obciążenie cen gazu podatkiem akcyzowym i opłatą paliwową nie zmieniło się, jednak przywołana zmiana przepisów miała wpływ na sposób kalkulacji cen gazu podlegającego akcyzie.

We wrześniu 2015 r. Prezes URE opublikował dokument pn. „Metoda określania wskaźnika kosztu zaangażowanego kapitału na lata 2016–2018 dla infrastrukturalnych przedsiębiorstw sektora gazowego”. Do 25 lipca 2013 r. obowiązywało rozporządzenie Ministra Gospodarki z 6 lutego 2008 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi⁹³⁾, które w § 6 ust. 4-6 zawierało szczegółowe wytyczne w zakresie kalkulacji kosztu kapitału zaangażowanego. Na gruncie Prawa energetycznego była to sytuacja wyjątkowa, gdyż rozporządzenia dotyczące kalkulacji taryf zarówno dla energii elektrycznej, jak i dla ciepła tak szczegółowo nie odnosiły się do kwestii wynagrodzenia dla kapitału zaangażowanego. W obowiązującym rozporządzeniu w sprawie zasad kalkulacji taryf dla paliw gazowych, tj. rozporządzeniu Ministra Gospodarki z 28 czerwca 2013 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi⁹⁴⁾ wzór dotyczący kalkulacji tego elementu przychodu regulowanego został pominięty, stąd – w ocenie Prezesa URE – zaistniała potrzeba upublicznienia niniejszego dokumentu, który zawiera metodologię obliczania kosztu kapitału na kolejne trzy lata i która będzie miała zastosowanie przy kalkulacji stawek opłat przesyłowych, dystrybucyjnych, magazynowych oraz za regazyfikację skroplonego gazu ziemnego.

Taryfy 2015

W 2015 r. urząd wypełniał swoje zadania w niezmienionej strukturze, zatem Prezes URE realizował obowiązki w zakresie dotyczącym taryfowania przedsiębiorstw gazowniczych przy pomocy departamentu DRG oraz oddziałów terenowych⁹⁵⁾.

Spośród prowadzonych w 2015 r. w departamencie DRG postępowań taryfowych 68 zakończonych zostało wydaniem decyzji Prezesa URE. Spośród nich, 48 dotyczyło decyzji zatwierdzających przedłożoną taryfę, 6 – decyzji zatwierdzających zmianę taryfy, 2 – zmiany terminu obowiązywania taryfy, 7 – zmiany taryfy i zmiany okresu jej obowiązywania, 1 – umorzenia postępowania w sprawie zmiany taryfy, 3 – umorzenia postępowania w sprawie zmiany terminu obowiązywania taryfy, a 1 odmowy zatwierdzenia taryfy z uwagi na nieuznanie kosztów zakupu gazu w wysokości planowanej

⁹⁰⁾ Dz. U. z 2014 r. poz. 1559.

⁹¹⁾ Art. 89 ust. 1 pkt 12a, tiret 2 ustawy z 6 grudnia 2008 r. o autostradach płatnych oraz o Krajowym Funduszu Drogowym (Dz. U. z 2014 r. poz. 752).

⁹²⁾ M. P. z 2014 r. poz. 1195.

⁹³⁾ Dz. U. z 2008 r. Nr 28, poz. 165.

⁹⁴⁾ Dz. U. z 2013 r. poz. 820.

⁹⁵⁾ Dodatkowe informacje dotyczące działalności oddziałów terenowych prezentowane są także w pkt II.7. Sprawozdania.

przez przedsiębiorstwo za koszty uzasadnione. Dwadzieścia z prowadzonych postępowań dotyczyło pierwszych taryf przedsiębiorstw rozpoczynających działalność w zakresie obrotu paliwami gazowymi.

W 2015 r. 10 postępowań dotyczyło kluczowych przedsiębiorstw sektora gazowego, w tym 3 – taryf PGNiG S.A. i 2 – PGNiG OD Sp. z o.o., 2 – SGT EuRoPol GAZ S.A. oraz po jednym postępowaniu w sprawie taryf OGP Gaz-System S.A., PSG Sp. z o.o. oraz Operatora Systemu Magazynowania Sp. z o.o.

W oddziałach terenowych URE w 2015 r. prowadzonych było łącznie 45 postępowań w sprawie zatwierdzenia taryf ustalonych przez przedsiębiorstwa, które prowadzą działalność gospodarczą w rozmiarze określonym w art. 16 ust. 13 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne.

Pośród prowadzonych postępowań, w 24 przypadkach zatwierdzono taryfy, wydano 7 decyzji zmieniających obowiązujące taryfy (zmiana cen i stawek opłat), 3 decyzje w sprawie przedłużenia terminu obowiązywania taryfy i 1 decyzję w sprawie zmiany taryfy w związku ze zmianą nazwy przedsiębiorstwa. W 2 przypadkach Prezes URE wydał decyzje o umorzeniu postępowania. Ponadto wydano 2 postanowienia o odmowie wszczęcia postępowania w sprawie zatwierdzenia taryfy z uwagi na złożenie wniosków przed uzyskaniem koncesji w zakresie paliw gazowych.

Na 31 grudnia 2015 r. pozostało do rozpatrzenia w oddziałach terenowych 8 wniosków o zatwierdzenie taryf dla paliw gazowych.

PGNiG S.A.

W 2015 r. ceny gazu w taryfie PGNiG S.A. były trzykrotnie obniżane, co jest związane z utrzymującym się od połowy 2014 r. spadkowym trendem cen ropy naftowej na świecie i niskimi cenami gazu na rynkach hurtowych Europy Zachodniej, które wpływają na spadek kosztów uzasadnionych pozyskania gazu przez to Przedsiębiorstwo, stanowiących podstawę kalkulacji cen paliw gazowych.

W taryfie PGNiG S.A. obowiązującej od początku 2015 r. nastąpił spadek średnich płatności za gaz wysokometanowy o 4% i o 1,4% za gaz zaazotowany podgrupy Lw (GZ-41,5)⁹⁶⁾. W taryfie tej, w stosunku do taryfy obowiązującej, w sposób istotny zwiększono liczbę grup taryfowych, przyjmując za kryterium kwalifikacji: roczną wielkość zużycia gazu (6 przedziałów) i współczynnik nierównomierności (7 przedziałów). W efekcie stworzono po 126 grup taryfowych dla odbiorców każdego rodzaju paliwa gazowego korzystających z umów kompleksowych. Ponadto, wprowadzono istotne zmiany w zakresie struktury grup taryfowych. Dotychczasowe grupy taryfowe dla odbiorców gazu ziemnego wysokometanowego zaopatrywanych z sieci przesyłowej o symbolu od E-1A do E-2C-25 zastąpione zostały grupami od WT-A1 do WT-G6, grupy taryfowe od W-1.1. do W-7C-25 zostały zastąpione grupami WM-A1 do WM-G6, grupy od W-8A do W-8C-25 grupami od WH-A1 do WH-G6. Dotychczasowe grupy dla gazu ziemnego zaazotowanego od S-1.1. do S-7B-25 zostały zastąpione grupami od SM-A1 do SM-G6, grupy S-8 i S-8-25 grupami od SH-A1 do SH-G6. Podobnie dla gazu o dotychczasowym symbolu Z. Dodatkowo stworzone zostały grupy taryfowe dla odbiorców pobierających gaz ziemny zaazotowany z sieci przesyłowej i dla takich odbiorców dedykowane są grupy od ST-A1 do ST-G6. Z uwagi na fakt, że na podstawie przepisów ustawy z 26 czerwca 2014 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne⁹⁷⁾ PGNiG S.A. od 1 sierpnia 2014 r. nie dostarcza gazu do odbiorców końcowych pobierających gaz wysokometanowy w ilości mniejszej niż 25 mln³ rocznie (i odpowiadające tej ilości wolumeny pozostałych gazów, przeliczone w sposób wskazany w ww. ustawie) z taryfy tego przedsiębiorstwa zniknęły zapisy dotyczące zasad kwalifikacji i rozliczania odbiorców zużywających gaz propan-butan-powietrze i propan-butan-rozprężony, które nabywane były jedynie przez odbiorców o małym zużyciu, nieprzekraczającym 10 m³/h.

16 kwietnia 2015 r. Prezes URE zatwierdził zmianę taryfy w zakresie dostarczania paliw gazowych nr 7/2015 PGNiG S.A. polegającą na obniżeniu ustalonych w niej cen gazu, które spadły średnio dla

⁹⁶⁾ W taryfie tej utworzone zostały również grupy dla potencjalnych odbiorców gazu zaazotowanego podgrupy Ls (GZ-35).

⁹⁷⁾ Dz. U. z 2014 r. poz. 942.

odbiorców końcowych gazu ziemnego wysokometanowego o 7% (dla odbiorców nabywających gaz do dalszej odsprzedaży o 7,3%), natomiast dla odbiorców gazu zaazotowanego Lw o 3,2% (dla odbiorców odsprzedających ten gaz o 4%).

17 lipca 2015 r. zatwierdzona została kolejna taryfa PGNiG S.A. w zakresie dostarczania paliw gazowych nr 8/2015, w której ponownie ustalono niższe ceny gazu. Ponadto w tej taryfie zmianie uległy wartości bonifikat za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców. Dodatkowo, po raz kolejny, poszerzona została oferta dla odbiorców w punkcie wirtualnym o nowe grupy taryfowe (od indeksu 7 do indeksu 10). Na skutek zatwierdzenia tej taryfy, średnie ceny w obrocie dla odbiorców końcowych gazu ziemnego wysokometanowego spadły o 5,1% (dla odbiorców hurtowych o 4,7%), natomiast w zakresie gazu zaazotowanego Lw stosownie o 4,9% i 4,8%.

Kolejna taryfa PGNiG S.A. – nr 9/2015 – została zatwierdzona 16 grudnia 2015 r. powodując obniżenie cen gazu ziemnego wysokometanowego średnio o 6,8% (dla odbiorców hurtowych o 4,6%) a dla gazu zaazotowanego odpowiednio o 6,1% i 5,2%. Skutki zatwierdzenia tej taryfy odbiorcy odczuli od 1 stycznia 2016 r.

PGNiG OD Sp. z o.o.

W grudniu 2014 r. Prezes URE zatwierdził pierwszą taryfę ustaloną przez PGNiG OD Sp. z o.o. ustalając 12-miesięczny okres jej obowiązywania. W okresie od 1 sierpnia 2014 r., tj. od momentu powstania do 31 grudnia 2014 r. przedsiębiorstwo to – na mocy postanowień § 45 rozporządzenia Ministra Gospodarki z 28 czerwca 2013 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi – prowadziło rozliczenia z odbiorcami na podstawie taryfy ustalonej przez PGNiG S.A. Powyższa taryfa spowodowała spadek średnich cen za gaz dla odbiorców gazu wysokometanowego o 1,8%, a dla odbiorców gazów zaazotowanych odpowiednio o: Lw – 0,8% i Ls 1,1%. Spadek średnich płatności za gaz propan-butan-rozprężony wyniósł o 0,23%. Jednocześnie przedsiębiorstwo nie ustaliło w taryfie cen gazu dla odbiorców, którym dotychczas dostarczany był gaz propan-butan-powietrze, ze względu na zastąpienie go gazem wysokometanowym (LNG po regazyfikacji).

W sierpniu 2015 r. Prezes URE zatwierdził zmianę taryfy PGNiG OD Sp. z o.o., która weszła w życie 1 września 2015 r. i która polegała na obniżeniu średnich cen gazu ziemnego wysokometanowego o 6,2% oraz gazu ziemnego zaazotowanego GZ-41,5 (Lw) o 1,9%. Zmianie nie uległy wówczas ceny gazu zaazotowanego Ls, gdyż jako gaz o najniższej kaloryczności miał on historycznie najniższe ceny za jednostkę objętości, a w sierpniowej korekcie ceny poszczególnych rodzajów gazu (od 2014 r. wyrażane w odniesieniu do jednostki energii) zostały zrównane. Ponadto z treści taryfy skreślone zostały zapisy dotyczące kwalifikacji oraz rozliczeń odbiorców pobierających gaz propan-butan-rozprężony ze względu na przestawienie odbiorców zasilanych dotychczas tym gazem na gaz wysokometanowy.

17 grudnia 2015 r. zatwierdzona została taryfa Nr 2 wskazanego przedsiębiorstwa, która weszła w życie 1 stycznia 2016 r. Ceny gazu wysokometanowego oraz zaazotowanego Lw dla grup o mocy nie wyższej niż 110 kWh/h (w której rozliczane są gospodarstwa domowe) spadły o 3,5%, stawki opłat abonamentowych o prawie 10%. Dla odbiorców o mocy wyższej niż 110 kWh/h ceny spadły o 2%, stawki opłat abonamentowych pozostały na niezmiennym poziomie. Dla gazu zaazotowanego Ls spadek cen był niższy niż w przypadku ww. gazów i wyniósł odpowiednio 2,5 i od 1,2 do 2%. Niższy spadek cen w stosunku do cen pozostałych gazów wynikał z kontynuacji wyrównania cen 1 kWh dla wszystkich rodzajów gazów sprzedawanych przez PGNiG OD Sp. z o.o. w grupach o tym samym indeksie. Stawki opłat abonamentowych uległy zmianie jak dla gazu wysokometanowego i zaazotowanego Lw. Omawiana taryfa zatwierdzona została na okres 3 miesięcy, tj. okres krótszy niż roczny okres wnioskowany przez ww. przedsiębiorstwo. Celem skrócenia okresu jej obowiązywania było umożliwienie oceny warunków rynkowych działania PGNiG OD Sp. z o.o. na podstawie rzeczywistych danych za 2015 r. (a nie ich przewidywanego wykonania) i adekwatne ukształtowanie taryfy tego przedsiębiorstwa na przyszły okres.

Operator Systemu Magazynowania

W taryfie Operatora Systemu Magazynowania zatwierdzonej 21 maja 2015 r. zasadniczej zmianie uległa struktura usług oferowanych przez ten podmiot, gdyż działające wcześniej oddzielnie poszczególne instalacje magazynowe zostały połączone w grupy instalacji magazynowych tzw. GIM, tworząc GIM Sanok i GIM Kawerna. W uzasadnieniu przyjętego rozwiązania OSM wskazywał, że wychodzi ono naprzeciw oczekiwaniom użytkowników, umożliwiając elastyczną obsługę umów. Stąd też w tekście taryfy pojawiły się definicje wirtualnego punktu wejścia i wirtualnego punktu wyjścia.

Zmianie uległy również parametry charakteryzujące wybrane usługi oferowane przez Operatora Systemu Magazynowania oraz stawki opłat. Taryfa uległa obniżeniu średnio dla proponowanych usług o 9,2%. Okres obowiązywania taryfy ustalono do 31 marca 2016 r. W 2015 r., podobnie jak w roku poprzednim, OSM świadczył usługi magazynowania na warunkach ciągłych i przerywanych zarówno długoterminowe, jak i krótkoterminowe z podziałem na usługi miesięczne, tygodniowe i dobowe.

SGT EuRoPol GAZ S.A.

W odniesieniu do taryfy tego przedsiębiorstwa w 2015 r. prowadzone były dwa postępowania administracyjne.

16 października 2015 r. obowiązująca taryfa za usługi przesyłania gazu ziemnego wysokometanowego ustalona przez SGT EuRoPol GAZ S.A. i zatwierdzona przez Prezesa URE w grudniu 2014 r. uległa zmianie w zakresie niezbędnym ze względu na obowiązek wdrożenia postanowień rozporządzenia CAM, które wchodziło w życie od 1 listopada 2015 r. Zmiana polegała na wprowadzeniu do taryfy zapisów umożliwiających świadczenie i rozliczanie usług kwartalnych i śróddziennych.

17 grudnia 2015 r. Prezes URE zatwierdził nową taryfę za usługi przesyłania gazu ziemnego wysokometanowego ustaloną na okres do 31 grudnia 2016 r. Na skutek wprowadzenia tej taryfy w życie od 1 stycznia 2016 r. opłaty za usługi świadczone przez SGT EuRoPol GAZ S.A. spadły o 9,7%.

PSG Sp. z o.o.

W 2015 r. obowiązywała zatwierdzona 17 grudnia 2014 r. taryfa nr 3 dla usług dystrybucji paliw gazowych i usług regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego ustalona przez to przedsiębiorstwo, która spowodowała wzrost średnich stawek za usługę dystrybucji dla gazu wysokometanowego o 3%, dla gazu zaazotowanego Lw o 2,25% oraz gazu zaazotowanego Ls o 2,9%. Wzrost opłat dystrybucyjnych związany był ze wzrostem wartości majątku Przedsiębiorstwa w wyniku realizowanych inwestycji, który przekładał się na wyższą wartość amortyzacji i kosztu kapitału uwzględnianych w kalkulacji stawek dystrybucyjnych.

Dla odbiorców najistotniejszą zmianą w treści tej taryfy był dodany rozdział 16, w którym ustalono zasady rozliczeń za świadczenie usług dystrybucji na warunkach szczególnych oraz nowy zapis, na podstawie którego mieszkańcy budynku wielolokalowego, działający przez podmiot reprezentujący, mogą ponosić niższe opłaty za wstrzymanie i wznowienie dostarczania paliwa gazowego oraz z tytułu założenia plomby na urządzeniu podlegającym oplombowaniu, w szczególności po naprawie, konserwacji i remoncie instalacji, o ile ww. usługi dodatkowe wykonywane są w ramach jednego przyjazdu ekipy technicznej do budynku.

Dodatkowo w ramach procesu ujednoczania poszczególnych oddziałów taryfy PSG Sp. z o.o. od początku 2015 r. obowiązują spójne kryteria kwalifikacji odbiorców do grup taryfowych od W-8 do W-13 we wszystkich Oddziałach. Obniżeniu uległy współczynniki korygujące stawkę opłaty stałej dystrybucyjnej dla umów krótkoterminowych. W 2015 r. Spółka oferowała następujące usługi dystrybucji: krótkoterminowe, na zasadach przerywanych, wirtualnej dystrybucji zwrotnej i dystrybucji zwrotnej, na podstawie umowy rozruchowej, związane ze szczególnymi warunkami ich świadczenia.

16 grudnia 2015 r., ze względu na upływający 31 grudnia 2015 r. termin obowiązywania taryfy nr 3, zatwierdzona została zmiana ww. taryfy oraz wydłużenie okresu jej obowiązywania do 30 czerwca 2016 r. Zmiana taryfy polegała na doprecyzowaniu niektórych zapisów taryfy, wzroście wartości bonifikat za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców dla usług dystrybucji i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego oraz dodaniu zapisu umożliwiającego uzyskanie bonifikaty w przypadku pobierania gazu nienawonionego. Oznacza to, że za usługi dystrybucji odbiorcy do 30 czerwca 2016 r. rozliczani będą wg stawek opłat ustalonych w grudniu 2014 r.

OGP Gaz-System S.A.

Od 1 stycznia 2015 r. weszła w życie taryfa nr 9 dla usług przesyłania paliw gazowych ustalona przez OGP Gaz-System S.A. i zatwierdzona przez Prezesa URE decyzją z 17 grudnia 2014 r. Spowodowała ona wzrost średnich opłat za usługi przesyłania paliw gazowych o 6,4%. Podobnie jak w przypadku PSG wzrost taryfy OGP związany był ze wzrostem wartości majątku przedsiębiorstwa w wyniku zrealizowanych inwestycji, który przekładał się na wyższą wartość amortyzacji i kosztu kapitału uwzględnianych w kalkulacji stawek przesyłowych.

Od stycznia 2015 r. w taryfie OGP zostały wprowadzone usługi śróddzienne i kwartalne (pkt 4.1.10.2 taryfy). Ponadto, zmianie uległy przepisy przejściowe w związku z koniecznością dostosowania taryfy operatora do przepisów rozporządzenia BAL. W 2015 r. świadczone były usługi: krótkoterminowe, w tym śróddzienne, na zasadach przerywanych oraz przesyłania zwrotnego.

17 grudnia 2015 r. zatwierdzona została zmiana tej taryfy, polegająca na wydłużeniu okresu obowiązywania taryfy do 30 czerwca 2016 r. oraz podobnie jak w przypadku operatora systemu dystrybucyjnego – na zmianie wartości bonifikat za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców. Oznacza to, że za usługi przesyłania odbiorcy podobnie jak w przypadku operatora systemu dystrybucyjnego do 30 czerwca 2016 r. rozliczani będą wg stawek opłat ustalonych w grudniu 2014 r.

Podsumowanie

Wzrost liczby zatwierdzanych taryf (20 nowych taryf w zakresie obrotu gazem) świadczy o postępującym procesie liberalizacji rynku gazu. Sprzedawcy dostrzegają korzyści z wejścia na ten rynek, co dla odbiorców oznacza rozszerzanie oferty podaźowej i możliwość uzyskania korzystniejszej ceny. Również operatorzy zwiększają zakres świadczonych usług, co wynika z dostosowania ich taryf do przepisów unijnych (BAL NC, CAM NC).

W całym 2015 r. obserwowany był spadek cen gazu zarówno dla odbiorców w gospodarstwach domowych, jak i tzw. odbiorców przemysłowych.

Pierwotne wnioski przedsiębiorstw różniły się znacząco od tych uznanych za uzasadnione. Dopiero w wyniku postępowań administracyjnych prowadzonych w urzędzie oraz wielokrotnych wezwań kierowanych do spółek w ramach postępowań możliwe było ich zatwierdzenie przez Prezesa URE.

Pomimo wzrostu od 1 stycznia 2015 r. taryf za świadczenie usług przesyłania i dystrybucji gazu średnie płatności kompleksowe za gaz (łącznie gaz jako towar i usługa jego dostawy) uległy obniżeniu dla wszystkich odbiorców w kraju. Dla odbiorców obsługiwanych przez PGNiG S.A. zmiany średnich płatności kompleksowych jakie miały miejsce w 2015 r. (wynikające z wprowadzenia nowych cen od 1 stycznia, 1 maja, 1 sierpnia 2015 r.) przedstawia poniższa tabela.

Tabela 41. Średnia jednostkowa płatność za paliwo gazowe

Rodzaj gazu	Grupa taryfowa	Średnia jednostkowa płatność za paliwo gazowe		Zmiana [%]
		do 31 grudnia 2014 r. [gr/kWh]	od 1 stycznia 2015 r. [gr/kWh]	
wysokometanowy	WM	13,841	12,071	-12,8
	WH	13,325	10,441	-15,3
	WT	11,961	10,177	-14,9
	Epw*	11,723	10,480	-10,6
zaazotowany	SH	12,478	11,706	-6,2
	ST	11,425	10,225	-10,5

Grupy WM – dla odbiorców pobierających gaz ziemny wysokometanowy z sieci OSD o ciśnieniu nie wyższym niż 0,5 MPa.

Grupy WH – dla odbiorców pobierających gaz ziemny wysokometanowy z sieci OSD o ciśnieniu powyżej 0,5 MPa.

Grupy WT – dla odbiorców pobierających gaz ziemny wysokometanowy z sieci OSP.

Grupy Epw – dla odbiorców pobierających gaz ziemny wysokometanowy w punkcie wirtualnym.

Grupy SH – dla odbiorców pobierających gaz ziemny zaazotowany Lw z sieci OSD o ciśnieniu powyżej 0,5 MPa.

Grupy WM – dla odbiorców pobierających gaz ziemny zaazotowany Lw z sieci OSP.

Źródło: URE.

Kolejne tabele prezentują spadki średnich płatności kompleksowych związanych z dostarczeniem gazu do odbiorców obsługiwanych przez PGNiG OD Sp. z o.o. wynikające ze zmiany cen gazu w taryfie tego przedsiębiorstwa, które miały miejsce od 1 stycznia i od 1 września 2015 r.

Tabela 42. Średnia płatność kompleksowa dla odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowej OGP Gaz-System S.A.

Rodzaj gazu	Grupa taryfowa	Cena w okresie		Zmiana [%]
		do 31 grudnia 2014 r. [gr/kWh]	do 31 grudnia 2015 r. [gr/kWh]	
wysokometanowy	E-1A	11,915	11,027	-7,45
	E-1B	11,728	10,823	-7,72
	E-1C	11,863	10,958	-7,63
zaazotowany GZ-41,5	Lw-1	11,235	10,993	-2,15

Źródło: URE.

Tabela 43. Średnia płatność kompleksowa dla odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PSG Sp. z o.o.

Grupa taryfowa	Średnia jednostkowa płatność za gaz ziemny wysokometanowy w skali kraju		Zmiana [%]
	do 31 grudnia 2014 r. [gr/kWh]	do 31 grudnia 2015 r. [gr/kWh]	
	W-1.1	23,747	
W-1.2	23,019	22,242	-3,37
W-1.12T	21,748	20,929	-3,76
W-2.1	18,162	17,383	-4,29
W-2.2	17,928	17,115	-4,53
W-2.12T	18,111	17,321	-4,36
W-3.6	16,843	16,044	-4,74
W-3.9	17,195	16,400	-4,63
W-3.12T	17,065	16,269	-4,66
W-4	16,362	15,549	-4,97
W-5	14,703	13,603	-7,48
W-6A	14,060	13,108	-6,77
W-6B	13,849	12,954	-6,47
W-7A	13,404	12,565	-6,26

W-7B	12,862	11,950	-7,09
W-8A	12,689	11,796	-7,03
W-8B	12,478	11,596	-7,07
W-8C	12,291	11,302	-8,05
Razem W	16,555	15,697	-5,18
Oddział we Wrocławiu			
W-1.1	23,824	23,082	-3,11
W-1.2	23,204	22,441	-3,28
W-1.12T	21,281	20,470	-3,81
W-2.1	18,189	17,415	-4,26
W-2.2	18,211	17,437	-4,25
W-2.12T	18,012	17,227	-4,36
W-3.6	17,137	16,351	-4,59
W-3.9	17,322	16,540	-4,52
W-3.12T	17,218	16,431	-4,57
W-4	16,538	15,740	-4,83
W-5	14,416	13,310	-7,67
W-6A	13,938	12,986	-6,83
W-6B	13,606	12,705	-6,62
W-7A	12,946	12,098	-6,55
W-7B	12,572	11,657	-7,28
Razem W	16,560	15,699	-5,20
Oddział w Zabrzu			
W-1.1	24,479	23,728	-3,07
W-1.2	23,833	23,085	-3,14
W-1.12T	22,115	21,313	-3,63
W-2.1	18,601	17,836	-4,11
W-2.2	18,580	17,813	-4,13
W-2.12T	18,462	17,687	-4,20
W-3.6	17,123	16,331	-4,62
W-3.9	17,291	16,502	-4,56
W-3.12T	17,218	16,425	-4,61
W-4	16,532	15,729	-4,86
W-5	14,395	13,285	-7,71
W-6A	13,882	12,926	-6,89
W-6B	13,527	12,622	-6,69
W-7A	13,454	12,622	-6,18
W-7B	13,190	12,295	-6,79
W-8A	12,710	11,818	-7,02
W-8B	12,491	11,609	-7,06
Razem W	17,051	16,212	-4,92
Oddział w Tarnowie			
W-1.1	23,670	22,925	-3,15
W-1.2	23,304	22,580	-3,11
W-1.12T	21,615	20,813	-3,71
W-2.1	18,126	17,364	-4,20
W-2.2	18,157	17,324	-4,59
W-2.12T	17,988	17,213	-4,31
W-3.6	16,673	15,883	-4,74
W-3.9	16,875	16,092	-4,64
W-3.12T	16,750	15,957	-4,73
W-4	16,209	15,402	-4,98

W-5	15,185	14,102	-7,13
W-6A	14,555	13,622	-6,41
W-6B	14,201	13,319	-6,21
W-7A	14,241	13,435	-5,66
W-7B	12,888	11,983	-7,02
W-8A	12,757	11,868	-6,97
W-8B	12,546	11,667	-7,01
W-8C	12,479	11,496	-7,88
Razem W	16,736	15,895	-5,03
Oddział w Warszawie			
W-1.1	23,090	22,298	-3,43
W-1.2	22,569	21,766	-3,56
W-1.12T	20,907	20,064	-4,03
W-2.1	17,506	16,704	-4,58
W-2.2	17,338	16,528	-4,67
W-2.12T	17,283	16,469	-4,71
W-3.6	16,512	15,708	-4,87
W-3.9	16,682	15,881	-4,80
W-3.12T	16,586	15,780	-4,86
W-4	16,031	15,211	-5,12
W-5	14,347	13,231	-7,78
W-6A	13,713	12,746	-7,05
W-6B	13,364	12,436	-6,94
W-7A	12,960	12,102	-6,62
W-7B	12,670	11,747	-7,28
W-8A	12,500	11,603	-7,18
W-8B	12,234	11,347	-7,25
W-8C	12,140	11,149	-8,16
Razem W	15,892	15,018	-5,50
Oddział w Gdańsku			
W-1.1	24,022	23,251	-3,21
W-1.2	23,384	22,583	-3,43
W-1.12T	21,837	21,005	-3,81
W-2.1	18,642	17,889	-4,04
W-2.2	18,553	17,793	-4,09
W-2.12T	18,457	17,693	-4,14
W-3.6	17,326	16,559	-4,43
W-3.9	17,481	16,718	-4,37
W-3.12T	17,429	16,661	-4,41
W-4	16,713	15,923	-4,73
W-5	14,937	13,871	-7,14
W-6A	14,482	13,568	-6,31
W-6B	14,133	13,270	-6,11
W-7A	13,588	12,759	-6,10
W-7B	13,343	12,468	-6,56
W-8A	12,705	11,809	-7,05
W-8C	12,354	11,364	-8,01
Razem W	16,756	15,914	-5,02
Oddział w Poznaniu			
W-1.1	23,735	22,898	-3,52
W-1.2	22,765	21,915	-3,73
W-1.12T	21,388	20,509	-4,11

W-2.1	18,003	17,169	-4,64
W-2.2	17,847	17,010	-4,69
W-2.12T	17,840	16,998	-4,72
W-3.6	17,116	16,278	-4,90
W-3.9	17,223	16,387	-4,86
W-3.12T	17,202	16,363	-4,88
W-4	16,559	15,712	-5,12
W-5	14,629	13,509	-7,66
W-6A	14,166	13,200	-6,82
W-6B	13,818	12,903	-6,62
W-7A	13,507	12,661	-6,26
W-7B	12,975	12,060	-7,05
W-8A	12,384	11,476	-7,33
Razem W	16,769	15,877	-5,31

Grupa taryfowa	Średnia jednostkowa płatność za gaz ziemny zaazotowany Lw w skali kraju		Zmiana [%]
	do 31 grudnia 2014 r.	do 31 grudnia 2015 r.	
	[gr/kWh]	[gr/kWh]	
S-1.1	20,515	20,238	-1,35
S-1.2	20,063	19,788	-1,37
S-1.12T	17,729	17,396	-1,88
S-2.1	16,387	16,120	-1,63
S-2.2	16,130	15,869	-1,62
S-2.12T	16,116	15,840	-1,71
S-3.6	15,521	15,244	-1,79
S-3.9	15,714	15,447	-1,70
S-3.12T	15,258	14,980	-1,82
S-4	14,510	14,211	-2,06
S-5	13,363	12,882	-3,59
S-6	12,791	12,446	-2,69
S-7A	12,456	12,222	-1,88
S-7B	12,395	12,088	-2,48
S-8	12,114	11,840	-2,26
Razem S	14,978	14,662	-2,11
Oddział we Wrocławiu			
S-1.1	20,318	20,052	-1,31
S-1.2	20,024	19,753	-1,35
S-1.12T	17,471	17,144	-1,87
S-2.1	16,360	16,109	-1,54
S-2.2	16,126	15,868	-1,60
S-2.12T	16,065	15,801	-1,64
S-3.6	15,513	15,253	-1,68
S-3.9	15,734	15,478	-1,63
S-3.12T	15,236	14,965	-1,77
S-4	14,430	14,142	-2,00
S-5	13,305	12,828	-3,59
S-6A	12,536	12,191	-2,75
S-7A	12,184	11,949	-1,93
S-8	12,114	11,840	-2,26
Razem S	14,629	14,330	-2,04
Oddział w Poznaniu			
S-1.1	21,147	20,837	-1,46

S-1.2	20,492	20,173	-1,56
S-1.12T	18,370	18,020	-1,90
S-2.1	16,432	16,138	-1,79
S-2.2	16,178	15,881	-1,84
S-2.12T	16,218	15,917	-1,85
S-3.6	15,532	15,231	-1,94
S-3.9	15,654	15,354	-1,92
S-3.12T	15,337	15,030	-2,00
S-4	14,634	14,319	-2,16
S-5	13,481	12,994	-3,61
S-6A	13,087	12,743	-2,63
S-7A	12,728	12,495	-1,83
S-7B	12,395	12,088	-2,48
Razem S	14,587	14,262	-2,22

Grupa taryfowa	Średnia jednostkowa płatność za gaz ziemny zaazotowany Ls w skali kraju		Zmiana [%]
	do 31 grudnia 2014 r.	do 31 grudnia 2015 r.	
	[gr/kWh]	[gr/kWh]	
Z-1.1	20,694	20,671	-0,11
Z-1.2	20,192	20,160	-0,16
Z-1.12T	19,069	19,015	-0,28
Z-2.1	16,857	16,856	-0,01
Z-2.2	16,542	16,534	-0,05
Z-2.12T	16,611	16,600	-0,07
Z-3.6	15,614	15,599	-0,10
Z-3.9	15,704	15,689	-0,10
Z-3.12T	15,381	15,361	-0,13
Z-4	14,733	14,704	-0,20
Z-5	13,324	13,139	-1,39
Z-6	12,955	12,867	-0,68
Z-7A	12,609	12,657	0,38
Razem Z	15,072	15,027	-0,30
Oddział we Wrocławiu			
Z-1.1	19,763	19,779	0,08
Z-1.2	19,569	19,583	0,07
Z-1.12T	18,067	18,040	-0,15
Z-2.1	16,795	16,840	0,27
Z-2.2	16,490	16,527	0,22
Z-2.12T	16,455	16,486	0,18
Z-3.6	15,562	15,590	0,18
Z-3.9	15,740	15,771	0,20
Z-3.12T	15,242	15,259	0,11
Z-4	14,513	14,515	0,02
Z-6	12,369	12,280	-0,72
Razem Z	14,986	14,973	-0,08
Oddział w Poznaniu			
Z-1.1	20,733	20,708	-0,12
Z-1.2	20,207	20,174	-0,16
Z-1.12T	19,089	19,035	-0,28
Z-2.1	16,862	16,857	-0,03
Z-2.2	16,544	16,534	-0,06
Z-2.12T	16,617	16,604	-0,08

Z-3.6	15,615	15,599	-0,10
Z-3.9	15,704	15,688	-0,10
Z-3.12T	15,387	15,364	-0,14
Z-4	14,738	14,708	-0,21
Z-5	13,324	13,139	-1,39
Z-6	12,997	12,909	-0,68
Z-7A	12,609	12,657	0,38
Razem Z	15,075	15,029	-0,31

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 ≤ 110	a ≤ 3 350	S-1	b ≤ 110	a ≤ 3 650
W-2		3 350 < a ≤ 13 350	S-2		3 650 < a ≤ 14 600
W-3		13 350 < a ≤ 88 900	S-3		14 600 < a ≤ 97 100
W-4		a > 88 900	S-4		a > 97 100
W-5	110 < b ≤ 710	–	S-5	110 < b ≤ 590	–
W-6	710 < b ≤ 6 580	–	S-6	590 < b ≤ 7 290	–
W-7	b > 6 580	–	S-7	b > 7 290	–
–			Z-1	b ≤ 110	a ≤ 3 200
			Z-2		3 200 < a ≤ 12 800
			Z-3		12 800 < a ≤ 85 200
			Z-4		a > 85 200
			Z-5	110 < b ≤ 520	–
			Z-6	520 < b ≤ 6 400	–
			Z-7	b > 6 400	–
Sieć dystrybucyjna o ciśnieniu wyższym niż 0,5 Mpa					
W-8	b > 0	–	S-8, Z-8	b > 0	–
Sieć przesyłowa					
E-1A	b > 0	–	Lw-1	b > 0	–
E-1B	b > 0	–	–	–	–
E-1C	b > 0	–	–	–	–

Źródło: URE.

2.2.3. Wyznaczanie operatorów systemów gazowych

W świetle obowiązujących regulacji ustawy – Prawo energetyczne operatorów systemów gazowych 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.

Na mocy art. 1 pkt 2 ustawy nowelizującej dodano do ustawy – Prawo energetyczne art. 4e¹. W myśl tego przepisu „usługi przesyłania, dystrybucji, magazynowania paliw gazowych, skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego mogą być świadczone wyłącznie odpowiednio przez operatora systemu przesyłowego, operatora systemu dystrybucyjnego, operatora systemu magazynowania paliw gazowych, operatora systemu skraplania gazu ziemnego lub operatora systemu połączonego”. Powyższy przepis wszedł w życie 28 sierpnia 2014 r., tj. po upływie 12 miesięcy od dnia ogłoszenia ustawy nowelizującej (art. 34 pkt 1). Od tego dnia przedsiębiorca posiadający stosowną koncesję nie może wykonywać działalności gospodarczej z zakresu przesyłania, dystrybucji,

magazynowania paliw gazowych oraz skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego, jeżeli nie posiada jednocześnie statusu operatora systemu.

Nieprzestrzeganie powyższego przepisu sankcjonowane jest karą pieniężną. W myśl art. 56 ust. 1 pkt 24a karze pieniężnej podlega ten, kto nie będąc operatorem systemu przesyłowego, dystrybucyjnego, magazynowania paliw gazowych lub operatorem systemu skraplania gazu ziemnego lub operatorem systemu połączonego wyznaczonym na podstawie art. 9h świadczy usługi przesyłania, dystrybucji, magazynowania paliw gazowych, skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego.

W ustawie – Prawo energetyczne zostały także określone zasady *unbundlingu* OSP, OSD oraz OSM. Ma to na celu zapewnienie skutecznego rozdziału działalności przesyłowej, działalności dystrybucyjnej i działalności w zakresie magazynowania paliw gazowych od działalności związanych z produkcją lub sprzedażą gazu ziemnego.

Niedostosowanie się do wymogów *unbundlingu* sankcjonowane jest karą pieniężną. W świetle art. 56 ust. 2 pkt 20 i 21 ustawy – Prawo energetyczne, karze pieniężnej podlega ten, kto nie przestrzega warunków i kryteriów niezależności operatora systemu, o których mowa w art. 9d ust. 1-2, a także ten, kto nie zapewnia wyznaczonemu dla swojej sieci operatorowi systemu spełnienia warunków i kryteriów niezależności, o których mowa w art. 9d ust. 1-2.

Zakres działalności, którą może wykonywać OSP gazowy uregulowano w art. 9d ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, zgodnie z którym operator systemu przesyłowego oraz operator systemu połączonego pozostają pod względem formy prawnej i organizacyjnej oraz podejmowania decyzji niezależni od wykonywania innych działalności niezwiązanych z:

- 1) przesyłaniem, dystrybucją lub magazynowaniem paliw gazowych, lub skraplaniem gazu ziemnego, lub regazyfikacją skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego albo
- 2) przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej.

Ponadto, jak stanowi art. 9d ust. 1a ww. ustawy w celu zapewnienia niezależności operatora systemu przesyłowego oraz operatora systemu połączonego ta sama osoba lub podmiot nie może:

- 1) bezpośrednio lub pośrednio wywierać decydującego wpływu lub wykonywać innych praw względem przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi albo wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną oraz bezpośrednio lub pośrednio wywierać decydującego wpływu lub wykonywać innych praw względem operatora systemu przesyłowego lub połączonego ani wywierać decydującego wpływu na system przesyłowy lub system połączony,
- 2) powoływać członków rady nadzorczej, zarządu lub innych organów uprawnionych do reprezentacji operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu połączonego, ani względem systemu przesyłowego lub połączonego oraz bezpośrednio lub pośrednio wywierać decydującego wpływu lub wykonywać praw względem przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi albo wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną,
- 3) pełnić funkcji członka rady nadzorczej, zarządu lub innych organów uprawnionych do reprezentacji operatora systemu przesyłowego lub połączonego, ani względem systemu przesyłowego lub systemu połączonego oraz pełnić tych funkcji w przedsiębiorstwie energetycznym zajmującym się produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi albo wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną.

Prezes URE w toku postępowań o przyznanie OSP certyfikatu spełniania kryteriów niezależności prowadzonych w latach 2014–2015 dokonywał analizy, czy powyższe warunki i kryteria niezależności są przez OSP spełniane.

Ustawa reguluje również zakres niezależności operatora systemu dystrybucyjnego gazowego. Zgodnie z art. 9d ust. 1d tej ustawy OSD będący w strukturze przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo pozostaje pod względem formy prawnej i organizacyjnej oraz podejmowania decyzji niezależny od innych działalności niezwiązanych z dystrybucją paliw gazowych lub energii elektrycznej. Ponadto w celu zapewnienia niezależności operatora systemu dystrybucyjnego należy spełnić łącznie następujące kryteria niezależności:

- 1) osoby odpowiedzialne za zarządzanie operatorem systemu dystrybucyjnego nie mogą uczestniczyć w strukturach zarządzania przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo lub przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem, produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi lub przesyłaniem, wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną ani być odpowiedzialne, bezpośrednio lub pośrednio za bieżącą działalność w tym zakresie,
- 2) osoby odpowiedzialne za zarządzanie operatorem systemu dystrybucyjnego mają zapewnioną możliwość niezależnego działania,
- 3) operator systemu dystrybucyjnego ma prawo podejmować niezależne decyzje w zakresie majątku niezbędnego do wykonywania działalności gospodarczej w zakresie dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej,
- 4) organ przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo nie może wydawać operatorowi systemu dystrybucyjnego poleceń dotyczących jego bieżącej działalności ani podejmować decyzji w zakresie budowy sieci lub jej modernizacji, chyba że polecenia te lub decyzje dotyczyłyby działania operatora systemu dystrybucyjnego, które wykraczałyby poza zatwierdzony plan finansowy lub inny równoważny dokument (art. 9d ust. 1e ww. ustawy).

Co więcej, jak stanowi art. 9d ust. 1h ustawy – Prawo energetyczne, operator systemu przesyłowego, operator systemu dystrybucyjnego oraz operator systemu połączonego nie mogą wykonywać działalności gospodarczej związanej z produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi lub energią elektryczną ani jej wykonywać na podstawie umowy na rzecz innych przedsiębiorstw energetycznych.

W ustawie przewidziano również zakres zwolnień z obowiązków *unbundlingu* dla OSD gazowych. Zgodnie z art. 9d ust. 7 ww. ustawy obowiązek wydzielenia prawnego i organizacyjnego OSD gazowego nie dotyczy przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo obsługującego mniej niż 100 tys. odbiorców przyłączonych do systemu dystrybucyjnego gazowego wchodzącego w skład tego przedsiębiorstwa, jeżeli sprzedaż paliw gazowych przez to przedsiębiorstwo w ciągu roku nie przekracza 150 mln m³, a także przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo obsługującego mniej niż sto tysięcy odbiorców przyłączonych do systemu dystrybucyjnego gazowego wchodzącego w skład tego przedsiębiorstwa, jeżeli sprzedaż przez to przedsiębiorstwo dotyczy paliw gazowych innych niż gaz ziemny wysokometanowy lub zaazotowany, w tym skroplony gaz ziemny, dostarczanych siecią gazową.

W ustawie – Prawo energetyczne zawarte zostały również postanowienia dotyczące niezależności operatora systemu magazynowania. W myśl art. 9d ust. 1f tej ustawy OSM, będący częścią przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, powinien pozostawać pod względem formy prawnej i organizacyjnej oraz podejmowania decyzji niezależny od innych działalności niezwiązanych z magazynowaniem, przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych. Ponadto zgodnie z art. 9d ust. 1g ww. ustawy w celu zapewnienia niezależności operatorowi systemu magazynowania należy spełnić łącznie następujące kryteria:

- 1) osoby odpowiedzialne za zarządzanie operatorem systemu magazynowania nie mogą uczestniczyć w strukturach przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo lub przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi, ani być odpowiedzialne, bezpośrednio lub pośrednio za bieżącą działalność w tym zakresie,
- 2) osoby odpowiedzialne za zarządzanie operatorem systemu magazynowania mają zapewnioną możliwość niezależnego działania,
- 3) operator systemu magazynowania ma prawo podejmować niezależne decyzje dotyczące majątku niezbędnego do wykonywania działalności gospodarczej w zakresie magazynowania paliw gazowych,
- 4) organ przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo nie może wydawać operatorowi systemu magazynowania poleceń dotyczących jego bieżącej działalności ani podejmować decyzji w zakresie budowy lub modernizacji instalacji magazynowej, chyba że polecenia te lub decyzje dotyczyłyby działań operatora systemu magazynowania, które wykraczałyby poza zatwierdzony plan finansowy lub inny równoważny dokument.

Decyzje w sprawie wyznaczania operatorów systemów gazowych

W 2015 r. Prezes URE wyznaczył pięciu lokalnych OSD gazowych oraz przedłużył czterem lokalnym OSD gazowym okres obowiązywania decyzji wyznaczającej na OSD.

Ponadto Prezes URE wyznaczył trzech operatorów systemu skraplania gazu ziemnego.

Według stanu na 31 grudnia 2015 r., na rynku paliw gazowych funkcjonowali następujący operatorzy:

- operator systemu przesyłowego gazowego,
- 52 operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych (w tym jeden prawnie wydzielony),
- operator systemu magazynowania,
- 5 operatorów systemów skraplania gazu ziemnego.

Na terytorium RP funkcjonuje jeden operator systemu przesyłowego, którym jest jednoosobowa spółka Skarbu Państwa OGP Gaz-System S.A. Działalność OSP obejmowała w 2015 r. zarządzanie krajowym systemem przesyłowym stanowiącym własność OGP Gaz-System S.A., na podstawie decyzji Prezesa URE wyznaczającej spółkę operatorem systemu przesyłowego na okres do 31 grudnia 2030 r. Spółka prowadzi swoją działalność w oparciu o koncesję na przesyłanie paliw gazowych obowiązującą do 31 grudnia 2030 r.

OGP Gaz-System S.A. pełni ponadto funkcję operatora systemu przesyłowego na polskim odcinku gazociągu Jamał-Europa Zachodnia, którego właścicielem jest spółka SGT EuRoPol GAZ S.A. posiadająca koncesję na przesyłanie paliw gazowych. Operatorstwo na odcinku gazociągu tranzytowego wykonywane jest przez OSP w modelu niezależnego operatora systemu na podstawie decyzji Prezesa URE wyznaczającej z urzędu OGP Gaz-System S.A. jako OSP na okres do 31 grudnia 2025 r.

Na terytorium RP według stanu na 31 grudnia 2015 r. funkcjonował jeden OSD gazowy podlegający wymogom prawnego i funkcjonalnego *unbundlingu*. Tym podmiotem była PSG Sp. z o.o. należąca do GK PGNiG S.A. Spółka ta wykonuje działalność gospodarczą polegającą na dystrybucji paliw gazowych sieciami dystrybucyjnymi o ciśnieniu niskim, średnim i wysokim na potrzeby odbiorców zlokalizowanych na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej. Ponadto 51 przedsiębiorstw energetycznych wykonywało funkcje OSD o charakterze lokalnym.

W 2015 r. funkcję operatora systemu magazynowego pełniła spółka Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o., wyznaczona OSM na mocy decyzji Prezesa URE do 31 maja 2022 r. Spółka ta pełni swoją funkcję na majątku stanowiącym własność PGNiG S.A. Na 31 grudnia 2015 r. OSM Sp. z o.o. wykonywał swoje zadania w odniesieniu do następujących instalacji magazynowych:

- PMG „Husów” zlokalizowanym na terenie gmin Łańcut i Markowa o pojemności magazynowej czynnej 500 mln m³,
- PMG „Wierzchowice” zlokalizowanym na terenie gmin Milicz i Krośnice o pojemności magazynowej czynnej 1 200 mln m³,
- PMG „Mogilno” zlokalizowanym na terenie gmin Mogilno i Rogowo o pojemności magazynowej czynnej 468,2 mln m³, z wyłączeniem tej części instalacji magazynowej, która jest niezbędna do realizacji zadań operatora systemu przesyłowego gazowego,
- PMG „Swarzów” zlokalizowanym na terenie gmin Dąbrowa Tarnowska i Olesno o pojemności magazynowej czynnej 90 mln m³,
- PMG „Brzeźnica” zlokalizowanym na terenie gminy Dębica o pojemności magazynowej czynnej 65 mln m³,
- PMG „Strachocina” zlokalizowanym na terenie gmin Sanok i Brzozów o pojemności magazynowej czynnej 360 mln m³,
- PMG „Kosakowo” zlokalizowanym na terenie gminy Kosakowo o pojemności magazynowej czynnej 112,4 mln m³.

Łącznie pojemność magazynowa czynna ww. PMG wynosiła 2 795,6 mln m³.

Według stanu na 31 grudnia 2015 r. operatorami systemu skraplania gazu ziemnego było pięć podmiotów: PSG Sp. z o.o., DUON Dystrybucja S.A., LNG-Silesia Sp. z o.o., PGNiG S.A. oraz Barter S.A.

Zmiany w decyzjach wyznaczających operatorów systemów gazowych

W 2015 r. Prezes URE dokonał łącznie siedmiu zmian w decyzjach wyznaczających lokalnych operatorów systemów gazowych. Prezes URE dokonał również czterech zmian polegających na przedłużeniu okresu obowiązywania decyzji operatorskiej.

2.2.4. Certyfikaty niezależności

Procedura certyfikacji operatorów systemów przesyłowych, w tym odrębna procedura certyfikacji operatora systemu przesyłowego dla podmiotów kontrolowanych przez podmiot z siedzibą w państwach trzecich zostały uregulowane w art. 9h¹ i 9h² ustawy – Prawo energetyczne. Zgodnie z przepisami, operatorem systemu przesyłowego będzie mógł zostać wyznaczony jedynie podmiot, który otrzymał od Prezesa URE decyzję w sprawie przyznania certyfikatu niezależności. Przed wydaniem certyfikatu niezależności Prezes URE zobowiązany jest przeprowadzić postępowanie sprawdzające, czy kandydat na operatora lub operator spełnia wymogi, które zapewnią, że będzie działał w pełni niezależnie. Jednocześnie ustawodawca przyjął rozwiązanie, zgodnie z którym decyzje o wyznaczeniu operatora systemu przesyłowego wydane przed dniem wejścia w życie ustawy zmieniającej pozostają w mocy.

Do ustawy – Prawo energetyczne implementowano dwa modele funkcjonowania operatorów systemów przesyłowych: model pełnego rozdziału właścicielskiego (OU) oraz model niezależnego operatora systemu (ISO). W modelu OU (*ownership unbundling*) podmiot będący operatorem sieci jest równocześnie jej właścicielem i pozostaje on w pełni niezależny od jakiegokolwiek działalności w zakresie wytwarzania lub obrotu paliwami gazowymi lub energią elektryczną. Natomiast w systemie ISO (*independent system operator*) system przesyłowy może pozostać własnością przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, ale musi być zarządzany przez odrębne przedsiębiorstwo, tj. niezależnego operatora systemu. Jednocześnie system ISO może mieć zastosowanie dla wyznaczenia operatora systemu przesyłowego wyłącznie, jeżeli właściciel systemu przesyłowego 3 września 2009 r. był częścią przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo.

Dodatkowo w procedurze certyfikacji udział bierze Komisja Europejska. Zgodnie z przepisami przed wydaniem decyzji w sprawie przyznania certyfikatu niezależności Prezes URE zobowiązany jest zająć stanowisko w sprawie – w formie projektu decyzji – i przekazać je Komisji Europejskiej wraz z wnioskiem o wydanie opinii w sprawie spełniania warunków i kryteriów niezależności. Dodatkowo w przypadku, gdy zastosowanie ma procedura wskazana w art. 9h² ustawy – Prawo energetyczne wniosek do Komisji Europejskiej powinien dotyczyć również kwestii wpływu przyznania certyfikatu niezależności na bezpieczeństwo dostaw paliw gazowych lub energii elektrycznej w UE. Jednocześnie, zgodnie z art. 3 ust. 2 rozporządzenia 715/2009 w terminie dwóch miesięcy od otrzymania opinii Komisji, krajowy organ regulacyjny przyjmuje ostateczną decyzję o certyfikacji operatora systemu przesyłowego, uwzględniając w najwyższym stopniu tę opinię. Decyzja organu regulacyjnego jest publikowana wraz z opinią Komisji.

Postępowania w sprawie przyznania certyfikatu niezależności

W 2015 r. Prezes URE kontynuował postępowanie administracyjne w sprawie przyznania OGP Gaz-System S.A. certyfikatu niezależności w modelu ISO w związku z wykonywaniem przez tę spółkę funkcji OSP na polskim odcinku gazociągu jamalskiego stanowiącego własność SGT EuRoPol GAZ S.A. Wniosek w tej sprawie został złożony przez OGP Gaz-System S.A. w marcu 2014 r.

W powyższej sprawie Komisja Europejska we wrześniu 2014 r. wydała opinię, w której stanęła na stanowisku, że przed udzieleniem certyfikacji konieczne jest przeprowadzenie przez URE szczegółowej oceny zgodnie z art. 11 dyrektywy 2009/73/WE, a następnie przesłanie do KE zmienionego projektu

decyzji zawierającego taką ocenę. Prezes URE, mając na uwadze art. 3 ust. 2 rozporządzenia 715/2009, uwzględnił powyższą rekomendację KE i zwrócił się do Ministra Spraw Zagranicznych o wydanie opinii wskazanej w art. 9h² ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne. Zmieniony projekt decyzji uwzględniający analizę wpływu przyznania OGP Gaz-System S.A. certyfikatu niezależności na bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego w UE został przesłany do Komisji Europejskiej w styczniu 2015 r.

19 marca 2015 r. Komisja Europejska, działając na podstawie art. 3 ust. 1 rozporządzenia 715/2009 i art. 10 ust. 6 oraz art. 11 ust. 6 dyrektywy 2009/73/WE wydała drugą opinię w sprawie certyfikacji OGP Gaz-System S.A. w modelu ISO. Zostały w niej zawarte uwagi dotyczące eksploatacji tłoczni gazu i stacji pomiarowych, planowania sieci oraz inwestycji, wyznaczania zdolności przesyłowych, dostępu do informacji poufnych oraz zastosowania art. 11 dyrektywy 2009/73/WE.

Prezes URE po uzupełnieniu materiału dowodowego i przeprowadzeniu kolejnych analiz, decyzją z 19 maja 2015 r. przyznał OGP Gaz-System S.A. certyfikat niezależności w modelu ISO w związku z wykonywaniem przez tę spółkę funkcji OSP na polskim odcinku gazociągu Jamał-Europa Zachodnia.

W toku powyższego postępowania Komisja Europejska wydała dwie opinie, formułując zalecenia, które w najwyższym stopniu powinny być uwzględnione przez krajowy organ regulacyjny. Komisja Europejska poruszyła w szczególności kwestie bieżącej eksploatacji tłoczni gazu i stacji pomiarowych zlokalizowanych na polskim odcinku gazociągu jamalskiego oraz zobowiązała Prezesa URE do dokonania oceny, czy udzielenie OGP Gaz-System S.A. certyfikacji nie stworzy zagrożenia dla bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych do Polski i innych państw UE.

Prezes URE dokonał takiej oceny i ustalił, że przyznanie OGP Gaz-System S.A. certyfikatu niezależności w modelu ISO nie spowoduje zagrożenia bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych. Co więcej, wnioski płynące z analizy zebranego materiału pozwalają na jednoznaczne stwierdzenie, że przyznanie temu operatorowi certyfikatu niezależności w modelu ISO wpłynie korzystnie na bezpieczeństwo dostaw paliw gazowych do Polski i innych państw UE.

Ponadto, mając na uwadze opinię Komisji Europejskiej, Prezes URE w wydanej decyzji zalecił OGP Gaz-System S.A. przejście w terminie 24 miesiące od dnia uprawomocnienia się ww. decyzji realizacji zadań w zakresie bieżącej eksploatacji tłoczni gazu i stacji pomiarowych znajdujących się na polskim odcinku gazociągu Jamał-Europa Zachodnia.

Powyższe postępowanie administracyjne było pierwszym w Polsce postępowaniem dotyczącym certyfikacji OSP w modelu niezależnego operatora systemu (ISO). Decyzja w sprawie powyższej certyfikacji wraz z opiniami Komisji Europejskiej zostały ogłoszone w Biuletynie URE.

2.2.5. Zatwierdzanie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci

Zgodnie z art. 9g ustawy – Prawo energetyczne OSP zobowiązany jest do opracowania instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej, którą zgodnie z art. 9g ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne zatwierdza Prezes URE w drodze decyzji. Instrukcja określa zasady korzystania z sieci przez użytkowników systemu oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju tych sieci. Instrukcja powinna zawierać wyodrębnioną część dotyczącą bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi. W 2015 r. obowiązywały instrukcje ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej zatwierdzone decyzjami Prezesa URE z 3 lutego 2014 r. dla polskiego odcinka systemu gazociągów tranzytowych Jamał-Europa Zachodnia (zwana dalej: IRiESP SGT) oraz z 29 lipca 2014 r. dla krajowego systemu przesyłowego (zwana dalej: IRiESP KSP).

W drugiej połowie 2015 r. zaczęły obowiązywać przepisy wynikające z przyjętych na podstawie rozporządzenia 715/2009 dwóch nowych tzw. kodeksów sieci tj.:

- rozporządzenia BAL obowiązującego od 1 października 2015 r., oraz
- rozporządzenia CAM obowiązującego od 1 listopada 2015 r.

W związku z koniecznością dostosowania postanowień IRiESP KSP, jak również IRiESP SGT do zmieniającego się otoczenia prawnego, w tym m.in. wdrożenia przepisów ww. rozporządzeń, w 2015 r. OGP Gaz-System S.A. złożył wnioski dot. zatwierdzenia nowych wersji obu instrukcji. Po zakończeniu

postępowań wyjaśniających, oba dokumenty zostały zatwierdzone decyzjami Prezesa URE z 3 lutego 2016 r., które ustaliły termin ich wejścia w życie na 1 marca 2016 r.

Zmiany w IRiESP KSP objęły dostosowanie jej zapisów do obowiązujących przepisów prawnych w zakresie mechanizmów alokacji przepustowości (zawartych w rozporządzeniu CAM). W ramach przydziału przepustowości w procedurze aukcji w punktach połączenia z systemami przesyłowymi krajów sąsiednich oraz z systemem gazociągów tranzytowych (tzw. Punkt Wzajemnego Połączenia – PWP) OSP może zgodnie z nowymi zapisami IRiESP oferować na zasadach ciągłych i przerywanych przepustowość powiązaną na okres nie dłuższy niż kolejne 15 lat. Dostępna przepustowość tych punktów może być również udostępniana jako niepowiązana na kolejny rok gazowy. Dostosowano również terminy aukcji do kalendarza aukcji publikowanego przez ENTSO-G. Ujednolicono mechanizmy aukcyjne oraz wprowadzono nowe produkty udostępniane w ramach aukcji, tj. produkty dobowe na zasadach ciągłych oraz przerywanych i produkty śróddzienne na zasadach ciągłych z wykorzystaniem algorytmu aukcji jednej ceny. Produkty o dłuższym okresie, tj. roczne, kwartalne i miesięczne na zasadach ciągłych i przerywanych nadal będą przyznawane z wykorzystaniem mechanizmu aukcji z podwyższaną ceną.

Instrukcja została również dostosowana do przepisów rozporządzenia BAL. Zmienione zostały zasady rozliczania niezbilansowania (przekraczającego poziom 5% tolerancji) w sposób uwzględniający ceny krańcowe wyznaczone w oparciu o transakcje zawierane na TGE S.A. w ramach Rynku Dnia Bieżącego gazu. OSP publikuje ww. ceny do rozliczenia niezbilansowania na swojej stronie internetowej. Cena średnia rozliczenia bilansowania jest również publikowana przez TGE S.A. w ramach indeksu TGEgasID. Wprowadzono przepisy w zakresie neutralności finansowej OSP w odniesieniu do działań bilansujących, w tym wprowadzono opłatę związaną z neutralnością finansową bilansowania. Instrukcje dostosowano również do przepisów rozporządzenia BAL dotyczących zasad i terminów przekazywania informacji o alokacjach operatywnych i niezbilansowaniu w trakcie doby gazowej. Informacja na temat szacunkowej wartości niezbilansowania w danej dobie gazowej jest dostarczana ZUP dla pierwszych 4 godzin danej doby gazowej do godz. 14:00 i dla pierwszych 8 godzin do godz. 18:00 oraz w ciągu 6 godzin po jej zakończeniu dla całej doby gazowej. Wdrożono również środki tymczasowe zgodnie z decyzją Prezesa URE z 10 czerwca 2015 r., tj. platformę bilansującą – rynek usług bilansujących (RUB), tymczasową opłatę za niezbilansowanie oraz tolerancję niezbilansowania.

Uzupełniono również zapisy instrukcji w zakresie przepisów wynikających z rozporządzenia REMIT oraz wdrożono mechanizm udostępniania zdolności ciągłej z jednodniowym wyprzedzeniem na zasadzie „wykorzystaj lub strać” (short-term UIOLI) zgodnie z decyzją Komisji nr 2012/490/UE z 24 sierpnia 2012 r. w sprawie zmiany załącznika I do rozporządzenia (WE) nr 715/2009 Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego (tzw. Wytyczne CMP). Mechanizm będzie stosowany od 1 lipca 2016 r. dla punktów połączeń transgranicznych, w których zostaną zidentyfikowane ograniczenia kontraktowe. OSP na podstawie wcześniejszych analiz wykorzystania przepustowości przez użytkowników systemu, będzie miał możliwość udostępniania niewykorzystywanej przepustowości z wyprzedzeniem jednej doby gazowej.

Również w zapisach IRiESP SGT dokonano ww. zmian i uzupełnień. W systemie SGT uruchomiono punkt wirtualny umożliwiający realizację transakcji za pośrednictwem TGE S.A., rynku usług bilansujących (RUB), bądź zawieranych bilateralnie.

Zgodnie z art. 21 rozporządzenia 715/2009, OSP jest zobowiązany przestrzegać ściśle określonych zasad dotyczących bilansowania, w tym stosowania od 1 października 2015 r. przepisów wynikających z rozporządzenia BAL. Niezależnie od procesu wprowadzania zmian w instrukcjach, OSP podejmował również inne działania mające na celu odpowiednie wdrożenie przepisów tego rozporządzenia. W tym celu operator przedłożył Prezesowi URE sprawozdanie dotyczące planowanych do wprowadzenia środków tymczasowych zgodnie z procedurą przyjętą w przepisach rozporządzenia BAL, które zostało zatwierdzone decyzją Prezesa URE z 10 czerwca 2015 r. W ramach systemu przesyłowego zarządzanego przez OGP Gaz-System S.A. wyodrębniono trzy obszary bilansowania: system gazu wysokometanowego (KSPWM), system gazu zaazotowanego (KSPZA), oraz system gazociągów tranzytowych (SGT). Zgodnie z zatwierdzonym sprawozdaniem, w zakresie KSPWM OSP przewidział zastosowanie środków tymczasowych w postaci platformy rynku bilansującego (Rynek Usług Bilansujących) oraz utrzymania przepisów dopuszczających

tolerancję dobową dla niezbilansowania użytkowników sieci na dotychczasowym poziomie 5% ilości paliwa gazowego przekazanego przez użytkownika systemu do przesłania w punktach wejścia do systemu przesyłowego w danej dobie gazowej. Również w zakresie pozostałych dwóch obszarów bilansujących, tj. KSPZA oraz SGT OSP przewidział zastosowanie platformy rynku bilansującego. W związku z brakiem funkcjonującej platformy obrotu dla transakcji krótkoterminowych w odniesieniu do obu ww. systemów, OSP dodatkowo wprowadził środek w postaci tymczasowej opłaty za niezbilansowanie zastępującej metodę kalkulacji opłaty za niezbilansowanie dobowe wymaganą przepisami rozporządzenia BAL. W systemie SGT nowy mechanizm został oparty na cenach krańcowych określanych na podstawie średnich cen ważonych wolumenem z transakcji z Rynku Dnia Następnego gazu na TGE w obszarze bilansowania KSPWM bądź niemieckiej giełdzie *European Energy Exchange* (EEX) w obszarze Gaspool z odpowiednim uwzględnieniem kosztów przesyłu paliwa gazowego. Tymczasowa opłata za niezbilansowanie w systemie zaazotowanym oparta została na cenach odnotowanych w transakcjach zawartych na rynku usług bilansujących (RUB). Decyzja Prezesa URE wdrożyła ww. środki tymczasowe w terminie do 1 października 2016 r. Zgodnie z przepisami rozporządzenia BAL oraz ww. decyzją, jeżeli OSP uzna, że dalsze stosowanie środków tymczasowych jest niezbędne, musi ponownie przedstawić Prezesowi URE sprawozdanie do zatwierdzenia wraz z odpowiednim uzasadnieniem.

W zakresie neutralności finansowej bilansowania OSP, na mocy decyzji Prezesa URE z 1 października 2015 r., został wdrożony mechanizm zapewnienia neutralności kosztowej działań bilansujących OSP. Mechanizm określa m.in. katalog kosztów i przychodów związanych z działalnością bilansującą operatora, które stanowią podstawę do obliczenia opłaty związanej z neutralnością finansową bilansowania płaconej przez odpowiedniego użytkownika sieci lub na jego rzecz. Dokument określa również podział opłat związanych z neutralnością finansową bilansowania pomiędzy użytkowników sieci oraz zasady zarządzania ryzykiem kredytowym. Mechanizm został zatwierdzony z terminem obowiązywania do 1 października 2018 r.

Zgodnie z rozporządzeniem BAL, działając na wniosek OSP, decyzją z 5 października 2015 r. Prezes URE wyraził również zgodę w zakresie możliwości przeprowadzania przez OSP działań bilansujących na sąsiadującym obszarze bilansowania GASPOOL (na giełdzie EEX) oraz na przesyłanie gazu do i z tego obszaru bilansowania. Nabycie bądź sprzedaż standardowych produktów krótkoterminowych przez OSP na giełdzie EEX stanowi dodatkową, alternatywną dla wykorzystania platformy TGE S.A., możliwość podejmowania efektywnych działań bilansujących przez operatora. Decyzja obowiązuje do 1 października 2016 r.

Na terenie Polski na sieciach dystrybucyjnych gazu ziemnego działa jeden duży operator systemu dystrybucyjnego – PSG Sp. z o.o. i 50 pionowo skonsolidowanych małych operatorów systemu dystrybucyjnego o charakterze lokalnym, których sieci przyłączone są do PSG Sp. z o.o. lub operatora systemu przesyłowego OGP Gaz-System S.A. Dostarczanie gazu do odbiorców odbywa się na zasadach określonych w IRIESD. Instrukcja największego dystrybutora, tj. PSG Sp. z o.o. podlega zatwierdzeniu przez Prezesa URE, natomiast instrukcje małych OSD podlegają weryfikacji *ex post* pod kątem zgodności z przepisami ustawy – Prawo energetyczne.

W 2015 r. Prezes URE zatwierdził zmiany IRIESD przygotowane przez PSG Sp. z o.o., które weszły w życie 1 marca 2015 r. Zmiany te dotyczyły:

- zasad współpracy z operatorami innych systemów dystrybucyjnych,
- przekazywania danych do OSP w zakresie alokacji,
- zasad sprzedaży rezerwowej dla grupy gospodarstw domowych w przypadku nagłego zaprzestania sprzedaży gazu przez dotychczasowego sprzedawcę,
- zasad zarządzania ograniczeniami systemowymi i alokacji na połączeniach z sieciami innych OSD.

W 2015 r. prowadzona była weryfikacja instrukcji ruchu i eksploatacji sieci operatorów gazowych, o których mowa w art. 9d ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne (tzw. mali operatorzy), pod względem spełniania wymagań określonych w tej ustawie. Kontrola IRIESD małych operatorów gazowych dotyczyła następujących kwestii:

- procedury wprowadzania i aktualizacji IRiESD,
- przyłączenia sieci dystrybucyjnych, urządzeń odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych oraz gazociągów bezpośrednich,
- procedury zmiany sprzedawcy,
- kontroli wybranych dodatkowych obszarów IRiESD wg kryterium najczęściej zgłaszanych problemów użytkowników systemu.

Zweryfikowano łącznie 16 instrukcji operatorów gazowych. W wyniku tej weryfikacji stwierdzono przypadki niewielkich uchybień, które zostały zgłoszone OSD w celu ich usunięcia.

2.2.6. Monitorowanie funkcjonowania operatorów

Ustawa – Prawo energetyczne (głównie art. 9c ust. 1) oraz rozporządzenie 715/2009 nakładają na operatorów systemów przesyłowego, dystrybucyjnych oraz magazynowania paliw gazowych i skraplania gazu ziemnego szereg obowiązków. Zgodnie z art. 23 ust. 2 pkt 20 ustawy – Prawo energetyczne Prezes URE monitoruje funkcjonowanie systemu gazowego w zakresie wypełniania przez OSP, OSD i OSM ich zadań, w tym m.in. w zakresie zasad zarządzania i rozdziału przepustowości połączeń międzysystemowych, mechanizmów bilansowania i zarządzania ograniczeniami systemu gazowego, wypełniania obowiązków publikacyjnych oraz warunków świadczenia usług magazynowania paliw gazowych, usług skraplania gazu ziemnego oraz innych usług świadczonych przez przedsiębiorstwa energetyczne.

2.2.6.1. Monitorowanie wypełniania zadań przez operatorów systemów przesyłowych, dystrybucyjnych i magazynowych w zakresie warunków dostępu do sieci i instalacji

Monitorowanie wypełniania zadań OSP

Zakres obowiązków i zadań OSP został szczegółowo określony w art. 9c i 9g ustawy – Prawo energetyczne. W ramach prowadzonych działań, Prezes URE monitoruje wykonywanie przez OSP przypisanych mu obowiązków, w tym w szczególności związanych z niedyskryminacyjnym traktowaniem użytkowników systemu oraz realizacją obowiązków sprawozdawczych, jak również realizację zapisów IRiESP w zakresie bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami w systemie gazowym oraz prowadzenia rozliczeń i dostarczania użytkownikom systemu informacji określonych przepisami.

Operator prowadzi bilansowanie zarówno w systemie przesyłowym, jak i w systemach dystrybucyjnych przyłączonych do systemu przesyłowego. Zgodnie z rozporządzeniem 715/2009, OSP publikuje na swojej stronie internetowej dane dotyczące łącznego niezbilansowania dla wszystkich użytkowników na rozpoczęcie każdego okresu bilansowania (doby gazowej) oraz prognozowanego łącznego niezbilansowania dla wszystkich użytkowników na zakończenie każdego dnia gazowego. OSP podaje również informacje o działaniach podjętych w celu zbilansowania systemu wraz z informacją o poniesionych kosztach i wygenerowanych dochodach związanych z bilansowaniem systemu.

W związku z realizacją obowiązków wynikających z rozporządzenia 715/2009 w zakresie mechanizmów zarządzania ograniczeniami kontraktowymi w 2015 r. OGP Gaz-System S.A. udostępnił w ramach mechanizmu nadsubskrypcji przepustowość powiązaną w Punkcie Wzajemnego Połączenia (PWP) w okresie od 22 stycznia 2015 r. do 31 marca 2015 r. Zdolność wynikająca z procedury nadsubskrypcji w określonych punktach krajowego systemu przesyłowego i systemu SGT jest na bieżąco publikowana na stronie OSP. Po dokonaniu corocznej analizy, zgodnie z IRiESP, OSP nie stwierdził potrzeby zastosowania wobec długoterminowych przydziałów przepustowości procedury opartej na długoterminowej zasadzie „wykorzystaj lub strać” (long-term UIOLI). Użytkownicy sieci mają również możliwość dokonania rezygnacji z przydzielonej przepustowości. W 2015 r. została

zgłoszona chęć takiej rezygnacji w jednym przypadku, która ze względu na brak spełnienia warunków formalnych i brak możliwości wystawienia jej na rynku wtórnym nie została ostatecznie zatwierdzona. Zgodnie z IRIESP OSP umożliwia użytkownikom systemu udostępnianie lub odsprzedaż niewykorzystanej, zakontraktowanej przepustowości na rynku wtórnym.

W 2015 r. OGP Gaz-System S.A. publikował dane o funkcjonowaniu systemu przesyłowego zgodnie z wymogami przejrzystości wskazanymi w art. 18 rozporządzenia 715/2009. Powyższe działania obejmują w szczególności podawanie do informacji publicznej oferowanych usług przesyłowych i stosowanych warunków i zasad ich świadczenia. Ponadto, OSP na bieżąco podaje szczegółowe dane o technicznej, zakontraktowanej i dostępnej zdolności dla wszystkich właściwych punktów. OSP publikuje również szczegółowe informacje na temat parametrów jakościowych przesyłanego paliwa gazowego i wymaganego poziomu ciśnienia dla wszystkich właściwych punktów. Na swojej stronie internetowej OSP zamieszcza informacje w zakresie podstaw i metodologii kalkulacji taryf, udostępniając również kalkulator opłat za usługę przesyłania oraz nawaniania paliwa gazowego. Od 1 października 2013 r. OSP zobowiązany jest dodatkowo do publikowania określonych w rozporządzeniu 715/2009 informacji na platformie ustanowionej przez ENTSO-G (*Transparency Platform*).

W tab. 44 przedstawiono informacje dotyczące zdolności przesyłowych na połączeniach międzysystemowych krajowego systemu przesyłowego zarządzanego przez OGP Gaz-System S.A. (w tym systemie SGT).

Tabela 44. Połączenia z innymi systemami przesyłowymi z uwzględnieniem zdolności ciągłych i przerywanych (w tym w systemie SGT)

Nazwa operatora systemu	Kraj operatora	Miejsce połączenia	Kierunek dostaw	Jedn.	Całkowita Zdolność Przesyłowa oferowana na zasadach ciągłych*	Zarezerwowane zdolności przesyłowe ciągłe	Niewykorzystane zarezerwowane zdolności przesyłowe ciągłe	Prześlą zrealizowany**
OSGT Gaz-System S.A.	Polska	Punkt Wzajemnego Połączenia	Polska	[mln m ³ /rok]	8 380,10	6 429,3	2 199,5	4 229,8
				[MWh/rok]	92 842 634,20	71 493 898,0	23 994 541,8	47 499 356,2
GASCADE	Niemcy	Mallnow SGT	Niemcy	[mln m ³ /rok]	29 945,13	30 670,7	3 623,9	27 046,8***
				[MWh/rok]	331 792 005,83	339 831 235,2	35 920 587,8	303 910 647,4****
GASCADE	Niemcy	Mallnow rewers SGT	Polska	[mln m ³ /rok]	5 418,24	3 494,1	1 250,7	2 243,4***
				[MWh/rok]	60 034 099,20	38 714 600,5	13 547 069,7	25 167 530,8
ONTRAS	Niemcy	Lasów rewers**	Niemcy	[mln m ³ /rok]	0,00	0,0	0,0	6,1
				[MWh/rok]	0,00	0,0	0,0	67 593,0
ONTRAS	Niemcy	Lasów	Polska	[mln m ³ /rok]	1 595,20	1 314,1	598,9	715,2
				[MWh/rok]	17 786 703,00	14 651 827,0	6 620 130,1	8 031 696,9
ONTRAS	Niemcy	Gubin (we)	Polska	[mln m ³ /rok]	17,50	17,5	13,9	3,6
				[MWh/rok]	196 399,20	196 399,0	155 647,3	40 751,7
Net4Gas	Czechy	Cieszyn rewers	Czechy	[mln m ³ /rok]	0,00	0,0	0,0	0,004
				[MWh/rok]	0,00	0,0	0,0	48,0
Net4Gas	Czechy	Cieszyn	Polska	[mln m ³ /rok]	601,00	576,1	559,9	16,2
				[MWh/rok]	6 749 275,10	6 469 450,0	6 287 450,0	182 000,0
Gazprom Transgaz Białoruś	Białoruś	Kondratki SGT	Polska	[mln m ³ /rok]	32 611,85	33 619,0	1 975,4	31 643,6***
				[MWh/rok]	361 339 342,26	372 498 799,4	17 018 876,5	355 479 922,9****
Ukrtransgaz	Ukraina	Drozdowicze	Polska	[mln m ³ /rok]	4 303,00	4 383,9	917,7	3 466,2
				[MWh/rok]	48 623 346,30	49 494 000,0	10 464 127,1	39 029 872,9
Bieltransgaz	Białoruś	Tietierowka	Polska	[mln m ³ /rok]	236,50	236,5	166,4	70,1
				[MWh/rok]	2 665 580,40	2 665 580,0	1 877 500,4	788 079,6
Bieltransgaz	Białoruś	Wysokoje	Polska	[mln m ³ /rok]	4 989,70	3 255,1	845,4	2 409,7
				[MWh/rok]	56 234 088,00	36 684 804,0	9 547 985,6	27 136 818,4
Ukrtransgaz	Ukraina	Hemanowice	Ukraina	[mln m ³ /rok]	0,00	0,0	0,0	139,3
				[MWh/rok]	0,00	0,0	0,0	1 562 975,5
ONTRAS	Niemcy	Kamminke	Niemcy	[mln m ³ /rok]	131,40	0,0	0,0	0,0
				[MWh/rok]	1 463 796,00	0,0	0,0	0,0

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

** Prześlą zrealizowany liczony łącznie w zakresie zdolności ciągłych i przerywanych.

*** Do przeliczenia m³ GOST na Nm³ wykorzystano współczynnik 0,9313.

**** Przepływy fizyczny.

Źródło: Na podstawie danych OGP Gaz-System S.A.

Monitorowanie wypełniania zadań OSM

Podmiotem realizującym zadania przypisane OSM jest spółka Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o. W 2015 r. funkcje operatorskie były przez OSM realizowane przy wykorzystaniu zdolności magazynowych w Grupie Instalacji Magazynowej Kawerna obejmującej rozbudowane instalacje magazynowe KPMG Kosakowo i KMPG Mogilno (GIM Kawerna), w Grupie Instalacji Magazynowej Sanok obejmującej rozbudowany magazyn PMG Husów, oraz magazyny PMG Strachocina, PMG Swarzędów, PMG Brzeźnica (GIM Sanok) oraz w magazynie PMG Wierzchowice. Suma pojemności czynnych wszystkich instalacji magazynowych OSM w 2015 r. wyniosła ok. 2,795 mld m³ (ponad 31 TWh).

W związku z rozbudową instalacji magazynowych oraz wygasaniem zawartych kontraktów uczestnikom rynku zostały udostępnione zdolności magazynowe zgodnie z obowiązującymi przepisami oraz zestandaryzowanymi procedurami zamieszczonymi w Regulaminie Świadczenia Usług Magazynowania (RŚUM) i harmonogramach procedury udostępniania nowych zdolności magazynowych (GIM Kawerna i GIM Sanok). W 2015 r. OSM łącznie rozdysponował w ramach usługi długoterminowej 26 750 GWh pojemności czynnej instalacji magazynowych, z czego 7 790 GWh na zasadach ciągłych oraz 18 960 GWh na zasadach przerywanych.

W 2015 r. do OSM wpłynęło pięć wniosków o zawarcie umów o świadczenie usług magazynowania (na cele handlowe), w tym jeden wniosek OSP. Wszystkim wnioskodawcom zostały przydzielone zdolności magazynowe zgodnie ze złożonym zapotrzebowaniem. Nie wpłynął żaden wniosek w celu tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego. Otrzymane i rozpatrzone wnioski nie objęły całości zdolności magazynowych oferowanych przez OSM (dostępne były jeszcze usługa przerywana w GIM Sanok z możliwością rozpoczęcia świadczenia w roku magazynowym 2015/2016 oraz usługa przerywana w PMG Wierzchowice, a także usługa ciągła w GIM Kawerna z możliwością rozpoczęcia świadczenia w roku magazynowym 2016/2017). Usługi długoterminowe oferowane w 2015 r. na maksymalny okres 4 lat magazynowych były zamawiane wyłącznie na okres jednego roku magazynowego. Ponadto, w ramach usług krótkoterminowych, świadczonych wyłącznie z wykorzystaniem GIM Kawerna, OSM udostępniał podmiotom trzecim 598 GWh pojemności magazynowej na warunkach przerywanych, jednak w 2015 r. nie wpłynął żaden wniosek o świadczenie takiej usługi.

W zakresie przeciwdziałania akumulacji rezerw zdolności magazynowych w przypadku wystąpienia ograniczeń kontraktowych zastosowanie mają uregulowania art. 17 ust. 3 rozporządzenia 715/2009. Poprzez użycie instrumentów służących zarządzaniu ograniczeniami, OSM dokonywał bieżącej oceny wykorzystywania zamówionych zdolności magazynowych, dzięki czemu udostępniano niewykorzystane nominalne moce odbioru i nominalne moce zatlaczania w ramach dobowej usługi magazynowania świadczonej na warunkach przerywanych. Przy analizie wykorzystania zamówionych zdolności magazynowych, OSM weryfikuje stopień ich wykorzystywania zastrzegając sobie prawo do ich redukcji i zaoferowania innym uczestnikom rynku (zasada wykorzystaj albo strać) w przypadku wykorzystania na poziomie niższym niż 70%. W 2015 r. instalacje magazynowe były w pełni wykorzystywane. OSM umożliwia i organizuje również obrót wtórny zdolnościami magazynowymi, jednakże w 2015 r. nie wpłynął żaden wniosek o zbycie zamówionych zdolności magazynowych.

W ramach realizacji obowiązków informacyjnych określonych w szczególności w art. 19 rozporządzenia 715/2009, OSM podaje do publicznej wiadomości m.in. informacje nt. zasad i mechanizmów przydzielania zdolności magazynowych, w tym oferowanych przez siebie usług, a także 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) Regulaminie Świadczenia Usług Magazynowych. Publikuje również bieżące informacje o zakontraktowanej i dostępnej zdolności magazynowej oraz planowanych bądź nieplanowanych ograniczeniach zdolności magazynowych. Powyższe informacje podawane są również w jęz. angielskim.

Postępowania w sprawie dostępu do sieci dystrybucyjnej

Oprócz monitorowania zasad dostępu do sieci gazowniczych w 2015 r. Prezes URE prowadził postępowania administracyjne dotyczące zwolnienia małych OSD z obowiązku świadczenia usług dystrybucji gazu na rzecz alternatywnych sprzedawców. Art. 4h ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne daje możliwość przedsiębiorstwom energetycznym zintegrowanym pionowo odmowy świadczenia usług dystrybucji na rzecz alternatywnych sprzedawców w przypadku, gdy świadczenie tych usług może spowodować dla przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo trudności finansowe lub ekonomiczne związane z realizacją zobowiązań wynikających z uprzednio zawartych umów na zakup gazu. W toku tych postępowań w dwóch przypadkach nie wykazano istnienia wystarczających przesłanek do udzielenia takiego zwolnienia. W pozostałych przypadkach postępowania nie zostały ukończone w 2015 r.

2.2.6.2. Monitorowanie warunków przyłączenia podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywanie napraw tej sieci

Prezes URE monitorował w 2015 r. warunki przyłączenia podmiotów zarówno do sieci przesyłowej, jak i dystrybucyjnej. Monitorowanie ww. warunków przyłączenia do sieci i ich realizacji odbywa się w oddziałach terenowych URE 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 przyłączenie do sieci.

W zakresie odmów przyłączenia do sieci gazowej w 2015 r. do oddziałów terenowych wpłynęło łącznie 6 551 powiadomień o odmowie przyłączenia do sieci od operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych. Jest to znacznie wyższa liczba złożonych powiadomień o odmowach niż w 2014 r., gdzie dokonano 5 651 zgłoszeń (wzrost o blisko 16%), co świadczy o wzroście zainteresowania możliwościami korzystania przez odbiorców z gazu sieciowego, a jednocześnie informuje, że istnieje wiele obszarów słabo wyposażonych w infrastrukturę gazową.

Wszystkie zgłoszone powiadomienia zawierały dane podmiotu ubiegającego się o przyłączenie do sieci (imię i nazwisko, nazwę podmiotu, adres, lokalizację obiektu, cel poboru gazu, planowaną wielkość poboru gazu itd.), przyczyny odmowy oraz stosowne obliczenia wykonane przez przedsiębiorstwo energetyczne, niezbędne do stwierdzenia istnienia warunków ekonomicznych przyłączenia do sieci (tzw. analiza efektywności ekonomicznej).

W 4 537 przypadkach zgłoszone odmowy przyłączenia spowodowane były brakiem warunków ekonomicznych przyłączenia do sieci, a w 2 014 przypadkach odmowa spowodowana była brakiem warunków technicznych przyłączenia.

Odmowy z przyczyn ekonomicznych wynikały z negatywnych wyników przeprowadzonych analiz ekonomicznych – brak opłacalności inwestycji, w związku z koniecznością poniesienia dodatkowych środków finansowych na wybudowanie nowych odcinków infrastruktury gazowej niezbędnej do przyłączenia nowych odbiorców (inwestycje nie były uwzględnione w aktualnych planach rozwoju danego operatora).

Wskazywanymi przez operatorów sieci dystrybucyjnej przyczynami odmów przyłączenia do sieci z powodu barku warunków technicznych były m.in.:

- brak przepustowości sieci gazowej niskiego ciśnienia,
- brak istniejącej sieci gazowej na wysokości wnioskowanego o przyłączenie obiektu,
- brak sieci gazowej w danej miejscowości,
- brak dostępnych rezerw przepustowych w sieci przesyłowej,
- brak ujęcia danego rejonu w planie gazyfikacji.

W niektórych przypadkach po przeprowadzeniu analizy tych odmów oraz w oparciu o złożone skargi przez odbiorców w tym zakresie oddziały terenowe podejmowały działania związane z przeprowadzeniem postępowań wyjaśniających, bądź na wniosek odbiorców o rozstrzygnięcie sporu w sprawie wydanej odmowy przyłączenia do sieci prowadzone były postępowania administracyjne.

Dokonywanie napraw sieci

Monitorowanie warunków przyłączania podmiotów do sieci gazowej i ich realizacji oraz dokonywanie napraw tej sieci jest realizowane przez oddziały terenowe w sposób ciągły na podstawie informacji nadsyłanych m.in. przez odbiorców oraz przedsiębiorstwa energetyczne. W szczególności odbywa się poprzez analizę przesłanych przez przedsiębiorstwa energetyczne zawiadomień o odmowach przyłączenia do sieci gazowej oraz przy rozpatrywaniu skarg odbiorców.

W zakresie właściwości miejscowej **oddziału terenowego we Wrocławiu** w 2015 r. wystąpiły awarie sieci operatora sieci dystrybucyjnej gazowej w łącznej liczbie 949, w tym w Oddziale we Wrocławiu – 131 szt. i w Oddziale w Zabrzu – 818 szt. Czas trwania przerw w dostawie gazu w 2015 r. wynosił dla Oddziału we Wrocławiu – 3 386 566 min., zaś dla Oddziału w Zabrzu – 5 177 040 min. Liczba odbiorców pozbawionych dostaw wyniosła 27 887, w tym w Oddziale we Wrocławiu – 4 097, a w Oddziale w Zabrzu – 23 790. Średni czas trwania przerw w dostawie gazu to w Oddziale we Wrocławiu – 827 min./odb., a w Oddziale w Zabrzu – 218 min./odb.

Natomiast **oddział terenowy w Szczecinie** na bieżąco monitoruje stany awaryjne sieci gazowych na obszarach działania operatorów w województwie lubuskim i zachodniopomorskim. Należy zauważyć, że zanotowane w 2015 r. nieliczne stany awaryjne (66 awarii u dystrybutorów lokalnych) wynikają głównie z czynników zewnętrznych np. prowadzonych prac ziemnych przez firmy budowlane lub drobnych awarii infrastruktury technicznej.

2.2.6.3. Monitorowanie procesu zmiany sprzedawcy

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. Systematyczne monitorowanie stopnia rzeczywistego korzystania z prawa wyboru sprzedawcy zostało podjęte z uwagą na stopniowo postępującą liberalizację rynku gazu.

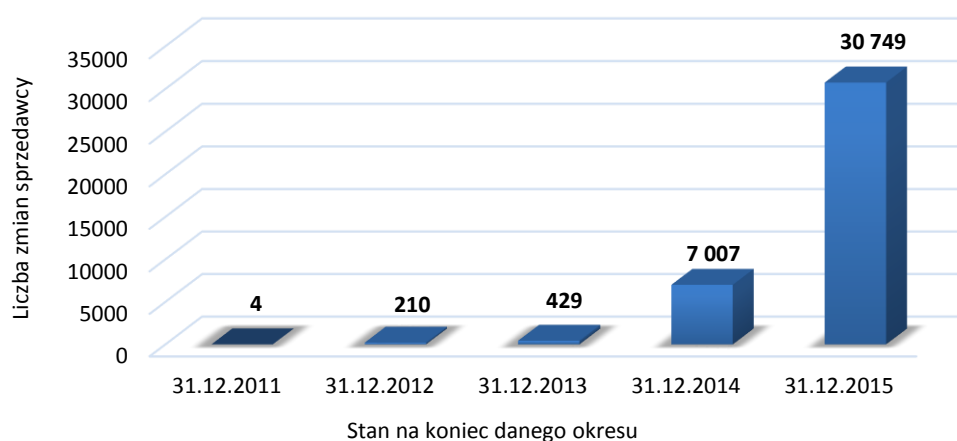
Zgodnie z obowiązującą zasadą TPA, odbiorcy końcowi mogą indywidualnie korzystać z sieci lokalnego dostawcy w celu dostarczenia gazu lub energii kupionej u dowolnego sprzedawcy.

Na swobodę wyboru sprzedawcy wpływa kilka istotnych czynników, m.in.: stopień świadomości klientów i ich motywacja do zmiany sprzedawcy, a także łatwość dokonania zmiany czy ilość konkurencyjnych ofert dostępnych na rynku.

Analiza danych z wypełnionych ankiet wskazuje na wyraźny wzrost odbiorców dokonujących zmiany sprzedawcy w latach 2011–2015, w szczególności w samym 2015 r. W 2011 r. odnotowano jedynie kilka przypadków zmiany sprzedawcy, w 2014 r. ich liczba zwiększyła się do 7 007, natomiast liczba zmian od początku ich monitorowania do końca 2015 r. wyniosła już 30 749.

Poniższy rysunek pokazuje dynamikę zmian sprzedawcy (wg liczby przetąceń).

Rysunek 39. Liczba zmian sprzedawcy gazu ziemnego przez odbiorców końcowych



Źródło: Opracowanie własne URE na podstawie danych OSP i OSD.

Wartym odnotowania jest fakt, że na 30 749 zmian sprzedawcy dokonanych do końca 2015 r. zdecydowana większość, bo aż 27 563 dotyczyła odbiorców z grup taryfowych W 1-4, czyli głównie osób w gospodarstwach domowych. Taki stan rzeczy może być spowodowany intensyfikacją w ostatnim czasie przez niektórych sprzedawców kampanii reklamowych, dedykowanych tej grupie odbiorców, jak również stopniowemu wchodzeniu na rynek nowych sprzedawców, co skutkuje zwiększeniem konkurencji i uatrakcyjnieniem oferty dla odbiorców. Wzrost zainteresowania konsumentów w tematyce zmiany sprzedawcy na rynku gazu, widoczny jest również w intensyfikacji w bieżącym roku zapytań telefonicznych kierowanych do Punktu Informacyjnego dla Odbiorców Energii i Paliw Gazowych – komórki działającej w strukturach URE, której celem jest informowanie konsumentów o przysługujących im prawach na rynkach energii, ale również o ich obowiązkach względem przedsiębiorstw energetycznych.

2.2.6.4. Ocena realizacji Programów Zgodności

Operatorzy systemu dystrybucyjnego, jak też systemu magazynowania, wchodzący w skład przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo, zobowiązani są do opracowania i realizacji tzw. programów zgodności. Program Zgodności jest dokumentem, w którym określa się przedsięwzięcia, jakie operator zobowiązany jest podjąć w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu (odpowiednio dystrybucyjnego lub magazynowania), w tym szczegółowe obowiązki pracowników, wynikające z tych programów. Programy Zgodności podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE, który określa termin ich wykonania. Do URE w zakresie rynku gazu wpłynęły dwa sprawozdania roczne z realizacji ww. programów w 2015 r. (PSG Sp. z o.o. oraz Operatora Systemu Magazynowania Sp. z o.o.).

Skargi i wnioski oraz naruszenia Programów Zgodności

W 2015 r. w OSD, jak i w OSM nie stwierdzono przypadków naruszenia zasady równego i niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu. Nie wpłynęły również skargi dotyczące stosowania postanowień Programu Zgodności, jak i zawiadomienia o podejrzeniu wystąpienia konfliktu interesów.

Rola Inspektora ds. zgodności

Inspektor ds. zgodności jest powoływany przez operatora w celu monitorowania realizacji Programu Zgodności i powinien być w swoich działaniach niezależny oraz mieć dostęp do wszelkich niezbędnych w wypełnianiu jego obowiązków informacji, które są w posiadaniu nie tylko OSD, ale również jednostek z nim powiązanych. Ze względu na potrzebę zapewnienia niezależności, stanowisko Inspektora ds. zgodności powinno być wyodrębnione od innych stanowisk w danej spółce. Takie ukształtowanie pozycji inspektora ds. zgodności zwiększa nadzór wewnętrzny nad przestrzeganiem Programów Zgodności oraz stanowi dobrą praktykę operatorów.

Obecnie w PSG Sp. z o.o. Inspektor ds. zgodności podlega bezpośrednio zarządowi i nie łączy swojej funkcji z innymi stanowiskami występującymi w OSD. Inspektora w realizacji jego obowiązków wspomagają koordynatorzy z poszczególnych oddziałów spółki celem efektywnej i terminowej implementacji postanowień Programu Zgodności. Z kolei w OSM Sp. z o.o. funkcja Inspektora ds. zgodności w 2015 r. łączona była ze stanowiskiem kierowniczym w dziale zajmującym się aspektami regulacyjnymi i obsługą prawną. Należy podkreślić, że praktyka łączenia stanowiska Inspektora ds. zgodności z inną funkcją w spółce stwarza ryzyko naruszenia jego niezależności, jak i braku czasu na właściwe monitorowanie przestrzegania postanowień Programu.

W sprawozdaniu rocznym z realizacji Programu Zgodności w 2015 r. w PSG Sp. z o.o. wskazano na rosnącą rolę Inspektora ds. zgodności, której przejawem jest udział w opiniowaniu licznych dokumentów o znaczeniu istotnym dla funkcjonowania OSD.

Rolą Inspektora jest m.in. prowadzenie szkoleń w zakresie znajomości Programu Zgodności, w tym wynikających z tego dokumentu obowiązków operatora, obowiązków pracowników operatora, sankcji wynikających z naruszenia obowiązków przez pracowników oraz zasad wdrażania i monitorowania Programu. Z nadesłanych informacji wynika, że wszyscy pracownicy operatorów zostali przeszkoleni ze znajomości Programu Zgodności. Przeszkoleni pracownicy składali oświadczenia dotyczące zapoznania się z Programem Zgodności i zobowiązaniem do przestrzegania jego postanowień.

Ponadto w PSG Sp. z o.o. Inspektor ds. zgodności opracował centralny system e-learningowy, który stanowi alternatywną metodę szkolenia obok formy bezpośredniej. Dodatkowo w PSG Sp. z o.o., w intranecie umieszczono dla pracowników wykaz najczęściej zadawanych pytań i odpowiedzi, aby ułatwić stosowanie Programu Zgodności w praktyce.

Dostępność Programu Zgodności

Zarówno PSG Sp. z o.o., jak i OSM Sp. z o.o. opublikowały swoje Programy Zgodności na stronach internetowych, na których podane są również: adres e-mail i telefon do Inspektora ds. zgodności ułatwiające osobom zainteresowanym zgłaszanie pytań i uwag dotyczących Programu Zgodności. Prezes URE aprobuję powyższą praktykę, ponieważ stwarza ona możliwość zadawania pytań Inspektorowi nie tylko przez pracowników, ale również przez wszystkich użytkowników systemu, którzy są zainteresowani uzyskaniem informacji, jak również interpretacją postanowień Programu Zgodności. Za dobrą praktykę zastosowaną w OSM Sp. z o.o. należy uznać udostępnienie na stronie internetowej Programu Zgodności również w angielskiej wersji językowej, co stanowi ułatwienie dla zagranicznych użytkowników systemu w interpretacji postanowień tego Programu.

Działania usprawniające realizację podstawowych usług Operatorów na rzecz użytkowników systemu

W 2015 r. zarówno PSG Sp. z o.o., jak i OSM Sp. z o.o. działały w dynamicznie zmieniającym się otoczeniu regulacyjnym. Zmianom regulacyjnym towarzyszyły również zmiany na rynku gazu w Polsce. Jak wskazuje OSD w sprawozdaniu, na koniec 2015 r. ponad 35 tys. odbiorców skorzystało z prawa

wyboru nowego sprzedawcy paliwa gazowego, co stanowi przyrost zmian sprzedawcy paliwa gazowego o ok. 480% w stosunku do 2014 r. Powyższe okoliczności wymagają dostosowania sposobu świadczenia usług do zmieniających się warunków. W ubiegłym roku wprowadzono do stosowania przez OSD zaktualizowaną wersję „Instrukcji rozpatrywania skarg, reklamacji i zgłoszeń” oraz „Standardy obsługi procesu przyłączania do sieci gazowej”. Usługi przyłączenia oraz proces skargowo-reklamacyjny zostały objęte zakresem Programu Zgodności.

Działaniem OSM usprawniającym realizację podstawowej usługi na rzecz użytkowników systemu było udostępnienie w 2015 r. nowych mocy magazynowych. Spółka przekazała na potrzeby rynku nowe zdolności magazynowe w Grupie Instalacji Magazynowej Kawerna (GIM Kawerna) powstałe w związku z rozbudową KPMG Mogilno i KPMG Kosakowo oraz w Grupie Instalacji Magazynowej Sanok (GIM Sanok) powstałe w związku z rozbudową PMG Husów.

Ochrona danych sensytywnych

W PSG Sp. z o.o. ochronę informacji sensytywnych realizowano w spółce w obszarach: administracyjnym, informatycznym i ochrony fizycznej. W 2015 r. zaktualizowano istniejące regulacje wewnętrzne oraz przyjęto nowe akty prawa wewnętrznego określające sposób postępowania z informacjami prawnie chronionymi w PSG Sp. z o.o. oraz regulacje dotyczące ochrony mienia i osób.

W celu zapewnienia ochrony informacji sensytywnych, w październiku 2014 r. OSM podjął decyzję o wdrożeniu systemu zarządzania bezpieczeństwem informacji oraz powołał Pełnomocnika ds. Systemu Zarządzania Bezpieczeństwem Informacji. W czerwcu 2015 r. ukończono wdrażanie ww. systemu, w tym dokonano aktualizacji zasad bezpieczeństwa dla użytkowników obszaru teleinformatycznego.

2.3. Budowa zintegrowanego rynku gazu ziemnego

2.3.1. Udział Polski w inicjatywach regionalnych gazu ziemnego

Inicjatywy regionalne zapoczątkowały swoje działania w 2006 r. Ich celem jest współdziałanie przedstawicieli państw członkowskich UE, reprezentantów krajowych organów regulacyjnych, operatorów systemów przesyłowych oraz przedstawicieli użytkowników systemów na rzecz integracji rynków gazu na poziomie regionalnym, który stanowi etap pośredni w tworzeniu jednolitego rynku gazu w UE. Gazowe inicjatywy regionalne stanowią tzw. podejście oddolne (*bottom-up*) do realizacji tego celu. Obecnie inicjatywy są podejmowane w dwóch regionach: Region Południowy (South Region) oraz Region Południe, Południowy-Wschód (South/South-East Region). Trwają również rozmowy nad wznowieniem współpracy w ramach nieaktywnego obecnie Regionu Północno-Zachodniego (North-West Region). Polska jest członkiem Regionu Południe Południowy-Wschód (GRI SSE). Prezes URE bierze również aktywny udział we współpracy w ramach integracji rynków i systemów gazowych państw Grupy Wyszehradzkiej.

Gazowa Inicjatywa dla Regionu Południe, Południowy-Wschód (GRI SSE)

W skład regionu GRI SSE wchodzi dwanaście państw członkowskich: Austria, Bułgaria, Czechy, Cypr, Grecja, Rumunia, Słowacja, Słowenia, Węgry, Włochy, Chorwacja oraz Polska. W pracach regionu aktywny udział biorą również przedstawiciele Wspólnoty Energetycznej (szczegółowe informacje w kolejnym rozdziale). Prace w ramach poszczególnych inicjatyw regionalnych koordynują wiodący regulatorzy w regionie. Od początku 2013 r. funkcję współprzewodniczącego regionu pełnił Prezes URE (wraz z regulatorem włoskim AEEGSI, a od maja 2014 r. z regulatorem rumuńskim ANRE). W związku

z przyjętą w Planie Prac regionu na lata 2015–2018 zasadą rotacyjności, zgodnie z którą zmiana na stanowisku jednego współprzewodniczącego w regionie powinna następować co 2 lata (dla zachowania ciągłości prac), Prezes URE w drugiej połowie 2015 r. podjął decyzję o ustąpieniu z dotychczas zajmowanego stanowiska. Zgodnie z decyzją regionu, nowym współprzewodniczącym został regulator węgierski HEA.

Spotkania regionu SSE odbywają się zwyczajowo dwa razy w roku. Nadzór nad pracami w regionie oraz wyznaczanie priorytetów i monitoring realizacji postępów współpracy GRI 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, platform obrotu oraz zainteresowani uczestnicy rynku. Zgodnie z nowym Planem Prac regionu na lata 2015–2018 w roku ubiegłym podjęto również prace w ramach forum współpracy regulatorów i operatorów przesyłowych tj. Grupy Implementacyjnej (Implementation Group – IG), której prace skupione są na zharmonizowanym wdrożeniu przepisów kodeksów sieci w regionie SSE. Spotkania IG odbyły się w kwietniu 2015 r. w Warszawie (w zakresie kodeksu sieci CAM) oraz w listopadzie 2015 r. w Bukareszcie (w zakresie kodeksów sieci CAM oraz IO). Prezes URE wspólnie z OGP Gaz-System S.A. koordynuje współpracę regionu w zakresie wdrażania kodeksu sieci CAM.

W maju 2015 r. odbyły się również kolejne spotkania RCC i SG w Warszawie, zaś w listopadzie 2015 r. w Bukareszcie. Przedmiotem spotkań zorganizowanych w Polsce były m.in. dokończenie prac nad Planem Prac regionu na lata 2015–2018, współpraca regionu ze Wspólnotą Energetyczną oraz postępy i wyzwania w zakresie wdrażania kodeksów sieci. Wśród głównych kwestii poruszanych na spotkaniach w Bukareszcie należy dodatkowo wskazać dyskusję na temat przyszłości współpracy w ramach inicjatyw gazowych oraz aktualizacji listy projektów pilotażowych realizowanych w ramach GRI SSE, a także informację odnośnie prac nad rozbudową infrastruktury w regionie SSE w ramach procesu CESEC (Central East South Europe Gas Connectivity). W 2015 r. region SSE realizował projekty pilotażowe z zakresu: alokacji zdolności przesyłowej i produktów powiązanych (w ramach platform rezerwacji przepustowości), integracji rynków, współpracy międzyoperatorskiej, monitorowania przejrzystości działań OSP oraz wdrożenia przepisów Trzeciego Pakietu Energetycznego we wszystkich krajach regionu i Wspólnoty Energetycznej. W ramach współpracy regionalnej w 2015 r. z sukcesem zrealizowany został m.in. projekt przygotowany przez OGP Gaz-System S.A., dotyczący wspólnej alokacji zdolności powiązanej pomiędzy polskim operatorem i czeskim OSP (NET4GAS) w punkcie międzysystemowym w Cieszynie z wykorzystaniem platformy do alokacji zdolności powiązanej GAZ SYSTEM Aukcje (GSA). Kolejne aukcje pilotażowe na miesięczne produkty powiązane miały miejsce w marcu, czerwcu oraz lipcu 2015 r. W październiku ubiegłego roku obaj operatorzy zawarli porozumienie w zakresie stałego wykorzystania platformy GSA dla alokacji produktów powiązanych w punkcie Cieszyn udostępniając również pozostałe produkty (śróddzienne, dobowe, kwartalne i roczne). Również w ramach projektu pilotażowego operator czeski NET4GAS i operator słowacki Eustream zorganizowali aukcje na platformie GSA na miesięczny produkt powiązany oraz dobowe produkty powiązane i niepowiązane w punkcie połączenia międzysystemowego w Lanžahot obejmujący okres od 1 do 30 września 2015 r.

Współpraca ze Wspólnotą Energetyczną

W 2015 r. przedstawiciele URE uczestniczyli również aktywnie we współpracy ze Wspólnotą Energetyczną (Energy Community – EnC) zarówno w ramach struktur GRI SSE, jak i współpracy pomiędzy ACER i EnC. Wspólnota Energetyczna została ustanowiona przez UE i państwa regionu Europy Południowo-Wschodniej w 2006 r. celem m.in. rozszerzenia wspólnego wewnętrznego rynku energii w oparciu o spójne ramy prawne wdrożone w państwach. Członkami EnC poza UE (każde z państw członkowskich UE może być również indywidualnie członkiem EnC) są Albania, Bośnia

i Hercegowina, Macedonia, Czarnogóra, Serbia, Kosowo, Mołdawia i Ukraina. Od 2011 r. Polska jest również indywidualnym członkiem Wspólnoty. W 2015 r. URE brało udział w pracach w ramach struktur EnC oraz opiniowało dokumenty przygotowywane przez Wspólnotę, w tym m.in. w zakresie transgranicznej integracji rynków w regionie. Zapoczątkowano również projekt wdrażania kodeksu CAM na granicy Polski z Ukrainą.

Integracja systemów w ramach Grupy Wyszehradzkiej (V4)

W 2015 r., pod przewodnictwem Słowacji (I poł. 2015 r.) i Czech (II poł. 2015 r.), w ramach współpracy wyszehradzkiej kontynuowano prace nad wdrożeniem przyjętej w 2013 r. Mapy Drogowej w kierunku wspólnego regionalnego rynku gazu V4. Głównymi założeniami dokumentu są: rozwój infrastruktury i połączeń między krajami V4, współpraca w zakresie fizycznej integracji rynku w regionie oraz w zakresie wdrażania kodeksów sieci. Prace są prowadzone w ramach Forum V4 na rzecz integracji rynku gazu, które zapewnia polityczne wsparcie dla tego procesu i koordynację działań między ministerstwami, krajowymi organami regulacyjnymi i operatorami sieci przesyłowych.

W ramach słowackiej prezydencji w Grupie Wyszehradzkiej, trwającej do 30 czerwca 2015 r., priorytetami prac w ramach Forum V4 były: współpraca w zakresie bezpieczeństwa dostaw gazu, jednolita implementacja kodeksów sieci, rozwój infrastruktury przesyłowej oraz wdrożenie docelowego modelu rynku gazu (Gas Target Model) w regionie V4. Kontynuowany był również projekt w zakresie oceny niezbędnych warunków wymaganych dla uzyskania koncesji handlowych w poszczególnych krajach regionu. Celem projektu jest stworzenie podstaw dla harmonizacji zasad w zakresie udzielania koncesji w całym regionie V4. Od 1 lipca 2015 r., po objęciu prezydencji przez Republikę Czeską, prace w ramach regionu V4 skupiły się na przyspieszeniu postępów w zakresie realizacji projektów infrastrukturalnych korytarza Północ-Południe, przeciwdziałaniu barierom integracji handlowej rynków gazu V4 oraz zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw gazu w regionie.

2.3.2. Współpraca w zakresie sporządzania i stosowania kodeksów sieci

Rok 2015 upłynął pod znakiem intensywnych prac regulatorów i operatorów mających na celu terminowe wdrożenie przepisów dwóch dużych kodeksów sieci tj. rozporządzenia BAL w terminie do 1 października 2015 r. oraz rozporządzenia CAM w terminie do 1 listopada 2015 r. Na podstawie uprawienia zawartego w rozporządzeniu 715/2009, w 2015 r. ostatecznie zatwierdzono kolejny kodeks sieci i opublikowano w formie rozporządzenia IO, które zacznie obowiązywać od 1 maja 2016 r. Ponadto, w 2015 r. kontynuowane były prace nad zmianą rozporządzenia CAM polegającą na wdrożeniu zasad dot. alokacji zdolności przyrostowych (tzw. *incremental capacity*) oraz kodeksem sieciowym dotyczącym ujednocnionej struktury taryf przesyłowych dla gazu, w których uczestniczyli również przedstawiciele Prezesa URE.

Kodeks sieci w sprawie bilansowania gazu (*Network Code on Gas Balancing of Transmission Networks – BAL NC*)

1 października 2015 r. zaczęły obowiązywać przepisy rozporządzenia BAL. Proces implementacji przepisów rozporządzenia BAL do krajowego systemu przesyłowego i systemu gazociągów tranzytowych został szczegółowo opisany w pkt 2.2.5. W 2015 r., w ramach działań na rzecz zharmonizowanego wdrożenia przepisów rozporządzenia BAL, ACER we współpracy z ENTSO-G zorganizował w Budapeszcie warsztaty z uczestnikami rynku celem prezentacji wstępnych wyników procesu monitorowania poziomu wdrożenia przepisów kodeksu, jak również przeprowadzenia dyskusji na temat różnych modeli implementacji kodeksu oraz barier i problemów z nią związanych. W ramach

warsztatów, w których wzięli udział przedstawiciele URE i OGP Gaz-System S.A., omawiano m.in. kwestie bilansowania operacyjnego, obowiązków informacyjnych, opłat za niezbilansowanie oraz neutralności finansowej OSP w zakresie działań bilansujących. Ponadto zgodnie z przepisami rozporządzenia BAL Prezes URE przysyłał do konsultacji z regulatorami sąsiadujących systemów projekty rozstrzygnięć dotyczące sposobu wdrożenia tego kodeksu.

Kodeks sieci dotyczący mechanizmów alokacji zdolności w systemach przesyłowych gazu (*Network Code on Capacity Allocation Mechanisms in Gas Transmission Systems – CAM NC*)

W celu doprecyzowania przepisów przewidzianych w rozporządzeniu 715/2009 w zakresie alokacji zdolności przesyłowych, zostało przyjęte rozporządzenie CAM. Ustanawia ono zasady współpracy pomiędzy OSP w procesie alokacji zdolności przesyłowej w punktach połączeń międzysystemowych, w tym dotyczące ujednoczenia procedur komunikacji oraz obliczania i maksymalizowania zdolności dostępnych w tych punktach. Kodeks przewiduje procedurę aukcyjną z wykorzystaniem platformy internetowej przeznaczonej do rezerwacji zdolności jako mechanizm alokacji zdolności ciągłej i przerywanej w punktach połączeń międzysystemowych. Zdolność oferowana w tych punktach powinna być w miarę możliwości powiązana. Przepisy rozporządzenia CAM obowiązują od 1 listopada 2015 r.

W 2015 r. trwały prace nad zharmonizowanym wdrożeniem przepisów rozporządzenia przed 1 listopada 2015 r., w tym m.in. w ramach prac regionu GRI SSE oraz projektów pilotażowych na połączeniu w Cieszynie z wykorzystaniem platformy do alokacji zdolności powiązanej GAZ SYSTEM Aukcje (GSA). Zgodnie z przepisami rozporządzenia CAM OSP są zobowiązani do oferowania zdolności za pomocą jednej wspólnej internetowej platformy rezerwacyjnej lub ograniczonej liczby wspólnych internetowych platform rezerwacyjnych. W związku powyższym, już w 2014 r. OGP Gaz-System S.A. utworzył platformę alokacyjną GSA. Została na zaoferowana innym OSP oraz uczestnikom rynku jako alternatywa wobec platformy PRISMA utworzonej przez OSP z regionu Europy Zachodniej. Obecnie w UE funkcjonują trzy platformy rezerwacji przepustowości. Poza dwiema wymienionymi powyżej, uruchomiono również węgierską platformę Regional Booking Platform (RBP). Przez cały ubiegły rok trwały intensywne prace z udziałem przedstawicieli trzech platform, zaangażowanych OSP oraz regulatorów nad wypracowaniem wspólnych zasad współpracy ww. platform, m.in. w zakresie stosowania zharmonizowanych standardów komunikacji elektronicznej platform z operatorami i uczestnikami rynku. W tym celu zlecono przygotowanie przez konsultanta zewnętrznego analizy dotyczącej oceny zgodności funkcjonowania wszystkich platform z przepisami rozporządzenia CAM. Wyniki tej analizy zostały opublikowane na stronie internetowej ACER⁹⁸). Analiza wykazała częściowy brak zgodności z przepisami kodeksu wszystkich trzech platform w różnym zakresie. W terminie do 1 listopada 2015 r. platformy GSA i PRISMA zadeklarowały pełne wdrożenie przepisów rozporządzenia CAM. Prace nad określeniem wspólnych zasad współpracy pomiędzy platformami nie dobiegły końca w 2015 r. i są obecnie kontynuowane pod auspicjami Komisji Europejskiej.

W 2015 r. URE kontynuował bilateralną współpracę z niemieckim regulatorem Bundesnetzagentur (BNetzA) celem uzgodnienia sposobu wdrożenia przepisów rozporządzenia CAM, w szczególności w odniesieniu do wyboru odpowiedniej platformy dla alokacji zdolności powiązanej w punktach połączeń międzysystemowych Mallnow i Lasów na granicy polsko-niemieckiej. W związku z brakiem porozumienia w tej kwestii pomiędzy OGP Gaz-System S.A. a niemieckimi OSP ONTRAS Gastransport GmbH (połączenie w Lasowie) oraz Gascade Gastransport GmbH (połączenie w Mallnow) zdolności przesyłowe w ww. połączeniach nadal są oferowane wyłącznie jako niepowiązane na dwóch różnych platformach (GSA i PRISMA).

Zgodnie z przepisami rozporządzenia CAM we wszystkich punktach połączeń międzysystemowych stosuje się ten sam model aukcji. Odpowiednie procesy aukcyjne rozpoczynają się jednocześnie

⁹⁸) *Capacity booking platforms assessment. Final report*, 15 września 2015 r., Baringa Partners LLP: http://www.acer.europa.eu/Gas/Framework%20guidelines_and_network%20codes/Documents/Gas%20Capacity%20booking%20platforms%20assessment.pdf

w odniesieniu do wszystkich odpowiednich punktów. W ramach każdego procesu aukcyjnego dotyczącego jednego standardowego produktu z zakresu zdolności, zdolność alokowana jest niezależnie od każdego innego procesu aukcyjnego. Powyższa zasada nie dotyczy alokacji tzw. zdolności konkurujących (*competing capacity*), która następuje za porozumieniem bezpośrednio zaangażowanych OSP i za zgodą właściwych krajowych organów regulacyjnych. Rozporządzenie CAM za zdolności konkurujące uznaje zdolności, dla których dostępna zdolność oferowana w ramach jednej aukcji nie może zostać alokowana bez całkowitego lub częściowego zmniejszenia dostępnej zdolności oferowanej w innej aukcji. W październiku 2015 r. OGP Gaz-System S.A. wystąpił do Prezesa URE z wnioskiem o wydanie decyzji w sprawie alokacji konkurującej zdolności przesyłowej w punkcie połączenia międzysystemowego Mallnow. W swoim wniosku, OSP wskazał, że z uwagi na zbyt małą ilość posiadanych informacji obrazujących wzajemne zależności pomiędzy dostępną przepustowością punktu Mallnow, a przepustowością innych punktów wejścia do systemu przesyłowego niemieckiego OSP Gascade, nie może wyrazić zgody na zastosowanie mechanizmu alokacji zdolności konkurujących. W związku z brakiem porozumienia w powyższej kwestii pomiędzy OSP, a tym samym brakiem możliwości dokonania odpowiedniej weryfikacji, czy oferta zdolności przesyłowych w punkcie Mallnow konkuruje z ofertą zdolności przesyłowych na innych połączeniach międzysystemowych w ramach UE, Prezes URE odmówił wydania zgody na alokację konkurującej zdolności przesyłowej w punkcie Mallnow.

W 2015 r. kontynuowano również prace nad dokonaniem zmian rozporządzenia CAM w zakresie uzupełnienia dokumentu o przepisy dotyczące tzw. przepustowości przyrostowych (*incremental capacity*). Pojęcie to obejmuje nowo powstałe zdolności przesyłowe ponad dotychczasową zdolność techniczną istniejących połączeń międzysystemowych. Mogą one zostać utworzone na skutek m.in. rozbudowy danego połączenia bądź optymalizacji wykorzystania zdolności istniejących połączeń. Po uzgodnieniu w ramach ACER i ENTSO-G projekt zmian rozporządzenia CAM został skierowany do Komisji Europejskiej, która podjęła prace w celu jego zatwierdzenia procedurze komitologii.

Kodeks sieci dotyczący zasad interoperacyjności i wymiany danych (*Network Code on Interoperability and Data Exchange Rules – IO NC*)

W 2015 r. prace prowadzone w ramach procedury komitologii nad rozporządzeniem Komisji Europejskiej ustanawiającym kodeks sieci dotyczący zasad interoperacyjności i wymiany danych dobiegły końca i 30 kwietnia 2015 r. Komisja opublikowała rozporządzenie, które weszło w życie 20 maja 2015 r. W nowym kodeksie sieciowym wskazany został minimalny zakres postanowień, które sąsiadujący OSP są zobowiązani zawrzeć w umowach dotyczących punktów połączeń międzysystemowych, w tym m.in. zasady alokacji ilości gazu, sterowania przepływem, pomiaru ilości i jakości gazu oraz procesu sprawdzania zgodności. Umowy takie powinny również regulować procedury komunikacji w przypadku zdarzeń wyjątkowych oraz zasady rozstrzygania sporów wynikających z umów dotyczących połączenia międzysystemowego. Jeżeli operatorzy sąsiadujących systemów przesyłowych nie będą w stanie dojść do porozumienia ws. wymaganych przepisami rozporządzenia niezbędnych elementów takiej umowy są oni zobowiązani do zawarcia umowy w niezgodnionym zakresie na podstawie wzoru opracowanego przez ENTSO-G.

Ponadto, przyjęto w rozporządzeniu IO jednolity katalog jednostek pomiarowych odnoszących się do ciśnienia (bar), temperatury (°C), objętości (m³), ciepła spalania (kWh/m³) jednostek energii (kWh) oraz liczby Wobbego (kWh/m³). W kodeksie wskazano również środki zmierzające do synchronizacji standardów w zakresie jakości gazu oraz jego nawaniania tak, aby nie stanowiły one bariery w handlu transgranicznym. Uregulowaniu podlega również monitoring jakości gazu, w ramach którego wyróżniono monitoring krótko- oraz długookresowy.

Ścisłe uregulowane zostały kwestie związane z wymianą danych między OSP, jak również między OSP a użytkownikami aktywnymi w punktach połączeń transgranicznych. Zgodnie z kodeksem sieciowym, ujednocnieniu podlega format danych oraz sposób ich wymiany. Określono również

obowiązki OSP i użytkowników sieci w zakresie zapewnienia odpowiednich środków bezpieczeństwa danych.

W 2015 r., zgodnie z art. 5 rozporządzenia IO, trwały prace nad przygotowaniem wzoru umowy dotyczącej punktów połączeń międzysystemowych. 29 grudnia 2015 r. ENTSO-G opublikowała uzgodnioną z ACER ostateczną wersję wzoru umowy. Przepisy rozporządzenia IO zaczną obowiązywać od 1 maja 2016 r.

Kodeks sieci dotyczący ujednocionej struktury taryf przesyłowych dla gazu⁹⁹⁾

Kodeks sieci dotyczący ujednocionej struktury taryf przesyłowych dla gazu (dalej: NC TAR) jest jednym z kodeksów sieci, których procedura opracowania i uchwalenia została przewidziana w art. 6 rozporządzenia 715/2009. NC TAR będzie miał formę rozporządzenia Komisji Europejskiej, wiążącego w całości i stosowanego bezpośrednio we wszystkich krajach członkowskich UE.

Przepisy NC TAR poprzez harmonizację zasad ustalania taryf przesyłowych we wszystkich krajach UE mają przyczynić się do wzrostu integracji europejskiego rynku gazu, bezpieczeństwa dostaw, promocji konkurencji oraz transgranicznego obrotu gazem.

W pracach nad projektem NC TAR w 2015 r. uczestniczyli również przedstawiciele URE, głównie w ramach Zespołu Zadaniowego ACER ds. Taryf. Stosowne informacje zostały zamieszczone na stronie internetowej ACER¹⁰⁰⁾ oraz ENTSO-G¹⁰¹⁾.

26 marca 2015 r. ACER wydał opinię w sprawie projektu NC TAR przedłożonego przez ENTSO-G 26 grudnia 2014 r., opracowanego na prośbę Komisji Europejskiej z 19 grudnia 2013 r. w oparciu o *Wytyczne ramowe w sprawie zasad dotyczących ujednocionej struktury taryf przesyłowych dla gazu*¹⁰²⁾. Natomiast 31 lipca 2015 r. ENTSO-G ponownie przedłożył do ACER projekt NC TAR, uwzględniający ww. opinię oraz wyniki uzgodnień dokonanych w ramach współpracy Komisji Europejskiej, ACER i ENTSO-G z interesariuszami. Zakres uzgodnionych zmian w projekcie NC TAR oraz propozycje dalszych modyfikacji i ulepszeń były powodem licznych zastrzeżeń i wątpliwości zgłaszanych przez przedstawicieli organów regulacyjnych krajów członkowskich. W związku z tym Rada Regulatorów 13 października 2015 r. nie udzieliła pozytywnej opinii w sprawie rekomendacji ACER dotyczącej NC TAR i w konsekwencji, zgodnie z rozporządzeniem 715/2009, pracę nad NC TAR przejęła Komisja Europejska. Na spotkaniu informacyjnym poświęconym NC TAR zorganizowanym przez Komisję Europejską 15 grudnia 2015 r. w Brukseli zostały określone planowane zmiany do Kodeksu oraz harmonogram dalszych prac. Zapowiedziano, że podstawowe przepisy NC TAR zostaną wprowadzone do stosowania 1 stycznia 2018 r. Należy zwrócić uwagę na przewidywany wzrost zaangażowania ACER w proces zatwierdzania taryf przesyłowych dla gazu polegający m.in. na obowiązku uzyskania przez regulatorów krajowych opinii ACER przed wydaniem decyzji w sprawie metody alokacji kosztów oraz opracowaniu przez ACER wytycznych w zakresie kalkulacji przychodu regulowanego oraz wyboru metody alokacji kosztów innej niż metoda odległości ważonej przepustowością. Kwestie te nie były przedmiotem wcześniejszych analiz i nie zyskały formalnego poparcia, stąd też przedstawiciele wielu krajów wyrażali wątpliwości co do ich zasadności. Kompetencje te zdają się wykraczać poza kwestię monitoringu i organizowania współpracy regulatorów krajowych. Projekt NC TAR przygotowany przez Komisję Europejską będzie analizowany w ramach procedury komitetowej przez państwa członkowskie w 2016 r.

⁹⁹⁾ Network Code on Harmonised Transmission Tariff Structures for Gas.

¹⁰⁰⁾ http://www.acer.europa.eu/Gas/Framework%20guidelines_and_network%20codes/Pages/Harmonised-transmission-tariff-structures.aspx

¹⁰¹⁾ <http://www.entsog.eu/publications/tariffs#All>.

¹⁰²⁾ Framework Guidelines on rules regarding harmonised transmission tariff structures for gas.

2.4. Przesłanki i ocena bezpieczeństwa dostarczania gazu ziemnego

2.4.1. Współpraca w zakresie budowy połączeń transgranicznych

W 2015 r. w zakresie budowy połączeń transgranicznych Prezes URE w szczególności realizował zadania nałożone na krajowy organ regulacyjny rozporządzeniem 347/2013. Rozporządzenie to określa tzw. korytarze priorytetowe i obszary tematyczne oraz definiuje procedury i kryteria pozwalające na włączenie projektów inwestycyjnych na listę projektów będących przedmiotem wspólnego zainteresowania (ang. Projects of Common Interest – PCI). Aby uzyskać status PCI i znaleźć się na takiej liście projekty inwestycyjne muszą spełniać następujące warunki, m.in.: powinny przynosić korzyści co najmniej dwóm państwom członkowskim, przyczyniać się do integracji rynków i wzmacniania konkurencji oraz zwiększania bezpieczeństwa dostaw, a także zmniejszania emisji dwutlenku węgla. Zgodnie z założeniami inwestycje w nowe gazociągi mogą liczyć na wsparcie na poziomie unijnym i krajowym. Rozporządzenie przewiduje m.in. ułatwienia i zachęty inwestycyjne dla projektodawców tzw. promotorów projektów, w tym przyspieszoną ścieżkę uzyskiwania pozwoleń i decyzji środowiskowych. Dodatkowo rozporządzenie przewiduje, aby – w przypadku projektów spełniających ustalone kryteria – koszty inwestycyjne niemożliwe do pokrycia przez operatorów, w określonym zakresie, były pokrywane z funduszy unijnych (Connecting Europe Facility, CEF).

Na mocy rozporządzenia delegowanego Komisji (UE) nr 1391/2013 z 14 października 2013 r. zmieniającego rozporządzenie 347/2013¹⁰³⁾ w odniesieniu do unijnej listy projektów będących przedmiotem wspólnego zainteresowania, określono status projektów wspólnego zainteresowania, które zamieszczono na przyjętej przez Komisję Europejską liście projektów PCI. Wśród innych projektów inwestycyjnych z sektora energetycznego na liście tej znalazły się również polskie projekty gazowe, spełniające kryteria rozporządzenia 347/2013. Są to: projekt połączenia międzysystemowego łączący Polskę i Danię tzw. Gazociąg Bałtycki, projekt zakładający zwiększenie przepustowości terminalu LNG w Świnoujściu, czy też projekty połączeń międzysystemowych pomiędzy Polską a krajami sąsiednimi w ramach UE, tj. Czechami, Słowacją oraz Litwą. Projekty te w 2015 r. powtórnie potwierdziły kwalifikowalność z punktu widzenia warunków PCI, co zostało zawarte w kolejnym akcie delegowanym Komisji.

Spośród zawartych na liście gazowych projektów połączeń transgranicznych, operator polskiego systemu przesyłowego OGP Gaz-System S.A. wytypował trzy projekty o najwyższym stopniu dojrzałości i zaawansowania, w stosunku do których w 2014 r. zostały wydane decyzje na podstawie art. 12 rozporządzenia 347/2013¹⁰⁴⁾:

1) Projekt połączenia gazowego Polska-Czechy

Projekt ten został wpisany na listę PCI jako element priorytetowego korytarza, tj. gazowego połączenia międzysystemowego Północ-Południe w Europie Środkowo-Wschodniej i Południowo-Wschodniej, którego budowa umożliwi przepływ gazu między Polską, Republiką Czeską, Słowacją i Węgrami, łącząc tym samym terminale LNG w Polsce i Chorwacji. Projekt połączenia gazowego Polska-Czechy określony został w pkt 6.1. rozporządzenia jako tzw. klaster pt.: „Rozbudowa czesko-polskiego połączenia międzysystemowego i powiązane z nią wzmocnienie w zachodniej Polsce”. Realizacja tego projektu polega na budowie dwukierunkowego i efektywnego połączenia gazowego pomiędzy Polską a Czechami, które umożliwi przepływ gazu ziemnego na poziomie 5 mld m³ rocznie w kierunku Polska-Czechy i 6,5 mld m³ rocznie w kierunku Czechy-Polska z możliwością dalszej rozbudowy. Punkt graniczny będzie zlokalizowany po stronie czeskiej w rejonie Hat/Owsiszcze oraz w województwie śląskim po stronie polskiej. Projekt w przypadku części polskiej – poza 60-cio kilometrowym gazociągiem łączącym obydwa systemy przesyłowe, obejmuje budowę nowych sieci o długości 237 km

¹⁰³⁾ Dz. U. UE z 2013 r. L 349/28.

¹⁰⁴⁾ Zgodnie z art. 12 ust. 3 rozporządzenia 347/2013, niezwłocznie po osiągnięciu odpowiedniego stopnia zaawansowania projektu, projektodawca przedkłada wniosek w sprawie inwestycji po konsultacji z operatorami systemów przesyłowych z państw członkowskich, którym projekt przynosi znaczące pozytywne skutki netto. W przypadku projektów uwzględnionych w pierwszej liście unijnej projektodawcy składają wniosek w sprawie inwestycji do 31 października 2013 r.

oraz budowę tłoczni i stacji pomiarowej. Zakładany termin rozpoczęcia eksploatacji poszczególnych zadań projektu to 2019 r.

2) Projekt połączenia gazowego Polska-Słowacja

Projekt ten, podobnie jak opisany powyżej, wpisuje się w budowę priorytetowego korytarza gazowego Północ-Południe, jednocześnie określony został w pkt 6.2. rozporządzenia jako klaster – „Połączenie międzysystemowe Polska-Słowacja i powiązane z nim wzmocnienie we wschodniej Polsce”. Realizacja tego projektu polega na budowie dwukierunkowego połączenia gazowego pomiędzy Polską a Słowacją, które umożliwi przepływ gazu ziemnego na poziomie 4,7 mld m³ rocznie w kierunku Polska-Słowacja i 5,7 mld m³ rocznie w kierunku Słowacja-Polska z możliwością dalszej rozbudowy. Połączenie gazowe będzie miało długość 164 km i zakłada rozbudowę systemu gazowego po stronie polskiej i słowackiej. W przypadku części polskiej – poza samym 58-kilometrowym gazociągiem łączącym obydwie systemy przesyłowe, obejmuje budowę nowych sieci gazowych o długości 47 km, rozbudowę obecnie eksploatowanych gazociągów o długości 258 km oraz budowę tłoczni gazu. Zakładany termin realizacji projektu to 2019/2020.

3) Projekt połączenia gazowego Polska-Litwa

Projekt ten został wpisany na listę PCI jako element priorytetowego korytarza o nazwie Plan działań w zakresie połączeń międzysystemowych na rynku energii państw bałtyckich dla gazu. Jednocześnie, określony został w pkt 8.5. rozporządzenia jako tzw. klaster – Rozbudowa infrastruktury we wschodniej części Morza Bałtyckiego, obejmujący połączenie Polska-Litwa, znane jako GIPL (ang. Gas Interconnection Poland – Lithuania). Realizacja ww. projektu, poprzez budowę dwukierunkowego i efektywnego połączenia gazowego pomiędzy Polską a Litwą, ma na celu zapewnienie integracji rynków krajów bałtyckich. Planowany gazociąg ma osiągnąć długość 534 km. Ogółem planowane jest wybudowanie 357 km gazociągu po stronie polskiej i 177 km po stronie litewskiej. Punkt początkowy zaplanowano w miejscowości Rembelszczyzna (PL), a końcowy w Jauniunai (LT). Początkowa przepustowość ma wynieść 2,4 mld m³ rocznie w kierunku z Polski na Litwę. Przepustowość w przeciwnym kierunku jest wyznaczona na 1,0-1,7 mld m³ rocznie (w kierunku z Litwy do Polski). Zakładany termin realizacji projektu to 2019/2020.

Decyzje w sprawie projektów, o których mowa powyżej, wywierają szereg implikacji, w tym finansowych, związanych z wdrażaniem objętych nimi projektów. Rozporządzenie 347/2013 m.in. dopuszcza aby zainteresowane krajowe organy regulacyjne (lub ACER w ich zastępstwie) w swoich decyzjach ustaliły w jakiej wysokości nakłady inwestycyjne, powstające w ramach projektu w jednym państwie członkowskim, będą pokrywane przez operatorów systemów przesyłowych państw osiągających korzyści z projektu. Uwzględniane są w nich koszty i korzyści związane z projektami w zainteresowanych państwach członkowskich o charakterze gospodarczym, społecznym i środowiskowym, a także ewentualne potrzeby w zakresie wsparcia finansowego. Oznacza to, że w określonych przypadkach wskazane rozporządzenie dopuszcza możliwość pokrywania kosztów inwestycyjnych związanych z realizacją projektu w jednym państwie członkowskim, z opłat taryfowych za dostęp do sieci w państwach członkowskich, w których projekt generuje skutki pozytywne netto. Warunki pokrywania tych kosztów przez poszczególnych operatorów systemów przesyłowych są ustalane w skoordynowanych decyzjach inwestycyjnych, wydawanych przez organy regulacji energetyki (NRA) zainteresowanych państw członkowskich. Niezależnie od tego, wskazane decyzje są warunkiem ubiegania się o środki wsparcia z określonych funduszy UE.

W odniesieniu do projektu Polska-Czechy, Prezes URE w 2015 r. prowadził działania będące kontynuacją i następstwem wydanej 24 czerwca 2014 r. decyzji w sprawie *transgranicznej alokacji kosztów ponoszonych przez OGP Gaz-System S.A. dotyczącej realizacji projektu połączenia gazowego Polska-Czechy*. Wydając decyzję Prezes URE uznał wspólny wniosek inwestycyjny polskiego operatora systemu przesyłowego gazowego – OGP Gaz-System S.A. oraz czeskiego operatora systemu przesyłowego gazowego – Net4Gas s.r.o. o skoordynowane podjęcie decyzji w sprawie transgranicznej alokacji kosztów projektu połączenia gazowego Polska-Republika Czeska, a także o jej uwzględnienie w taryfach dla usług przesyłania paliw gazowych za uzasadniony. Jednocześnie Prezes URE

zaakceptował sposób rozliczania i uwzględniania w taryfach przesyłowych OGP Gaz-System S.A. wzajemnych gwarancji, których celem było ograniczenie ryzyka inwestycyjnego dotyczącego budowy połączenia po obydwu stronach granicy. Symetryczna decyzja, uzgodniona z Prezesem URE i skierowana do czeskiego operatora systemu przesyłowego gazowego – Net4Gas s.r.o. – została również wydana przez Regulatora Republiki Czeskiej.

Należy nadmienić, że projekt zakładał pozyskanie brakującej części kwoty niezbędnej na realizację przez OGP Gaz-System S.A. na terenie Polski wskazanego gazociągu przychodami pochodzącymi ze środków UE z funduszu Connecting Europe Facility. Tak więc wydanie decyzji w sprawie wniosku inwestycyjnego warunkowało ubieganie się przez operatorów o wsparcie finansowe z tego źródła, co zgodnie z założeniami ma ograniczyć skutki taryfowe planowanego połączenia przenoszone na użytkowników sieci. W rezultacie polski operator Gaz-System wraz z czeskim operatorem systemu przesyłowego NET4GAS s.r.o., uzyskał wsparcie finansowe z funduszu „Łącząc Europę” (Connecting Europe Facility). Stosowna umowa trójstronna z unijną Agencją Wykonawczą ds. Innowacyjności i Sieci (Innovation Network Executive Agency – INEA) w sprawie pomocy finansowej UE dla projektu pod nazwą „Prace przygotowawcze dla projektu połączenia międzysystemowego Polska – Czechy [Stork II] pomiędzy Libhošť (CZ) – Hať (CZ-PL) – Kędzierzyn (PL)” została podpisana w maju 2015 r. Na podstawie ww. umowy projektowi przyznano wsparcie finansowe na prace projektowe w wysokości 1,5 mln euro. Należy podkreślić, że prace przygotowawcze w ramach projektu uzyskały najwyższy stopień dofinansowania dla prac studialnych, czyli 50%. Ponadto w lipcu 2015 r. Komisja Europejska zdecydowała również o wsparciu finansowym dla realizacji prac budowlanych w wysokości 62,6 mln euro (kwota ta ma zostać rozdysponowana pomiędzy promotorów projektu).

Działania Prezesa URE w 2015 r. ukierunkowane były na zapewnienie przewidywalności i porównywalności warunków regulacyjnych w Polsce i Czechach. Warunki te w dużej mierze zostały określone w skoordynowanych decyzjach wydanych przez regulatorów obydwu państw. Podkreślenia wymaga fakt, że tożsame rozumienie zapisów decyzji w przyszłości ma istotne znaczenie dla operatorów w związku z potrzebą ograniczania ryzyk towarzyszących wdrażaniu projektu. Dlatego też, w ramach udzielania wyjaśnień i interpretacji regulatorzy odbyli m.in. spotkanie z udziałem przedstawicieli Komisji Europejskiej ze spółkami: NET4GAS, s.r.o. i OGP Gaz-System S.A., planującymi realizować przedmiotowe połączenie. W rezultacie spotkań opracowano wyjaśnienie dotyczące sposobu traktowania, po stronie czeskiej, kosztów krajowych ponoszonych przez spółkę NET4GAS, s.r.o., których nie dotyczy transgraniczna alokacja przeprowadzana za pośrednictwem udzielonych gwarancji spółki OGP Gaz-System S.A. Zgodnie z dokonaną wspólnie wykładnią art. 12 rozporządzenia nr 347/2013 potwierdzono, że powstałe koszty których dotyczyło zapytanie, będą przedmiotem standardowego narodowego mechanizmu regulacyjnego i zostaną zaliczone do stawek za krajowe przesyłanie gazu, a ponadto zostaną uwzględnione w kalkulacji przyszłych taryf z parametrami zapewniającymi wymagany poziom zwrotu kosztów na zasadach określonych w wyżej wskazanych skoordynowanych decyzjach inwestycyjnych. W wyniku powyższych działań operator czeski wycofał odwołanie od decyzji regulatora, co – jak wcześniej wspomniano – otworzyło drogę do skutecznego ubiegania się o środki z funduszu CEF i usunęło jedną z większych przeszkód do podjęcia decyzji o rozpoczęciu realizacji połączenia.

W odniesieniu do projektu Polska-Słowacja, Prezes URE monitorował w 2015 r. prace w zakresie wdrażania wydanej 28 listopada 2014 r. przez siebie decyzji w sprawie transgranicznej alokacji kosztów ponoszonych przez OGP Gaz-System S.A. dotyczącej realizacji projektu połączenia gazowego Polska-Słowacja. W celu wsparcia oceny i realizacji inwestycji, przedstawiciele Prezesa URE włączeni byli również w prace Grupy Roboczej powołanej 22 listopada 2013 r. na mocy umowy międzyrządowej „Umowa między Rządem RP a Rządem Republiki Słowackiej o współpracy na rzecz realizacji projektu gazociągu łączącego polski i słowacki system przesyłowy”.

Ponadto realizując zapisy aneksu III pkt 2.7. rozporządzenia 347/2013 Prezes URE, we współpracy z regulatorem słowackim, uczestniczył w czerwcu 2015 r. w przeprowadzonym przez ACER studium oceny projektów PCI, w tym projektu połączenia Polska-Słowacja w zakresie przyjętej metodologii analizy kosztów i korzyści oraz spójności stosowanych kryteriów.

Należy w tym miejscu przypomnieć, że Prezes URE wspierał działania OGP Gaz-System S.A. na rzecz uzyskania wsparcia finansowego z wykorzystaniem funduszy unijnych. Stosowna umowa trójstronna podpisana została w czerwcu 2015 r. przez promotorów projektu, tj. OGP Gaz-System S.A. i Eustream a.s. z unijną Agencją Wykonawczą ds. Innowacyjności i Sieci (INEA) w sprawie pomocy finansowej UE dla projektu pod nazwą „Badania przygotowawcze i prace inżynierskie dla projektu połączenia gazowego Polska-Słowacja”.

Na podstawie ww. umowy projektowi przyznano wsparcie finansowe w kwocie 4,6 mln euro w ramach instrumentu „Łącząc Europę” (Connecting Europe Facility – CEF).

W odniesieniu do projektu Polska-Litwa, aktywność Prezesa URE w 2015 r. w znacznej mierze dotyczyła wdrażania Decyzji ACER z 11 sierpnia 2014 r. Nr 01/2014 dotyczącej wniosku inwestycyjnego o transgraniczną alokację kosztów w zakresie projektu wspólnego zainteresowania połączenia gazowego Polska-Litwa Nr 8.5. (dalej: GIPL)¹⁰⁵⁾, oraz związanych z tym działań na rzecz ograniczenia ryzyk towarzyszących projektowi. W ramach różnorodnych spotkań zarówno z przedstawicielami Komisji Europejskiej oraz innych instytucji unijnych, takich jak: ACER, INEA oraz przedstawicielami krajowych organów, takich jak: MG, MSZ, a także promotorami projektu i regulatorami państw bałtyckich wskazywano, że projekt jest popierany przez URE z uwagi na jego ogólnoeuropejskie znaczenie. Niemniej podkreślano, że skutki pozytywne netto projektu zidentyfikowane przez ACER w decyzji dotyczącej GIPL odnoszą się do LT, LV i EE, podczas gdy PL ponosi koszty w ujęciu netto (przewaga kosztów nad korzyściami), i że stan taki uzasadnia, aby projekt był neutralny dla odbiorców w Polsce. W tym kontekście zauważyć należy, że art. 12 ust. 1 rozporządzenia 347/2013 definiuje obowiązek ponoszenia kosztów inwestycyjnych projektu przez operatorów państw, w których projekt generuje skutki pozytywne netto – a takie nie dotyczą Polski).

W ramach ww. spotkań wskazywano również, że projekty wspólnego zainteresowania powinny być wdrażane wspólnie a zatem nie powinny być wyłącznie troską organów państw, na terenie których miałyby być realizowane, ale przede wszystkim beneficjentów, tj. krajów odnoszących realne korzyści z realizacji inwestycji. Fakt, że projekty PCI stanowią projekty o najwyższym priorytecie w polityce krajowej i są włączone do krajowych planów rozwoju oraz planów rozwoju o zasięgu UE nie oznacza, że w konsekwencji krajowi odbiorcy mają bezwarunkowo gwarantować ich finansowanie za pośrednictwem taryfy, przejmując przy tym znaczną część ryzyk od krajów będących beneficjentami netto projektu.

W trakcie wspólnych prac na poziomie regulatorów zainteresowanych państw członkowskich podjęto prace nad opracowaniem wspólnego dokumentu tzw. *Statement of Clarification*, pokazującego oczekiwany sposób wdrażania projektu połączenia oraz ograniczania napotykanego ryzyka. Ostatecznie nie udało się wypracować wspólnego podejścia ze względu na oczekiwanie beneficjentów netto, że polscy odbiorcy nie będący beneficjentami netto tego projektu, poprzez taryfę przesyłową, przejmą znaczną część ryzyk od krajów będących jego beneficjentami.

W ramach prowadzonych w URE w 2015 r. analiz oceny wpływu realizacji projektu na taryfę operatora oszacowano, że przy założeniu przepływu gazu na poziomie odpowiadającym 20%

¹⁰⁵⁾ Organom regulacyjnym nie udało się w przewidzianym rozporządzeniem czasie uzgodnić wspólnego stanowiska i w myśl postanowień art. 12 ust. 6 rozporządzenia 347/2013, przekazano sprawę do rozpatrzenia przez ACER – „jeżeli zainteresowane krajowe organy regulacyjne nie są w stanie osiągnąć porozumienia w kwestii wniosku inwestycyjnego w terminie sześciu miesięcy od dnia, w którym wniosek otrzymał ostatni z zainteresowanych krajowych organów regulacyjnych, niezwłocznie informują o tym Agencję. W takim przypadku lub na wspólny wniosek zainteresowanych krajowych organów regulacyjnych decyzję w sprawie wniosku inwestycyjnego, obejmującą transgraniczną alokację kosztów, a także w sprawie sposobu odzwierciedlenia kosztu inwestycji w wysokości opłat taryfowych podejmuje Agencja (ACER) w terminie trzech miesięcy od daty przekazania sprawy Agencji”. W rezultacie, 11 sierpnia 2014 r. ACER wydała decyzję nr 01/2014 w sprawie wniosku inwestycyjnego o transgraniczną alokację kosztów projektu wspólnego zainteresowania, tj. połączenia gazowego Polska-Litwa. Zgodnie z ww. decyzją, ACER dokonała rekalkulacji analizy kosztów i korzyści przedłożonej przez promotorów projektu oraz oceniła przedłożony projekt pod względem m.in. dopuszczalności projektu, w tym przeprowadzonych konsultacji z operatorami krajów sąsiednich, których projekt dotyczy, stopnia zaawansowania oraz dojrzałości. W decyzji ACER zidentyfikowano Polskę jako kraj ponoszący koszty (tzw. ujemny zysk netto), natomiast beneficjentami netto zostały: Litwa, Łotwa i Estonia. W związku z powyższym – jak wskazano w decyzji – kwoty ryczałtowe powinny być wypłacane przez OSP państw członkowskich, na które projekt ma znaczący pozytywny wpływ netto, czyli Litwę, Łotwę i Estonię, do OSP państwa członkowskiego z negatywnym wpływem netto z realizacji projektu, tj. Polski.

wykorzystania technicznej przepustowości gazociągu stawki przesyłowe OGP Gaz-System S.A. wzrosłyby o 7,7% a w przypadku braku przepływu o 9,7%¹⁰⁶⁾.

Zachęty inwestycyjne

Podstawę prawną do sporządzenia metodologii dotyczącej zachęt inwestycyjnych stanowi art. 13 ust. 6 rozporządzenia 347/2013, który obliguje krajowe organy regulacyjne państw członkowskich do opublikowania własnej metodologii i kryteriów wykorzystywanych do oceny inwestycji w projekty infrastruktury energii elektrycznej i gazu oraz ponoszonego podwyższonego ryzyka.

Inwestycje, do których odnosi się powołany wyżej przepis, dotyczą projektów będących przedmiotem wspólnego zainteresowania (ang. PCI – Projects of Common Interest), które stosownie do postanowień art. 2 pkt 4 rozporządzenia oznaczają projekty niezbędne do realizacji priorytetowych korytarzy i obszarów infrastruktury energetycznej określonych w załączniku I i znajdujące się na unijnej liście projektów będących przedmiotem wspólnego zainteresowania.

W 2015 r. opracowano w URE wytyczne dotyczące zachęt, jakie miałyby być stosowane w celu zachęcenia do realizacji projektów posiadających status wspólnego zainteresowania (PCI). Dokument opracowany w URE, opublikowany 30 września 2015 r. na stronach urzędu przedstawia:

- uwarunkowania prawne dotyczące zachęt,
- obecne zasady dotyczące uwzględniania kosztów dotyczących rozwoju, budowy, eksploatacji i utrzymania infrastruktury gazowniczej,
- przedkładanie przez promotorów projektów informacji potwierdzających spełnienie przez nich przesłanek wynikających z art. 13 rozporządzenia 347/2013,
- środki ograniczające ryzyko, w tym instrumenty ekonomiczno-finansowe wspierające podejmowanie nowych inwestycji w zakresie magazynowania, skraplania i transportu gazu ziemnego.

Przy opracowaniu dokumentu dotyczącego zachęt przewidzianych w Polsce starano się zrównoważyć cele, takie jak wsparcie projektów o najwyższym priorytecie w polityce unijnej i krajowej, z celem polegającym na wspieraniu projektów mogących w przyszłości stanowić wyraźną wartość dodaną z punktu widzenia konkretnych odbiorców gazu, ponoszących opłaty z tytułu usług przesyłania. Uznano, że zachęty powinny promować zachowania operatorów korzystne z punktu widzenia odbiorców, bez względu na miejsce ponoszenia kosztów. Takie podejście wpisuje się w założenie, zgodnie z którym każde z państw powinno pokrywać samodzielnie koszty działań przynoszących mu korzyści, takie jak bezpieczeństwo dostaw. Za jego zapewnienie powinni być obciążani wyłącznie odbiorcy pochodzący z tego kraju, w przeciwnym razie mogłoby mieć miejsce subsydiowanie skrośne, w którym jedna grupa odbiorców finansuje inną grupę, co byłoby niedopuszczalne w świetle rozporządzenia 715/2010. Dokument zakłada przyznawanie zachęt w sposób wyważony, tak by nie stymulować promotora projektu do podejmowania nadmiernego ryzyka i działań niepożądanych z punktu widzenia konkretnych i możliwych do wskazania odbiorców, w szczególności przewidywać ich obciążania w sposób nadmierny i niepowiązany z powstaniem wymiernych korzyści, mających wartość z punktu widzenia poszczególnych jednostek, na rzecz których jest świadczona usługa. Dokument przewiduje zachowanie współmierności tak, aby przyznawanie zachęt następowało symetrycznie przez poszczególnych regulatorów, których państwa odnoszą korzyści netto. Co istotne, same zachęty mają być adresowane wyłącznie do zdarzenia niepewnego, nieobecnego i niedającego się przewidzieć w sposób racjonalny do czasu oddania inwestycji do użytkowania (ewentualnie podjęcia ostatecznej

¹⁰⁶⁾ Dokonane przez ACER szacunki wpływu realizacji GIPL na taryfę polskiego operatora na poziomie 4,5% odzwierciedlają zdyskontowany wzrost taryfy w okresie 20 lat jego eksploatacji, podczas gdy analizy URE odnoszą się do 2019 r., tj. pierwszego roku po zakończeniu inwestycji, który z punktu widzenia polskich odbiorców gazu będzie miał największe znaczenie.

W przypadku braku przepływu gazu skumulowany zdyskontowany skutek w horyzoncie 20 lat (wskaźnik, którym posługuje się ACER w decyzji CBCA) zamiast 4,5% wynosi 6,4%.

decyzji inwestycyjnej)¹⁰⁷⁾, w istniejących uwarunkowaniach promotor powinien wykazać możliwość osiągnięcia dodatniego wyniku na normalnych zasadach, tj. bez zachęt.

Problematyka interpretacyjna rozporządzenia 347/2013

Pewna część aktywności Prezesa URE dotyczyła prac nad uzgodnieniem wspólnej interpretacji art. 12 rozporządzenia 347/2013 konstytuującego obowiązki związane z realizacją priorytetowej – w ujęciu interesu UE – infrastruktury energetycznej. W obszarze tym obyło m.in. szereg spotkań z Komisją Europejską, Ministerstwem Energii, Ministerstwem Spraw Zagranicznych i opracowano dokumenty, przedstawiające praktyczne problemy związane z wdrażaniem przepisu. Sprawa ma bardzo istotne znaczenie, jako że wskazany przepis, w zależności od jego interpretacji, może angażować niedające się przewidzieć zasoby finansowe i techniczne operatora oraz wprowadzać dodatkowe implikacje do realizowanego planu rozwoju. Niemniej Komisja Europejska nie przekazała pisemnego stanowiska, w odpowiedzi na wystąpienie w tej sprawie ze strony Ministerstwa Gospodarki.

2.4.2. 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.

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 S.A.)

W 2015 r. obowiązywał plan rozwoju operatora sieci przesyłowej OGP Gaz-System S.A. uzgodniony na okres 2014–2023. Został on uzgodniony w 2014 r., a szczegółowa informacja na temat tego planu znajduje się w Sprawozdaniu Prezesa URE za 2014 r.

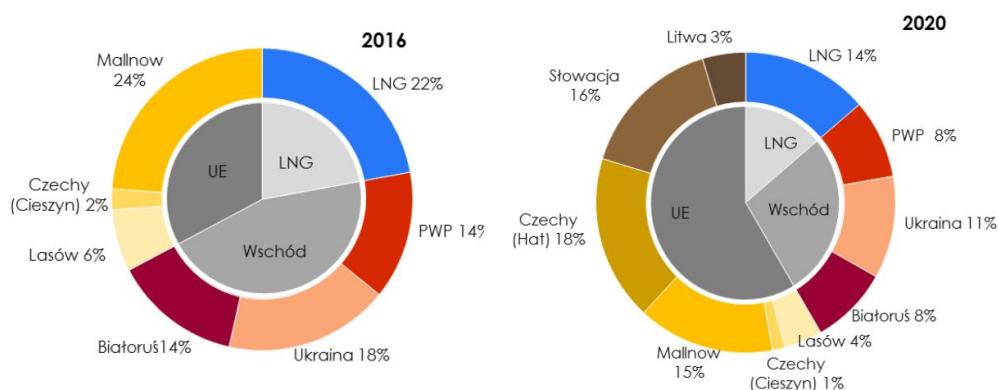
Stosownie do postanowień art. 17 ustawy nowelizującej, zobowiązujących operatora systemu przesyłowego gazowego do przedłożenia Prezesowi URE, w terminie do 11 września 2015 r., do uzgodnienia planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe w horyzoncie 10 lat, OGP Gaz-System S.A., pismem z 11 września 2015 r. przedłożyło, po

¹⁰⁷⁾ Udowodnienie tego faktu sprowadza się do wykazania, że istnieje zapotrzebowanie na przedmiotową infrastrukturę i zakres tego zapotrzebowania jest skorelowany z wielkością planowanych obiektów, instalacji i sieci, a ewentualne ryzyko dotyczące ograniczenia zapotrzebowania może wynikać z istotnych zmian warunków zewnętrznych, nie dających się aktualnie przewidzieć i pozostających poza możliwościami oddziaływania spółki. Nie do zaakceptowania byłaby sytuacja polegająca na utożsamianiu przez promotora projektu ryzyka z bieżącymi warunkami funkcjonowania lub zdarzeniami, polegającymi na rozwijaniu się określonych tendencji bądź zjawisk.

przeprowadzeniu konsultacji publicznych z użytkownikami systemu, „Krajowy dziesięcioletni plan rozwoju sieci przesyłowej gazu na lata 2016 – 2025”. Ostateczne materiały o uzgodnienie ww. planu wpłynęły w lutym 2016 r., co uniemożliwiło jego uzgodnienie w 2015 r.

W projekcie KDPR na lata 2016–2025 OGP planuje dalszą rozbudowę sieci przesyłowej, w tym w szczególności połączeń międzysystemowych, które poza zapewnieniem dużego stopnia dywersyfikacji źródeł i kierunków przesyłania gazu mają umożliwić dostęp do konkurencyjnych rynków. W perspektywie 2020 r., w wyniku realizacji projektów ujętych w KDPR OGP przewiduje dalszą znaczną poprawę stopnia dywersyfikacji kierunków i źródeł dostaw (rys. 40). Efekt ten chce osiągnąć dzięki realizacji dwóch nowych połączeń międzysystemowych na południu Polski: z Czechami i Słowacją oraz połączenia Polska-Litwa.

Rysunek 40. Zmiana stopnia dywersyfikacji w latach 2016 i 2020



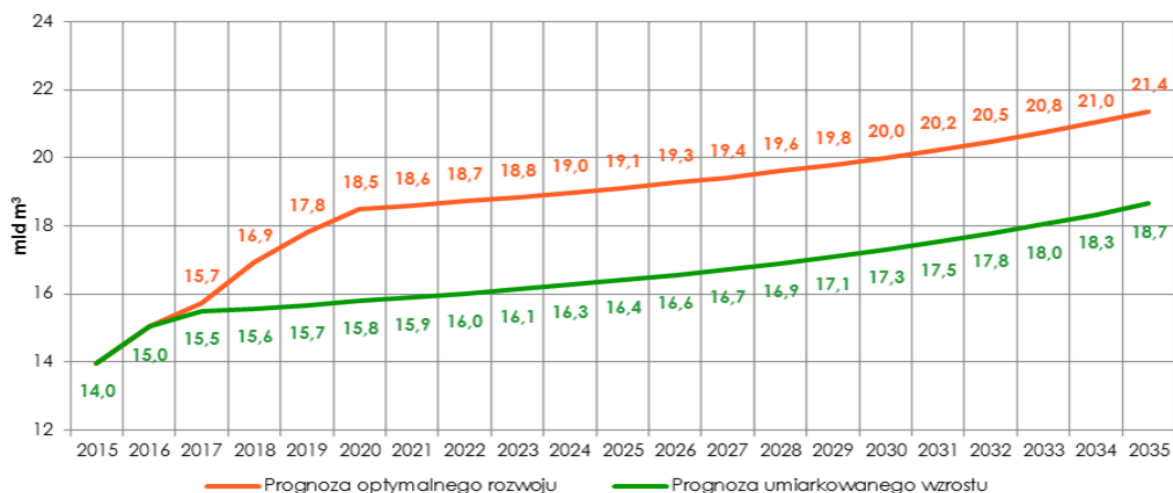
Źródło: OGP Gaz-System S.A., „Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego. Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2016–2025”, str. 99.

Dzięki rozbudowie i budowie nowych dwukierunkowych połączeń międzysystemowych OGP Gaz-System S.A. zamierza poprawić stopień dywersyfikacji i poprawić stopień bezpieczeństwa energetycznego kraju, zgodnie z założeniami Polityki energetycznej Polski do 2030 r.

W porównaniu z prognozą przedstawioną w uzgodnionym Planie Rozwoju na lata 2014–2023 OGP Gaz-System S.A. dokonał korekty prognoz zapotrzebowania na gaz, która związana jest ze zmianą dynamiki rozwoju źródeł wytwórczych w elektroenergetyce, zasilanych gazem ziemnym. W obu wyżej zaprezentowanych wariantach, prognozy zapotrzebowania na usługę przesyłową zostały obniżone. Aktualne warianty prognozy zapotrzebowania na usługę przesyłową, tj. wariant umiarkowanego wzrostu i optymalnego rozwoju przedstawia rys. 41. Należy podkreślić, że aktualna prognoza umiarkowanego wzrostu dla 2020 r. jest niższa o 14,7% w stosunku do jej wartości (18,52 mld m³) w uzgodnionym Planie Rozwoju, a w przypadku prognozy optymalnego rozwoju dla wskazanego roku jest niższa o 26,4% w stosunku do jej wartości (25,12 mld m³) w uzgodnionym Planie Rozwoju.

Korekcie po stronie prognoz nie towarzyszyło dokonanie w projekcie planu rozwoju priorytetyzacji projektów i dostosowanie poziomu wnioskowanych nakładów inwestycyjnych. Porównanie poziomu wnioskowanych nakładów inwestycyjnych z poziomem uzasadnionym określonym podczas uzgadniania planu rozwoju OGP Gaz-System S.A. na lata 2014–2023 świadczy, że wysokość wnioskowanych nakładów inwestycyjnych w ramach omawianej aktualizacji znacząco przekracza ich wysokość wynikającą z uzgodnienia planu rozwoju na lata 2014–2023, a różnice w poszczególnych latach sięgają kilkudziesięciu procent.

Rysunek 41. Porównanie prognoz zapotrzebowania na usługę przesyłową



Źródło: OGP Gaz-System S.A., „Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego. Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2016–2025”, str. 46.

Postępowanie dotyczące uzgodnienia „Krajowego dziesięcioletniego planu rozwoju sieci przesyłowej gazu na lata 2016–2025” zostało zakończone w kwietniu 2016 r.

SGT EuRoPol GAZ S.A. (SGT)

Przedsiębiorstwo SGT EuRoPol GAZ S.A., w oparciu o koncesję¹⁰⁸⁾ na przesyłanie paliw gazowych, w związku z art. 22 i 23 ustawy nowelizującej, świadczy usługi przesyłania gazu ziemnego wysokometanowego z Federacji Rosyjskiej do Polski i Niemiec gazociągiem zwanym „Jamał”. Operatorem na tym gazociągu, na okres do 31 grudnia 2025 r., wyznaczony został OGP Gaz-System S.A.¹⁰⁹⁾

W 2015 r. SGT EuRoPol GAZ S.A. dysponował uzgodnionym planem rozwoju na lata 2015–2022. W związku z obowiązkiem corocznej aktualizacji tego planu, w 2015 r. przedsiębiorstwo to wystąpiło do Prezesa URE z wnioskiem o aktualizację planu rozwoju na lata 2016–2022, po jego skonsultowaniu z Operatorem. Wskazany plan ukierunkowany jest głównie na utrzymanie pełnej sprawności technicznej infrastruktury sieciowej poprzez realizację inwestycji odtworzeniowych i wykonanie niezbędnych prac modernizacyjnych.

Plan ten został uzgodniony przez Prezesa URE w styczniu 2016 r.

Operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSD)

Operator z Grupy Kapitałowej PGNiG S.A. (PSG Sp. z o.o.)

Przedsiębiorstwo PSG Sp. z o.o. jest operatorem sieci dystrybucyjnych, które wchodzi w skład GK PGNiG S.A. PSG Sp. z o.o. posiada strukturę oddziałową z Oddziałami we Wrocławiu, Zabrze, Tarnowie, Warszawie, Gdańsku i Poznaniu. PSG Sp. z o.o. świadczy usługi dystrybucji paliw gazowych, tj.:

- gazu ziemnego wysokometanowego E,
- gazu ziemnego zaazotowanego Lw,
- gazu ziemnego zaazotowanego Ls,
- gazu koksowniczego.

¹⁰⁸⁾ Decyzja Prezesa URE z 18 lipca 2008 r. nr PPG/102/3863/W/2/2008/BP.

¹⁰⁹⁾ Decyzja Prezesa URE z 17 listopada 2010 r. nr DPE-4720-4(8)/2010/6154/BT.

W 2015 r. PSG Sp. z o.o. definitywnie zaprzestało dystrybucji gazów propan-butan, tj. gazu propan-butan rozprężony i propan-butan powietrze, które zastąpione zostały gazem ziemnym wysokometanowym E.

W 2015 r. obowiązywał plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe sporządzony przez PSG Sp. z o.o. na lata 2014–2018. Prace nad uzgodnieniem tego planu rozpoczęły się jeszcze w 2013 r., zakończyły w 2014 r. i szczegółowa informacja w tym zakresie znajduje się w Sprawozdaniu Prezesa URE za 2014 r.

W lutym 2015 r. przekazano PSG Sp. z o.o. wytyczne do opracowania projektu planu rozwoju na lata 2016–2020 wraz ze zaktualizowanym Kwestionariuszem projektu planu rozwoju, który obejmował formularze do wypełnienia przez OSD, instrukcję ich wypełniania oraz tzw. „list planistyczny” zawierający jednolite dla OSD dane makroekonomiczne¹¹⁰⁾ do wykorzystania przy opracowaniu projektu planu rozwoju.

Wniosek PSG Sp. z o.o. o uzgodnienie planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2016–2020 został przedłożony do URE w marcu 2015 r. Ostateczne materiały o uzgodnienie projektu planu rozwoju PSG Sp. z o.o. wpłynęły dopiero w lutym 2016 r., stąd postępowanie w tym zakresie zostało zakończone w I kw. 2016 r.

Operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSD) spoza GK PGNiG S.A.

W odniesieniu do przedsiębiorstw gazowniczych obowiązek wynikający z art. 16 ust. 14 dotyczył dwunastu operatorów systemów dystrybucyjnych, przy czym w 2015 r. ośmiu OSD uzgodniono plan rozwoju na lata 2015–2019, a trzem OSD uzgodniono plan rozwoju na lata 2016–2020. Ponadto w 2015 r., w związku ze zbliżającym się końcem okresu obowiązywania planów rozwoju, wysłano do trzech OSD wezwania przypominające o ciąży na nich obowiązku przedłożenia Prezesowi URE do uzgodnienia projektu planu rozwoju (art. 16 ust. 14). W odpowiedzi wskazani Operatorzy przedłożyli stosowne wnioski. W odniesieniu do dwóch z nich postępowania zakończyły się w 2015 r., natomiast jedno uzgodnienie kontynuowane było w 2016 r.

2.4.3. Udzielanie zgody na budowę gazociągu bezpośredniego

Zgodnie z art. 7a ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne budowa gazociągu bezpośredniego, zdefiniowanego w art. 3 pkt 11e 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 Prawa energetycznego – obowiązany jest uwzględnić 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 2015 r. do Prezesa URE nie wpłynęły żadne wnioski w sprawie wydania zgody na budowę gazociągu bezpośredniego. Natomiast udzielono wyjaśnień dotyczących kwestii związanych z uzyskaniem zgody Prezesa URE na budowę gazociągu bezpośredniego.

Jak pokazuje doświadczenie regulacyjne w postępowaniu przed Prezesem URE w sprawie udzielenia zgody na budowę gazociągu bezpośredniego badane są w szczególności następujące przesłanki i okoliczności:

¹¹⁰⁾ Dane makroekonomiczne obejmowały poziom inflacji, dynamikę realnego wzrostu płac, jednoroczną stopę WIBOR i średnią marżę banku dla lat 2008–2020.

- budowa gazociągu w celu bezpośredniego dostarczania paliw gazowych do instalacji odbiorcy z pominięciem systemu gazowego – badanie dokumentacji technicznej i prawnej ze szczególnym, odpowiednim do uwarunkowań konkretnej sprawy, uwzględnieniem definicji takich pojęć jak: gazociąg bezpośredni, paliwa gazowe, instalacje, sieci, sieć przesyłowa, sieć dystrybucyjna, sieć gazociągów kopalnianych (złożowych, kolektorowych i ekspedycyjnych), system gazowy, punkt wejścia do systemu gazowego, punkt wyjścia z systemu gazowego, odbiorca,
- wykorzystanie zdolności przesyłowych (rozumianych jako zdolności transportowe paliwa gazowego) istniejącej sieci gazowej – okoliczność ta badana jest w odniesieniu do skonkretyzowanych przez inwestora/wnioskodawcę parametrów planowanego gazociągu bezpośredniego, w szczególności w zakresie ilości paliwa gazowego, które będzie transportowane gazociągiem, parametrów jakościowych tego paliwa oraz przewidywanej charakterystyki poboru tego paliwa przez odbiorcę,
- odmowa świadczenia usług przesyłania lub dystrybucji paliwa gazowego istniejącą siecią gazową podmiotowi występującemu o uzyskanie zgody oraz nieuwzględnienie złożonej przez niego skargi na tę odmowę – badanie rozstrzygnięć podjętych przez właściwego operatora systemu gazowego (ewentualnie właściwych operatorów) oraz ewentualnych decyzji Prezesa URE podjętych w trybie art. 8 ustawy – Prawo energetyczne¹¹¹⁾ w ww. zakresie.

Ważną okolicznością jest przy tym to, że z treści obowiązujących przepisów wynika, że zgoda udzielana przez Prezesa URE dotycząca budowy gazociągu bezpośredniego ma charakter *ex ante*, tzn. może dotyczyć jedynie gazociągu projektowanego (por. art. 7a ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne). Przepisy nie przewidują formalnych trybów (tzn. w formie decyzji lub postanowienia) dokonywania klasyfikacji już wybudowanych gazociągów bądź uznawania istniejącej infrastruktury gazowej za gazociąg bezpośredni.

2.4.4. Weryfikacja lub ustalanie wielkości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego

Zgodnie z art. 24 ust. 1 i ust. 2 pkt 1 ustawy o zapasach przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przywozu gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży odbiorcom, jest obowiązane do utrzymywania zapasów obowiązkowych tego gazu w wielkości odpowiadającej co najmniej 30-dniowemu średniemu dziennemu przywozowi, ustalonym w sposób określony w art. 25 ust. 2 tej ustawy.

Wyjątkiem od ww. zasady jest sytuacja, w której minister właściwy do spraw gospodarki na wniosek przedsiębiorstwa energetycznego, w drodze decyzji, zwolni to przedsiębiorstwo z obowiązku utrzymywania zapasów gazu ziemnego, przy czym zwolnienie takie ma charakter ograniczony w czasie i przyznawane jest wyłącznie po stwierdzeniu, że przedsiębiorstwo energetyczne spełnia warunki wskazane w art. 24 ust. 5 lub 5a i ust. 6 ustawy o zapasach, tj. w szczególności, gdy w ciągu roku kalendarzowego przywozi gaz ziemny w ilościach nie przekraczających 100 mln m³, a liczba jego odbiorców nie jest większa niż 100 tys.

W przypadku utraty zwolnienia z obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, w związku z np. przekroczeniem przez przedsiębiorstwo, zwolnione z obowiązku utrzymywania zapasów, jednego z ww. limitów uprawniających je do korzystania z tego zwolnienia albo w związku z upływem terminu tego zwolnienia, materializuje się obowiązek, o którym mowa w art. 24 ust. 1 ustawy o zapasach. Oznacza to, że z dniem utraty zwolnienia przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane posiadać zapasy obowiązkowe gazu ziemnego.

¹¹¹⁾ Zgodnie z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne w sprawach spornych dotyczących odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, umowy sprzedaży, umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw lub energii, umowy o świadczenie usług transportu gazu ziemnego, umowy o świadczenie usługi magazynowania paliw gazowych, umowy, o której mowa w art. 4c ust. 3, umowy o świadczenie usługi skraplania gazu ziemnego oraz umowy kompleksowej, a także w przypadku nieuzasadnionego wstrzymania dostarczania paliw gazowych lub energii rozstrzyga Prezes URE, na wniosek strony.

W celu wywiązania się z tego obowiązku przedsiębiorstwo musi znać poziom zapasów obowiązkowych, które w zaistniałej sytuacji będzie obowiązane utrzymywać. Przedsiębiorstwo energetyczne jest także obowiązane podjąć z odpowiednim wyprzedzeniem działania mające na celu utworzenie zapasów, o których to działaniach stosownie do postanowień art. 24 ust. 5c pkt 2 lit. b ustawy o zapasach, powinno poinformować ministra właściwego do spraw gospodarki.

Kwestia sposobu ustalenia poziomu zapasów obowiązkowych gazu ziemnego uregulowana jest w art. 25 ustawy o zapasach. W przypadku przedsiębiorstw energetycznych, które w okresie od 1 kwietnia ubiegłego roku do 31 marca danego roku dokonywały przywozu gazu ziemnego, stosuje się ust. 2 powołanego przepisu, stanowiący, że „przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 1, ustala wielkość zapasów obowiązkowych gazu ziemnego na podstawie wielkości jego przywozu, w okresie od dnia 1 kwietnia roku ubiegłego do dnia 31 marca danego roku na podstawie danych zawartych w sprawozdaniach statystycznych sporządzanych przez to przedsiębiorstwo”. Natomiast w przypadku przedsiębiorstw energetycznych rozpoczynających prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie przywozu gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży odbiorcom, stosuje się ust. 5 tego przepisu, zgodnie z którym „Prezes URE ustala w drodze decyzji wielkość zapasów obowiązkowych gazu ziemnego na okres od dnia rozpoczęcia przywozu gazu ziemnego do dnia 30 września. Na okres od dnia 1 października następującego po dniu rozpoczęcia przywozu gazu ziemnego do dnia 30 września roku kolejnego wielkość zapasów obowiązkowych gazu ziemnego jest określana przez Prezesa URE w odrębnej decyzji, wydanej najpóźniej na 15 dni przed dniem 1 października następującym po dniu rozpoczęcia przywozu gazu ziemnego, na podstawie danych statystycznych o średniej ilości jego przywozu z dotychczasowego okresu prowadzenia działalności”.

W 2015 r. prowadzonych był 50 postępowań o ustalenie lub weryfikację zapasów obowiązkowych gazu ziemnego. Spośród prowadzonych postępowań:

- 21 zakończono wydaniem decyzji na podstawie art. 25 ust. 2 ustawy o zapasach,
- 27 zakończono wydaniem decyzji na podstawie art. 25 ust. 5 ustawy o zapasach,
- 2 umorzono.

2.4.5. Zatwierdzanie planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego

Podstawy prawne i istota planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego

Aktami prawnymi konstytuującymi obowiązki dotyczące sporządzania planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego – dalej: „plan(y) ograniczeń” są ustawa o zapasach oraz rozporządzenie Rady Ministrów z 19 września 2007 r. w sprawie sposobu i trybu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego¹¹²⁾.

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 planu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego. Zgodnie z art. 58 ust. 17 ustawy o zapasach, ww. operatorzy aktualizują corocznie plany wprowadzania ograniczeń i przedkładają je, do 15 listopada danego roku, Prezesowi URE do zatwierdzenia w drodze decyzji.

Rozporządzenie w § 5 ust. 1 wskazuje, że operatorzy sporządzają plany dla odbiorców, o których mowa w § 4 ust. 1 pkt 1 tego rozporządzenia, pobierających gaz ziemny w punktach wyjścia z systemu gazowego, tzn. odbiorców pobierających 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 (umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji) oraz ust. 3 ustawy (umowy kompleksowe) – Prawo energetyczne, dla tego punktu wyjścia wynosi co najmniej 417 m³/h.

¹¹²⁾ Dz. U. z 2007 r. Nr 178, poz. 1252 – dalej: „rozporządzenie”.

Jednocześnie zauważyć należy, że w świetle obowiązujących przepisów każdy z obowiązanych operatorów gazowych powinien złożyć plan ograniczeń do zatwierdzenia, bez względu na to, czy w chwili jego złożenia dany operator obsługuje odbiorców, o których mowa w przytoczonym wyżej § 5 ust. 1 rozporządzenia.

Ograniczeniami w poborze gazu ziemnego 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 (umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji) oraz ust. 3 (umowy kompleksowe) ustawy – Prawo energetyczne, dla tego punktu wyjścia wynosi co najmniej 417 m³/h oraz ujęci w planach wprowadzania ograniczeń, o których mowa w art. 58 ust. 1 ustawy o zapasach. Rozporządzenie jednocześnie wskazuje w § 4 ust. 2, że w przypadku niedoboru gazu ziemnego w systemie gazowym lub wystąpienia skrajnie niskich temperatur, ograniczeniami w poborze gazu ziemnego (wynikającymi z zatwierdzonego przez Prezesa URE planu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego) nie są objęci odbiorcy:

- 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 mniej niż 417 m³/h,
- gazu ziemnego w gospodarstwach domowych w okresie trwania ograniczeń.

Ustawa o zapasach w art. 58 ust. 4 wskazuje przy tym *expressis verbis*, że ograniczenia wynikające z planów wprowadzania ograniczeń nie mają zastosowania do odbiorców gazu ziemnego w gospodarstwach domowych.

Opracowywane przez operatorów plany ograniczeń określają maksymalne godzinowe i dobowe ilości poboru gazu ziemnego przez poszczególnych odbiorców przyłączonych do ich sieci spełniających ww. kryterium ujmowania w planie ograniczeń, dla poszczególnych stopni zasilania od 2 do 10. Rozporządzenie wskazuje, że plan ograniczeń składa się z dwóch części. Pierwsza część planu ograniczeń zawiera informacje dotyczące: okresu obowiązywania planu ograniczeń, trybu wprowadzania ograniczeń, sposobu publikacji przez Operatora części pierwszej planu ograniczeń oraz 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, sporządzonych w formie zestawienia. 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, wraz ze wskazaniem punktów wyjścia z systemu gazowego, w których ww. odbiorcy pobierają gaz ziemny.

Operatorzy 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.

Zwrócić tu należy uwagę, że zgodnie z § 46 ust. 1 rozporządzenia Ministra Gospodarki z 28 czerwca 2013 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi¹¹³⁾ od 1 sierpnia 2014 r. rozliczenia za paliwa gazowe prowadzone są w jednostkach energii. Obowiązek ten oznacza w szczególności konieczność zamawiania przez odbiorców mocy umownych w jednostkach energii zamiast w jednostkach objętości. Wobec powyższego, plany ograniczeń, które do 15 listopada 2015 r. operatorzy obowiązani byli przedłożyć Prezesowi URE do zatwierdzenia, powinny być wyrażone w jednostkach energii. Problem stanowiło to, że przepisy ww. rozporządzenia Rady Ministrów określają kryterium ujmowania odbiorców w planie ograniczeń poprzez odniesienie do sumy mocy umownych, wyrażonej w jednostkach objętości (tj. co najmniej 417 m³/h dla danego punktu wyjścia z systemu gazowego) i nie zostały zaktualizowane w związku z wdrożeniem systemu rozliczeń opartego na jednostkach energii. Mając na względzie, że sytuacja taka mogłaby powodować pewne problemy w jednolitym stosowaniu relewantnych przepisów dotyczących

¹¹³⁾ Dz. U. z 2013 r. poz. 820.

opracowywania planów ograniczeń, Prezes URE w Informacji nr 43/2015 z 21 października 2015 r. zawarł szereg wskazówek wynikających z konieczności uwzględnienia wdrożenia systemu rozliczeń opartego na jednostkach energii przy opracowywaniu tychże planów (informacja została opublikowana na www.ure.gov.pl oraz w Biuletynie URE). Odnotować zatem należy, iż plany ograniczeń zatwierdzone przez Prezesa URE na sezon 2015/2016, w których ujęto odbiorców podlegających ograniczeniom, opracowane zostały przez operatorów z uwzględnieniem wdrożenia systemu rozliczeń opartego na jednostkach energii.

W 2015 r. od obowiązyjących operatorów wpłynęło 47 wniosków o zatwierdzenie planu ograniczeń na sezon 2015/2016. W tym zakresie Prezes URE w 2015 r. wydał 23 decyzje, przy czym plany ograniczeń o zasadniczym znaczeniu dla funkcjonowania systemu gazowego, tj. plan opracowany przez operatora systemu przesyłowego gazowego – OGP Gaz-System S.A. oraz plan ograniczeń opracowany przez operatora systemu dystrybucyjnego gazowego PSG Sp. z o.o. zostały zatwierdzone decyzjami z 29 grudnia 2015 r. Pozostałe plany ograniczeń, złożone do Prezesa URE w 2015 r. i opracowane na sezon 2015/2016 zatwierdzone zostały w 2016 r.

Możliwość wprowadzenia przez Radę Ministrów ograniczeń w poborze gazu ziemnego, zgodnie z zatwierdzonymi przez Prezesa URE planami wprowadzania ograniczeń, określić można jako ważne narzędzie stabilizujące rynek w czasie zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa w zakresie dostaw gazu ziemnego.

Tryb wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego przez Radę Ministrów

Stosownie do art. 53 ustawy o zapasach jeżeli w ocenie operatora systemu przesyłowego gazowego lub operatora systemów połączonych gazowych działania, o których mowa w art. 50¹¹⁴⁾ i art. 52¹¹⁵⁾ ustawy o zapasach, 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. Na mocy art. 56 ust. 1 ustawy o zapasach, Rada Ministrów, na wniosek ministra właściwego do spraw gospodarki może wprowadzić, w drodze rozporządzenia, na czas oznaczony, na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części, ograniczenia w poborze gazu ziemnego, 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. Jak stanowi art. 54 ust. 1 ustawy o zapasach, 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.

W 2015 r. operator systemu przesyłowego gazowego nie zgłosił ministrowi właściwemu do spraw gospodarki potrzeby wprowadzenia ograniczeń w poborze gazu ziemnego, zgodnie z planami wprowadzania ograniczeń, o których mowa w art. 58 ust. 1 ustawy o zapasach.

¹¹⁴⁾ Działania podejmowane przez przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przywozu gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży odbiorcom oraz podmioty zlecające świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji gazu ziemnego podejmują działania mające na celu przeciwdziałanie temu zagrożeniu, w szczególności działania określone w procedurach, o których mowa w art. 49 ust. 1 tej ustawy, w przypadku wystąpienia zakłóceń w dostawach gazu ziemnego do systemu gazowego lub nieprzewidzianego wzrostu jego zużycia przez odbiorców

¹¹⁵⁾ Uruchomienie zapasów obowiązkowych gazu ziemnego przez operatora systemu przesyłowego gazowego lub operatora systemów połączonych gazowych.

Co istotne, w przypadku wprowadzenia ograniczeń w poborze gazu ziemnego przez Radę Ministrów, zarządzanie operacyjne w zakresie koordynacji działań i dysponowania zapasami gazu ziemnego należy do operatora systemu przesyłowego gazowego (tj. OGP Gaz-System S.A.). Jak bowiem wskazuje 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:

- 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.

2.4.6. Kontrolowanie wypełniania przez właściciela sieci przesyłowej oraz operatora systemu przesyłowego gazowego ich obowiązków, w tym monitorowanie powiązań oraz przepływu informacji między nimi

Ustawa nowelizująca rozszerzyła krąg uprawnień Prezesa URE w odniesieniu do regulowania zasad funkcjonowania operatora systemu przesyłowego gazowego, a także właściciela sieci przesyłowej gazowej.

Do zakresu działań Prezesa URE włączono kontrolowanie wypełniania przez właściciela sieci przesyłowej oraz operatora systemu przesyłowego gazowego obowiązków określonych w ustawie – Prawo energetyczne oraz umowie, o której mowa w art. 9h ust. 3 pkt 2, w tym monitorowanie powiązań pomiędzy właścicielem sieci przesyłowej a operatorem systemu przesyłowego gazowego oraz przepływu informacji między nimi. Zgodnie z art. 9h ust. 13 ustawy – Prawo energetyczne w przypadku powierzenia pełnienia obowiązków operatora systemu przesyłowego na podstawie art. 9h ust. 3 pkt 2 lub wyznaczenia operatora systemu przesyłowego na podstawie art. 9h ust. 9, Prezes URE jest uprawniony do przeprowadzenia kontroli w zakresie wypełniania przez właściciela sieci przesyłowej lub operatora systemu przesyłowego obowiązków, o których mowa w ust. 11 i 12, w art. 9c oraz w art. 16. Do kontroli nie stosuje się przepisów art. 79 ust. 1 i ust. 4-7 ustawy o swobodzie działalności gospodarczej.

Kwestia kontrolowania wypełniania przez OSP i właściciela sieci przesyłowej ich obowiązków, w tym monitorowanie powiązań i przepływu informacji między nimi, była przedmiotem analizy Prezesa URE w trakcie postępowania certyfikacyjnego o przyznanie OGP Gaz-System S.A. certyfikatu niezależności w modelu ISO. Wyniki powyższej analizy zostały przedstawione w decyzji Prezesa URE kończącej postępowanie opublikowanej w Biuletynie Informacji Publicznej URE.

2.4.7. Monitorowanie wypełniania obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego

Działania Prezesa URE w 2015 r. w zakresie monitorowania wypełniania obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego polegały w szczególności na:

- **analizie informacji przekazywanych Prezesowi URE na podstawie art. 27 ust. 2 ustawy o zapasach przez przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przywozu gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży odbiorcom**

Zgodnie z art. 27 ust. 2 ustawy o zapasach przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przywozu gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży odbiorcom przekazują ministrowi właściwemu do spraw gospodarki oraz Prezesowi URE informacje o działaniach podjętych w okresie od 1 kwietnia poprzedniego roku do 31 marca danego roku, w celu (1) zapewnienia bezpieczeństwa paliwowego państwa w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą oraz (2) realizacji obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, do 15 maja każdego roku.

Zauważyć należy, że ustanowiony w art. 27 ust. 2 ustawy o zapasach obowiązek informacyjny odnoszony jest przez ustawodawcę do pojęcia bezpieczeństwa paliwowego państwa (rozumianego jako *stan umożliwiający bieżące pokrycie zapotrzebowania odbiorców na ropę naftową, produkty naftowe i gaz ziemny, w określonej wielkości i czasie, w stopniu umożliwiającym prawidłowe funkcjonowanie gospodarki* – art. 2 pkt 1 ustawy o zapasach) i przez to obowiązek ten ma szerszy zakres, niż tylko związany z dokonaniem przywozu gazu ziemnego czy też tylko z realizacją obowiązku utrzymywania zapasów gazu ziemnego. W związku z powyższym informacja przekazywana na podstawie art. 27 ust. 2 ustawy o zapasach powinna obejmować informacje o działaniach podjętych w celu zapewnienia bezpieczeństwa paliwowego państwa w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą, w szczególności informacje dotyczące realizacji zadań/obowiązków przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie przywozu gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży odbiorcom, określonych w Rozdziale 6 ustawy o zapasach pt. *Zasady postępowania w sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa w zakresie gazu ziemnego oraz konieczności wypełnienia zobowiązań międzynarodowych* (obejmującym art. 49-62 tej ustawy) oraz informacje o działaniach podjętych w celu realizacji obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, w szczególności informacje dotyczące realizacji zadań/obowiązków przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie przywozu gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży odbiorcom, określonych w Rozdziale 3 ustawy o zapasach pt. *Zasady tworzenia, utrzymywania oraz finansowania zapasów gazu ziemnego* (obejmującym art. 24-28 tej ustawy).

Podkreślić również trzeba, że konieczność realizacji obowiązku określonego w art. 27 ust. 2 ustawy o zapasach nie jest zależna od dokonania przez dane koncesjonowane przedsiębiorstwo fizycznego przywozu gazu ziemnego w danym okresie sprawozdawczym, a posiadanie przez dane koncesjonowane przedsiębiorstwo, na mocy decyzji ministra właściwego do spraw gospodarki, zwolnienia z obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego nie oznacza braku konieczności realizacji obowiązku informacyjnego, określonego w art. 27 ust. 2 ustawy o zapasach, a informacje przekazywane wskazanemu ministrowi w trybie art. 24 ust. 5c ustawy o zapasach nie zastępują informacji, przekazywanych na podstawie art. 27 ust. 2 tej ustawy.

W 2015 r. informacje na podstawie art. 27 ust. 2 ustawy o zapasach przekazało Prezesowi URE 46 przedsiębiorstw. Dodatkowo dwa przedsiębiorstwa przedstawiły ww. informacje, nie będąc do tego zobligowanymi.

- **przeprowadzeniu badania ankietowego przedsiębiorstw energetycznych posiadających koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą w zakresie realizacji zadań związanych z utrzymywaniem zapasów obowiązkowych gazu ziemnego oraz posiadania opracowanych procedur postępowania, o których mowa w art. 49 ust. 1 ustawy o zapasach**

Przedmiotem przeprowadzonego w 2015 r. było uzyskanie informacji dotyczących realizacji zadań związanych z utrzymywaniem zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w okresie od 1 czerwca 2015 r.

do 30 września 2015 r. oraz posiadania opracowanych procedur postępowania, o których mowa w art. 49 ust. 1 ustawy o zapasach, tj. procedur mających zastosowanie w przypadku: wystąpienia zakłóceń w dostarczaniu gazu ziemnego do systemu gazowego oraz nieprzewidzianego wzrostu zużycia gazu ziemnego przez odbiorców. Badaniem objęto 55 przedsiębiorstw energetycznych posiadających koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą wg stanu na 30 września 2015 r. Z otrzymanych od przedsiębiorstw energetycznych odpowiedzi wynika, że w ocenianym okresie zapasy obowiązkowe gazu ziemnego utrzymywało jedynie jedno przedsiębiorstwo, tj. PGNiG S.A.

- **analizie informacji przekazywanych Prezesowi URE przez operatora systemu przesyłowego gazowego na podstawie art. 24 ust. 4 oraz art. 52 ust. 7 ustawy o zapasach**

Zgodnie z art. 24 ust. 4 ustawy o zapasach w przypadku stwierdzenia, że parametry techniczne instalacji magazynowych nie zapewniają możliwości dostarczenia zapasów obowiązkowych gazu ziemnego do systemu gazowego w okresie nie dłuższym niż 40 dni, operator systemu przesyłowego gazowego lub operator systemu połączonego gazowego powiadamia o tym fakcie Prezesa URE w terminie 7 dni. W 2015 r. Prezes URE nie otrzymał od operatora systemu przesyłowego gazowego informacji przekazanych w trybie art. 24 ust. 4 ustawy o zapasach.

Natomiast zgodnie z art. 52 ust. 7 ustawy o zapasach operator systemu przesyłowego gazowego lub operator systemu połączonego gazowego niezwłocznie informuje ministra właściwego do spraw gospodarki i Prezesa URE o terminie i ilości uruchomionych zapasów obowiązkowych gazu ziemnego. Informacje te są przekazywane codziennie, do godziny 10:00, i dotyczą poprzedniej doby. W 2015 r. Prezes URE nie otrzymał od operatora systemu przesyłowego gazowego informacji przekazanych w trybie art. 52 ust. 7 ustawy o zapasach.

2.4.8. 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, w 2015 r. był minister właściwy do spraw gospodarki. Niemniej, uwzględniając pojęcie bezpieczeństwa paliwowego państwa, zdefiniowanego w ustawie o zapasach, w zakresie gazu ziemnego, jako stan umożliwiający bieżące pokrycie zapotrzebowania odbiorców na gaz ziemny, w określonej wielkości i czasie, w stopniu umożliwiającym prawidłowe funkcjonowanie gospodarki oraz bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego rozumiane jako zapewnienie dostępu odbiorców do energii o określonej jakości i po przejrzystych, zależnych od kosztów cenach, jest tym obszarem bezpieczeństwa energetycznego, które w ramach regulacji ustawowych monitoruje również Prezes URE.

Monitorowanie bezpieczeństwa dostaw realizowane było m.in. w poniższych aspektach.

Monitorowanie realizacji zadań wynikających z planów rozwoju

Dokonując monitorowania zadań wynikających z planów rozwoju przedsiębiorstw sieciowych należy zwrócić uwagę na szczególny rodzaj zadań, przewidzianych do realizacji w terminie do 2015 r. w planie działań zapobiegawczych – dokumencie opracowanym przez Ministra Gospodarki na podstawie art. 4 ust. 1 lit. a w związku z art. 5 ust. 4 rozporządzenia 994/2010. Zadania te dotyczą zwiększenia funkcjonalności gazociągu jamalskiego i w tym kontekście OGP Gaz-System S.A. został wyznaczony przez Ministra Gospodarki jako podmiot odpowiedzialny za działania, których realizacja miała się znacząco przyczynić do poprawy bezpieczeństwa energetycznego Polski.

Do najważniejszych zadań określonych w planie działań zapobiegawczych, przewidzianych do realizacji do końca 2015 r. należą zadania przypisane OGP Gaz-System S.A., związane ze zwiększeniem funkcjonalności gazociągu jamalskiego. Są to: zwiększenie możliwości odbioru z rewersu fizycznego w punkcie Mallnow oraz zwiększenie możliwości odbioru gazu przez punkt wejścia Lwówek.

Rozbudowa punktu w Mallnow, a tym samym umożliwienie świadczenia usługi rewersu fizycznego na punkcie w Mallnow, była jednym z kluczowych projektów z punktu widzenia bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego do Polski. Zadanie zostało zrealizowane już w 2014 r. i począwszy od 1 kwietnia 2014 r. w ramach usługi przesyłania zwrotnego na zasadach ciągłych udostępniona została techniczna możliwość importu gazu do Polski w ilości do 2,3 mld m³ rocznie (ok. 263 tys. m³/h). Wg założeń w sytuacji awaryjnej (w przypadku wstrzymania dostaw ze wschodu) możliwy ma być odbiór do 620 tys. m³/h (co w skali roku odpowiada ok. 5,5 mld m³). Ponadto na punkcie „Mallnow rewers” oferowana jest przepustowość na zasadach przerywanych, która pozwala importować do Polski dodatkowo ok. 2,7 mld m³ rocznie w przypadku utrzymywania przepływu gazociągiem jamalskim w kierunku Niemiec.

Niemniej dodać należy, że kwestia przesyłania zwrotnego na zasadach ciągłych punkcie „Mallnow rewers” stała się wątpliwa ze względu na stanowisko operatora niemieckiego GASCADE Gastransport GmbH i jest obecnie przedmiotem wyjaśnień pomiędzy administracją obu państw (szerzej poniżej).

Krajowy System przesyłowy współpracuje z Systemem Gazociągów Tranzytowych poprzez punkt zdefiniowany jako tzw. Punkt Wzajemnego Połączenia, na który składają się fizyczne punkty we Włocławku i Lwówku. Modernizacja punktu wejścia we Lwówku zapewniła dobową przepustowość techniczną na poziomie 6,95 mln m³/dobę i roczną przepustowość techniczną wynoszącą 2,31 mld m³/rok. Zadanie zostało zrealizowane zgodnie z terminem podanym w Planie działań zapobiegawczych.

Innym zadaniem wskazanym w planie działań zapobiegawczych jest zwiększenie interoperacyjności polskiego odcinka gazociągu jamalskiego poprzez zapewnienie dodatkowego połączenia z siecią OGP Gaz-System S.A. w okolicach Zambrowa. W kwietniu 2015 r. OGP Gaz-System S.A. wystąpił do SGT EuRoPol GAZ S.A. z wnioskiem w wydanie warunków przyłączenia do Systemu Gazociągów Tranzytowych w rejonie Zambrowa. Obecnie wniosek jest rozpatrywany i projekt zostanie uwzględniony w kolejnej aktualizacji Planu Rozwoju, o ile jego realizacja znajdzie uzasadnienie.

Zaznaczyć należy, że w wyniku rozbudowy punktu we Włocławku, w styczniu 2015 r., OGP Gaz-System S.A. zapewniło użytkownikom sieci nowe techniczne możliwości dostaw gazu do Polski z kierunku zachodniego z wykorzystaniem mechanizmu wirtualnego rewersu na gazociągu jamalskim. Dzięki temu możliwości importu z Niemiec na zasadach ciągłych wynoszą obecnie 5,5 mld m³ rocznie (wzrost o 3,2 mld m³), zaś z uwzględnieniem przepustowości oferowanej na zasadach przerywanych (2,7 mld m³) nawet do 8,2 mld m³.

Kontynuując działania mające na celu zwiększenia funkcjonalności gazociągu jamalskiego w 2015 r. OGP Gaz-System S.A. podpisał z GASCADE Gastransport GmbH umowę w zakresie przeprowadzenia inwestycji, polegającej na zwiększeniu dostępnej przepustowości w kierunku Polski do 700 tys. m³/h (przesyłanie zwrotne) poprzez budowę dodatkowego ciągu pomiarowego na stacji Mallnow. Zakończenie prac spodziewane jest we wrześniu 2016 r. Ponadto na lata 2016–2017 OGP Gaz-System S.A. planuje również dalszą modernizację węzła Lwówek obejmującą: ciągi pomiarowe, zasilanie, system sterowania oraz zwiększenie przepustowości do 1 mln m³/h.

Rewers na gazociągu jamalskim

W ramach monitorowania bezpieczeństwa dostaw stwierdzono, że przy okazji wdrażania przez operatorów systemów przesyłowych mechanizmów wynikających z art. 6 rozporządzenia CAM, podejmowane są próby wdrażania rozwiązań pogarszających poziom bezpieczeństwa dostaw gazu w Polsce i regionie.

Przypadek dotyczy transgranicznego połączenia z Republiką Federalną Niemiec w punkcie Mallnow, gdzie w procesie uzgodnień z OGP Gaz-System S.A. operator niemiecki GASCADE Gastransport GmbH (dalej „GASCADE”) zaproponował, aby w celu maksymalizacji zdolności technicznej w łączących ich punktach połączeń międzysystemowych wprowadzono zasadę konkurujących przepustowości. Zgodnie ze zgłoszoną koncepcją przepustowość przypisana obecnie do punktu Mallnow (DE>>PL) miałaby zależeć od poziomu przepustowości udostępnianych w punkcie Brandov (punkt na granicy czesko-niemieckiej) oraz punkcie połączenia z niemieckim magazynem gazu Katharina. Rozwiązanie

takie może skutkować brakiem dostępności stałego poziomu ciągłych zdolności przesyłowych w punkcie wyjścia Mallnow (DE>>PL).

W ocenie Prezesa URE takie podejście może naruszać wymagania określone w art. 6 ust. 5 rozporządzenia nr 994/2010, zgodnie z którymi „operatorzy systemów przesyłowych udostępniają **stałą** zdolność przepływu w obu kierunkach na wszystkich transgranicznych połączeniach międzysystemowych pomiędzy państwami członkowskimi jak najszybciej i nie później niż dnia 3 grudnia 2013 r., z wyjątkiem: a) przypadków takich jak podłączenia do instalacji produkcyjnych, instalacji LNG i sieci dystrybucji; lub b) w przypadku przyznania odstępstwa zgodnie z art. 7. W terminie do dnia 3 grudnia 2013 r. operatorzy systemów przesyłowych gazu dostosowują funkcjonowanie części lub całości systemów przesyłowych, aby umożliwić fizyczny dwukierunkowy przepływ gazu na połączeniach transgranicznych”, gdyż żadne z wyłączeń nie ma zastosowania do omawianego przypadku.

Biorąc pod uwagę istotne znaczenie wskazanego przypadku dla bezpieczeństwa dostaw gazu, jak również budowy rynku wewnętrznego, Prezes URE poinformował Ministra Gospodarki o powziętych informacjach celem podjęcia dyskusji z Komisją Europejską, odpowiedzialną za zapewnienie przestrzegania prawa UE. Odkonano szereg spotkań z udziałem przedstawicieli Komisji oraz instytucji niemieckich. Jednakże, nie zapadły żadne wiążące ustalenia a sprawa jest kontynuowana.

Z zestawienia informacji przedstawionych w powyższej części wynika, że zapewnienie ciągłych zdolności przesyłowych w punkcie Mallnow ma bardzo istotne znaczenie dla bezpieczeństwa dostaw i z tego względu należy podejmować wszelkie działania na rzecz zapewnienia ich dostępności na dotychczasowych zasadach, a jakiegokolwiek modyfikacje zasad udostępniania zdolności przesyłowych, w oderwaniu od obowiązku wypełnienia standardu w zakresie odwróconego przepływu, wynikającego z rozporządzenia 994/2010, nie powinny być aprobowane.

Raport Prezesa URE nt. warunków podejmowania i wykonywania działalności gospodarczej

W 2015 r. przypadał termin opracowania Raportu Prezesa URE „Warunki podejmowania i wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej i paliw gazowych oraz realizacja przez operatorów systemu gazowego i elektroenergetycznego planów rozwoju uwzględniających zaspokojenie obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe lub energię elektryczną”. Zgodnie z art. 23 ust. 2c raport jest opracowywany w cyklach dwuletnich i przekazywany ministrowi właściwemu do spraw gospodarki.

W podsumowaniu raportu przedstawiono wnioski z prowadzonego monitorowania bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego, wymagające w opinii Prezesa URE podjęcia działań legislacyjnych. Oceniając funkcjonowanie ustawy o zapasach w zakresie gazu ziemnego, odnotowano:

- a) niewdrożenie instytucji autoryzowanego audytora w dziedzinie energetyki przemysłowej, o którym mowa w art. 58 ust. 7-14 ustawy o zapasach, upoważnionego, w szczególności, do weryfikacji informacji podanych przez odbiorców na potrzeby opracowania przez operatorów planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego w zakresie minimalnych ilości gazu ziemnego, których pobór nie powoduje zagrożenia bezpieczeństwa osób oraz uszkodzenia lub zniszczenia obiektów technologicznych,
- b) braki w regulacji kwestii procedur postępowania, o których mowa w art. 49 ust. 1 ustawy o zapasach, tj. procedur mających zastosowanie w przypadku: wystąpienia zakłóceń w dostarczaniu gazu ziemnego do systemu gazowego oraz nieprzewidzianego wzrostu zużycia gazu ziemnego przez odbiorców. Obowiązek posiadania takich procedur nałożony został na przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przywozu gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży odbiorcom oraz podmioty zlecające świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji gazu ziemnego. Procedury takie zatem mają być jednym ze środków zapewniających bezpieczeństwo paliwowe państwa, zdefiniowane w ustawie o zapasach, w zakresie gazu ziemnego, jako stan umożliwiający bieżące pokrycie zapotrzebowania odbiorców na gaz ziemny, w określonej

wielkości i czasie, w stopniu umożliwiającym prawidłowe funkcjonowanie gospodarki. Na wagę rzeczonych procedur zwracał także uwagę Minister Gospodarki w dokumentach o podstawowym znaczeniu dla bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego, a opracowanych na podstawie rozporządzenia 994/2010, tj. w Planie Działań Zapobiegawczych oraz w Planie na wypadek sytuacji nadzwyczajnej. Problem stanowi to, że ustawa o zapasach nie precyzuje terminu w jakim obowiązane podmioty mają opracować te procedury, nie stanowi jaki organ ma kontrolować posiadanie tych procedur czy też ich treść, ani nie ustanawia sankcji za brak posiadania takich procedur.

Uwzględniając wagę takich procedur dla bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego rozważyć należy zmianę ustawy o zapasach poprzez dodanie przepisów określających ww. kwestie,

- c) nieuwzględnienie w ustawie o zapasach wdrożenia od 1 sierpnia 2014 r. (zgodnie z § 46 ust. 1 rozporządzenia Ministra Gospodarki z 28 czerwca 2013 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi¹¹⁶⁾ systemu rozliczeń opartego na jednostkach energii, co oznacza w szczególności konieczność zamawiania przez odbiorców mocy umownych w jednostkach energii zamiast w jednostkach objętości – w zakresie określenia kryterium możliwości uzyskania zwolnienia z obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, o którym mowa w art. 24 ust. 5-6 tej ustawy. Proponowane rozwiązanie może polegać na podaniu w ustawie o zapasach relewantnej wielkości przywozu gazu ziemnego wyrażonej w jednostkach energii,

- d) nieuwzględnienie w wydanym na podstawie ustawy o zapasach rozporządzeniu Rady Ministrów z 19 września 2007 r. w sprawie sposobu i trybu wprowadzenia ograniczeń w poborze gazu ziemnego¹¹⁷⁾, wdrożenia od 1 sierpnia 2014 r. systemu rozliczeń opartego na jednostkach energii (zgodnie z § 46 ust. 1 powołanego wyżej rozporządzenia Ministra Gospodarki z 28 czerwca 2013 r.).

Obowiązek ten oznacza w szczególności konieczność zamawiania przez odbiorców mocy umownych w jednostkach energii zamiast w jednostkach objętości, co powoduje, że plany wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego przedkładane Prezesowi URE do zatwierdzenia do 15 listopada każdego roku, powinny być wyrażone w jednostkach energii. Problemem jest jednak to, że przepisy ww. rozporządzenia Rady Ministrów nadal określają kryterium podlegania ograniczeniom w poborze gazu ziemnego poprzez odniesienie do sumy mocy określonych w umowach, o których mowa w art. 5 ust. 2 pkt 2 oraz ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne, o wartości co najmniej 417 m³/h dla danego punktu wyjścia, a zatem wielkości wyrażonej w jednostkach objętości. Istniejący stan braku korelacji pomiędzy przepisami ww. rozporządzeń, po zaprzestaniu wyrażania wielkości umownych i rozliczeniowych w jednostkach objętości, powodować może problemy z właściwym wskazaniem odbiorców podlegających ujęciu w planach wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego opracowywanych przez operatorów systemów gazowych oraz określaniem wielkości w poszczególnych stopniach zasilania. Rozwiązane tego problemu może polegać na podaniu w ww. rozporządzeniu Rady Ministrów wartości granicznych określonych w jednostkach energii (kWh/h), odpowiadających wartości 417 m³/h, dla poszczególnych rodzajów gazu ziemnego, przy której dany odbiorca powinien być ujęty w danym planie ograniczeń.

Dodatkowo rozporządzenie powinno precyzować sposób określania maksymalnych godzinowych i dobowych ilości poboru gazu ziemnego w poszczególnych stopniach zasilania wyrażanych w jednostkach energii, np. poprzez wskazanie, że należy przyjmować rozliczeniowe wartości ciepła spalania z poprzedniego roku gazowego dla danego Obszaru Rozliczeniowego Ciepła Spalania, na terenie którego położony jest punkt wyjścia z systemu gazowego danego odbiorcy.

W raporcie zwrócono także uwagę na potrzebę zmiany przepisów w zakresie przyłączania podmiotów do sieci, która ograniczyłaby nieograniczoną możliwość przełączania się odbiorców z jednej sieci na drugą (z sieci dystrybucyjnej na sieć przesyłową oraz z jednej sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej na drugą). Takie działania odbiorców generują trudne do przeniesienia przez

¹¹⁶⁾ Dz. U. z 2013 r. poz. 820.

¹¹⁷⁾ Dz. U. Nr 178, poz. 1252.

pozostałych odbiorców koszty i w konsekwencji powodują nadmierny wzrost kosztów przesyłania/dystrybucji.

Ponadto obszarem, w którym również zasadne wydaje się wprowadzenie zmian legislacyjnych jest proces wyznaczania operatorów systemów gazowych, tj. m.in. OSP i OSD. Obecnie, w związku z treścią art. 4e¹ ustawy – Prawo energetyczne, usługi przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych mogą być świadczone wyłącznie odpowiednio przez operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu dystrybucyjnego. Oznacza to, że każdy przedsiębiorca, który zamierza prowadzić działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych zobowiązany jest przed rozpoczęciem tej działalności do uzyskania zarówno stosownej koncesji, jak i statusu operatora systemu. Posiadanie koncesji na powyższe rodzaje działalności nie upoważnia koncesjonariuszy do wykonywania działalności nimi objętej. W efekcie uzyskanie niezbędnych uprawnień umożliwiających świadczenie wymienionych wyżej usług staje się procesem długotrwałym. W związku z powyższym zasadne wydaje się wprowadzenie zmian legislacyjnych, które umożliwią połączenie uprawnień wynikających z koncesji i wyznaczenia operatorem systemu w ramach jednego aktu administracyjnego. Udzielenie koncesji na powyższe rodzaje działalności powinno być warunkowane, także spełnieniem przez wnioskodawcę kryteriów pozwalających na wyznaczenie go operatorem danego systemu gazowego.

W ocenie Prezesa URE konieczne jest także dostosowanie art. 16 ustawy – Prawo energetyczne do art. 14 dyrektywy gazowej 2009/73.

Ponadto dla dalszego rozwoju rynku gazu istotne jest także dostosowanie przepisów rozporządzenia dywersyfikacyjnego do aktualnego stanu rozwoju rynku gazu ziemnego – kwestia ta była przedmiotem szeregu wystąpień Prezesa URE do Ministra Gospodarki.

Kontrola metrologiczna

W 2015 r. Prezes URE przedstawił uwagi do projektu rozporządzenia Ministra Gospodarki w sprawie rodzajów przyrządów pomiarowych podlegających prawnej kontroli metrologicznej oraz zakresu tej kontroli. W zgłoszonych uwagach odnosząc się do celu nowelizacji, jakim było ujednoczenie systemu PKM, w tym określenie rodzaju urządzeń objętych prawną kontrolą metrologiczną, zaproponował rozważenie włączenia do projektu rozporządzenia urządzeń pomiarowych umożliwiających określanie wartości ciepła spalania, służących do pomiarów rozliczeniowych i objęcie ich prawną kontrolą metrologiczną. Dotyczy to chromatografów gazowych, służących do ustalania składu mieszanin związków chemicznych, w tym gazu ziemnego, na podstawie którego obliczane są parametry użytkowe: ciepło spalania, wartość opałowa i tzw. Liczba Wobbego.

Włączenie chromatografów gazowych do projektu rozporządzenia jest niezmiernie istotne z punktu widzenia obowiązku prowadzenia rzetelnych rozliczeń między użytkownikami systemu gazowego z tytułu sprzedaży gazu ziemnego. W chwili obecnej rozliczenia te prowadzone są w jednostkach energii. Obowiązek ten (prowadzenia rozliczeń za paliwo gazowe w jednostkach energii a nie jak uprzednio w jednostkach objętości), wynika wprost z treści przepisu zawartego w § 46 rozporządzenia taryfowego (rozporządzenie Ministra Gospodarki z 28 czerwca 2013 r.), który stanowi, że *Przepisy niniejszego rozporządzenia dotyczące rozliczeń w jednostkach energii stosuje się od pierwszego dnia miesiąca przypadającego po upływie 12 miesięcy od wejścia w życie rozporządzenia*. Należy przypomnieć, że przedmiotowe rozporządzenie weszło w życie 25 lipca 2013 r., a obowiązek zastąpienia jednostek objętości jednostkami energii zmaterializował się 1 sierpnia 2014 r. Aby obliczyć wartość energii zawartej w objętości gazu trzeba znać jego ciepło spalania, które jest parametrem jakościowym wyznaczanym na podstawie pomiarów składu gazu wykonywanych na sieci gazowej przy pomocy chromatografów i publikowanym przez operatora sieci gazowej na jego stronie internetowej.

Ponadto objęcie chromatografów kontrolą metrologiczną ma wpływ na właściwe wypełnianie obowiązków wynikających z rozporządzenia 715/2009, które nakłada na OSP obowiązek rozliczania niezbilansowania w jednostkach energii. Ustalenie wartości niezbilansowania czy też niezgodnej

z nominacją powinno być realizowane na podstawie porównywania odpowiednich wartości wyrażanych w jednostkach energii, czemu służyć mają właśnie chromatografy gazowe.

Dla zapewnienia poprawności rozliczeń i uniknięcia wszelkiego rodzaju kwestii spornych związanych z pomiarami w tym zakresie, istotne jest zatem objęcie tych urządzeń prawną kontrolą metrologiczną. Wykorzystywanie do rozliczeń handlowych urządzeń nie podlegających prawnej kontroli metrologicznej może skutkować kwestionowaniem przez kontrahentów wyników pomiarów i powstawaniem sporów.

Warto podkreślić, że zgodnie z art. 8 ust. 1 pkt 3 ustawy z 11 maja 2001 r. – Prawo o miarach¹¹⁸⁾, na podstawie której wydane zostało rozporządzenie określające rodzaje przyrządów pomiarowych podlegających prawnej kontroli metrologicznej oraz zakres tej kontroli – prawnej kontroli metrologicznej podlegają przyrządy pomiarowe, które mogą być stosowane w ochronie praw konsumenta. Bez wątplenia takimi przyrządami są chromatografy gazowe, umożliwiające prowadzenie rozliczeń za niezbilansowanie między użytkownikami systemu. Dzięki rozliczaniu w jednostkach energii możliwa jest kontrola jakości gazu w poszczególnych obszarach sieci, co w znacznym stopniu ograniczy dowolność i uznaniowość rozliczeń za gaz, a nie tylko za niezbilansowanie.

Ponadto prowadzone w 2015 r. przez Prezesa URE działania ukierunkowane były na te obszary funkcjonowania rynku, które odnosiły się do poniżej przedstawionych zadań 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 właściwego do spraw gospodarki).

Przy wydawaniu koncesji Prezes URE informuje przedsiębiorcę o konieczności zapewnienia wymaganego stopnia dywersyfikacji dostaw, określonego w rozporządzeniu 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 S.A. oraz OGP Gaz-System S.A. wskazują, że zatwierdzone taryfy w 2015 r. 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**

Stosownie do art. 58 ust. 1 ustawy o zapasach operator systemu przesyłowego gazowego oraz operatorzy systemów dystrybucyjnych gazowych obowiązani są do opracowywania planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego, a zgodnie z art. 58 ust. 17 tej ustawy, ww. operatorzy aktualizują corocznie plany wprowadzania ograniczeń i przedkładają je, do 15 listopada danego roku, Prezesowi URE do zatwierdzenia w drodze decyzji. Opracowane przez operatorów plany ograniczeń określają maksymalne godzinowe i dobowe ilości poboru gazu ziemnego przez poszczególnych odbiorców przyłączonych do ich sieci spełniających kryterium ujmowania ich w planie ograniczeń, dla poszczególnych stopni zasilania od 2 do 10 (por. art. 58 ust. 2 ustawy

¹¹⁸⁾ Dz. U. z 2004 r. Nr 243, poz. 2441 z późn. zm.

o zapasach w zw. z § 4 ust. 1 pkt 1 rozporządzenia Rady Ministrów z 19 września 2007 r. w sprawie sposobu i trybu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego¹¹⁹⁾). Tworzenie planów ograniczeń, a następnie ewentualne wprowadzenie ograniczeń w poborze gazu ziemnego przez Radę Ministrów w drodze rozporządzenia, 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).

- **analizy informacji przekazywanych Prezesowi URE na podstawie art. 27 ust. 2 ustawy o zapasach**

Zgodnie z art. 27 ust. 2 ustawy o zapasach przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przywozu gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży odbiorcom przekazują ministrowi właściwemu do spraw gospodarki oraz Prezesowi URE informacje o działaniach podjętych w okresie od dnia 1 kwietnia poprzedniego roku do 31 marca danego roku, po pierwsze w celu zapewnienia bezpieczeństwa paliwowego państwa w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą, po drugie zaś w celu realizacji obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, do 15 maja każdego roku.

W 2015 r. informacje na podstawie art. 27 ust. 2 ustawy o zapasach przekazało do Prezesa URE 46 przedsiębiorstw energetycznych (dodatkowo informacje przekazały dwa przedsiębiorstwa, niezobligowane do realizacji ww. obowiązku).

Szczegółowe uwagi co do agregowania informacji przekazywanych na podstawie art. 27 ust. 2 ustawy o zapasach zawarto w pkt 2.4.7. Monitorowanie wypełniania obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego.

- **przeprowadzenia badania ankietowego w zakresie obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego oraz posiadania opracowanych procedur postępowania, o których mowa w art. 49 ust. 1 ustawy o zapasach**

W 2015 r. Prezes URE przeprowadził badanie ankietowe w zakresie obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego oraz posiadania opracowanych procedur postępowania, o których mowa w art. 49 ust. 1 ustawy o zapasach, tj. procedur mających zastosowanie w przypadku: wystąpienia zakłóceń w dostarczaniu gazu ziemnego do systemu gazowego oraz nieprzewidzianego wzrostu zużycia gazu ziemnego przez odbiorców. Badaniem objęto 55 przedsiębiorstw energetycznych posiadających koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą wg stanu na 30 września 2015 r. Wyniki badania ankietowego w powyższym zakresie wykazały, iż kwestią wymagającą większej uwagi w szczególności przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie przywozu gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży odbiorcom jest opracowywanie procedur postępowania, o których mowa w art. 49 ust. 1 ustawy o zapasach, we współpracy z podmiotami odpowiedzialnymi za ich realizację.

Dodatkowo, w zakresie badania kwestii procedur postępowania, o których mowa w art. 49 ust. 1 ustawy o zapasach – z uwagi na brzmienie art. 49 ust. 2 tej ustawy, zgodnie z którym przedmiotowe procedury powinny być uzgadniane m.in. z operatorami systemów gazowych i przekazywane niezwłocznie operatorowi systemu przesyłowego gazowego – Prezes URE zwrócił się w 2015 r. do OGP Gaz-System S.A. oraz PSG Sp. z o.o. z prośbą o informacje w zakresie przekazywania i uzgadniania ww. procedur przez obowiązane do tego podmioty.

- **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.

¹¹⁹⁾ Dz. U. z 2007 r. Nr 178, poz. 1252.

Szczegółowe informacje dotyczące realizacji przez przedsiębiorstwa energetyczne, operatora systemu przesyłowego i operatorów systemów dystrybucyjnych obowiązków wynikających z art. 16 ust. 1 i ust. 13 ustawy – Prawo energetyczne, przedstawione zostały w pkt 2.4.2.

- **ustalania wielkości obowiązkowych zapasów gazu ziemnego oraz monitorowanie utrzymywania tych zapasów**

Celem tych obowiązków jest zapewnienie zaopatrzenia Rzeczypospolitej Polskiej w gaz ziemny oraz minimalizacja skutków w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa, wystąpienia sytuacji awaryjnej w sieci gazowej oraz nieprzewidzianego wzrostu zużycia gazu ziemnego.

- **monitorowania prac podjętych przez Komisję Europejską w zakresie zmiany rozporządzenia 994/2010**

Komisja Europejska w 2015 r. rozpoczęła prace nad zmianą rozporządzenia 994/2010. Prezes URE, bazując na doświadczeniach swoich, jak i innych regulatorów europejskich odnośnie funkcjonowania ww. rozporządzenia, zgłosił w 2015 r. szereg uwag (m.in. w ramach udziału w pracach Council of European Energy Regulators) mających na celu zapewnienie skutecznego funkcjonowania europejskich mechanizmów solidarnościowych w zakresie bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego.

- **monitorowania zarządzania ograniczeniami systemowymi**

W 2015 r. zrealizowano również zadania w zakresie zarządzania przesyłaniem gazu ziemnego polegające w szczególności na identyfikacji skali i miejsc występowania ograniczeń systemowych, a także na określeniu przyczyn ich występowania oraz sposobie zapobiegania. Ograniczenia systemowe mogą wystąpić w systemie gazowym m.in. w związku z: występowaniem tzw. wąskich gardła, w tym ograniczoną przepustowością sieci; koniecznością utrzymywania minimalnych ciśnień w punktach wyjścia z systemu oraz stabilnych parametrów jakościowych paliwa gazowego; prowadzeniem prac w systemie, w tym remontowo-modernizacyjnych oraz wystąpieniem sytuacji awaryjnych.

Należy wskazać, że w 2015 r. OGP Gaz-System S.A. odnotował 30 awarii powodujących przerwy i ograniczenia w dostawie gazu przez 2 395 min. do jednego podmiotu. Średni czas przerw w dostawie paliwa podczas awarii wynosił 2 395 min./odb., ilość niedostarczonego paliwa do odbiorców wynosiła 0,38 mln m³. Operator wykonał 45 prac planowanych o łącznym czasie przerw i ograniczeń wynoszącym 1 064 526 min. i średnim czasie przerw podczas prowadzonych prac planowanych wynoszącym 9 722 min./odb.

W odniesieniu do 2014 r. czas przerw i ograniczeń w dostawie gazu z powodu awarii utrzymany został na podobnym poziomie (2 190 min.), jednocześnie znacząco zredukowana została liczba awarii w stosunku do zeszłego roku (o 18 awarii), a liczba podmiotów, których objęły ograniczenia i przerwy w dostawie gazu podczas awarii spadła o trzy.

Ponadto w odniesieniu do 2014 r. znacząco zredukowana została liczba prac planowanych z 77 do 45, natomiast zwiększeniu uległ czas trwania przerw i ograniczeń w dostawie gazu do odbiorców podczas prac planowanych o 315 876 min.

W celu minimalizacji powstałych przerw ograniczeń systemowych kontynuowane były prace inwestycyjne w nowe gazociągi oraz modernizacja ważniejszych, istniejących obiektów systemu przesyłowego m.in. takich jak: dokończenie budowy układu realizowanego w ramach inwestycji strategicznych w zakresie terminalu do odbioru skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu, zakończenie budowy gazociągu Szczecin-Gdańsk, Szczecin-Lwówek, Rembelszczyzna-Gustorzyn, Lasów-Jeleniów, Gałów-Kiełczów oraz rozbudowa wężła Rembelszczyzna.

- **ograniczeń handlowych w dostawach paliwa gazowego wprowadzonych w 2015 r.**

Ograniczenia handlowe w dostawach paliwa gazowego z uwagi na fakt, że są rynkowym środkiem zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu są jednym z kluczowych narzędzi stosowanych dla zapewnienia dostaw gazu ziemnego. Jednakże, w związku z zapewnieniem pokrycia zapotrzebowania odbiorców na gaz z dostępnych źródeł w 2015 r. nie wprowadzono ograniczeń handlowych w dostawach paliwa gazowego.

- **monitorowania warunków przyłączenia do sieci oraz ich realizacji**

Prezes URE monitorował w 2015 r. warunki przyłączania podmiotów do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej. Monitorowanie warunków przyłączenia podmiotów do sieci i ich realizacji w oddziałach terenowych URE 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.

W przypadku operatora systemu przesyłowego liczba przyłączeń zrealizowanych wyniosła dziewięć, natomiast liczba odmów, tj. wniosków o przyłączenie do sieci przesyłowej rozpatrzonych odmownie wyniosła trzy. Odmienne sytuacja kształtuje się w przypadku sieci dystrybucyjnej, gdzie liczba wniosków o przyłączenie rozpatrzonych odmownie była znacznie wyższa i wyniosła 7 003, jednakże związane jest to ze znacznie dłuższą siecią gazową oraz liczbą potencjalnych odbiorców. Przyczyną udzielenia odmów wskazywaną przez operatorów był w szczególności brak warunków technicznych, w tym brak przepustowości na istniejącej sieci gazowej, znaczna odległość od sieci gazowej lub brak gazociągu bazowego, brak zgód na wejście na teren, na którym miałyby być realizowana inwestycja, a także brak warunków ekonomicznych.

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 zagranicy¹²⁰⁾. Powyższe wielkości określają na okres od 2001 r. do 2020 r. maksymalny udział gazu importowanego z jednego kraju pochodzenia, w stosunku do całkowitej wielkości gazu importowanego w danym roku. W świetle przepisów powołanego rozporządzenia w latach 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%, natomiast w 2015 r. udział ten nie mógł być wyższy niż 59%.

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 2015 r. Prezes URE przeprowadził po raz kolejny monitoring stopnia dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego zrealizowanych przez koncesjonariuszy, dotyczący wypełniania ww. obowiązku w 2014 r. Badaniem objętych było 47 koncesjonariuszy, którzy w 2014 r. posiadali koncesje na obrót gazem ziemnym z zagranicą. W związku z koniecznością wystosowania licznych wezwań do uzupełnienia przekazanej dokumentacji monitoring zakończono dopiero pod koniec 2015 r.

W wyniku przeprowadzonego badania poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy ustalono, że 30 koncesjonariuszy dokonało przywozu gazu ziemnego. Przywóz ten obejmował zarówno import, jak i nabycie wewnątrzspółnotowe. 17 na 47 koncesjonariuszy poinformowało, że nie dokonało w ramach posiadanych koncesji OGZ przywozu gazu ziemnego z zagranicy w 2014 r., ani w ramach importu, ani w ramach nabycia wewnątrzspółnotowego.

Analiza zgromadzonej dokumentacji pozwoli ustalić, czy podmioty, które w 2014 r. dokonały przywozu gazu ziemnego z zagranicy, przestrzegały przepisów rozporządzenia dywersyfikacyjnego.

Podsumowanie oceny bezpieczeństwa dostaw gazu

Realizowane w 2015 r. przez Prezesa URE działania, uwzględniające w swym zakresie zarówno zapisy prawodawstwa krajowego, jak i prawa UE, w tym związane ze wspieraniem budowy jednolitego rynku energii, miały wymierny wpływ na poprawę stanu bezpieczeństwa dostarczania gazu ziemnego. Bardzo istotne w tym zakresie są działania na rzecz wdrażania w państwach UE regulacji wynikających z tzw. trzeciego pakietu energetycznego. Legislacja UE dąży bowiem do ujednoczenia zasady

¹²⁰⁾ Dz. U. z 2000 r. Nr 95, poz. 1042.

funkcjonowania i rozwoju sieci oraz zapewnienia bezpieczeństwa dostaw. Ponadto wzmocnienie kluczowej dla funkcjonowania rynku gazu zasady dostępu strony trzeciej do sieci przesyłowych wpływa bezpośrednio na rozwój konkurencji w regionie. Na poprawę bezpieczeństwa dostaw gazu istotny wpływ miała również implementacja mechanizmów i procedur kryzysowych wynikających z rozporządzenia 994/2010, a także realizacja działań wynikających z rozporządzenia 347/2013 ukierunkowanych na wspieranie inwestycji infrastrukturalnych.

W tym kontekście, niezwykle istotny wpływ na ocenę bezpieczeństwa dostaw miały takie czynniki, jak:

- stan techniczny i funkcjonalność systemu:
 - przesyłowego (długość 10 996 km);
 - magazynowego (pojemność czynna zbiorników magazynowych gazu ziemnego wysokometanowego – 2,796 mld m³ (31 083,3 GWh);
 - systemów dystrybucyjnych,
- stopień dywersyfikacji,
- stopień połączeń polskiego systemu gazowego z systemem europejskim, w tym zdolności importowe,
- zapotrzebowanie rynku na paliwa gazowe,
- kontrakty na dostawy gazu ziemnego do Polski,
- potencjał wydobywczy (4,022 mld m³/rok).

Odnosząc się do infrastruktury gazowej Polski należy stwierdzić, że obecny stopień jej rozwoju, choć ulegający stopniowej poprawie, uniemożliwia w pełni szybką i skuteczną reakcję na zakłócenia w dostawach. Szczęólnego znaczenia nabiera tu konieczność intensyfikacji prac na rzecz budowy i rozbudowy połączeń wzajemnych oraz dywersyfikacji dróg i źródeł zaopatrzenia. Obecny stan infrastruktury, nastawiony na przesyłanie gazu ze wschodu na zachód, a także dominujący udział importu z kierunku Rosji są istotnymi czynnikami uwzględnianymi w analizach rozwojowych. Dodatkowym elementem jest rosnące zainteresowanie możliwościami przesyłania gazu z Polski do krajów sąsiednich.

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 podejmowane działania miały na celu:

- minimalizację skutków realizacji scenariuszy kryzysowych,
- likwidację wąskich gardeł w systemie przesyłowym w celu usprawnienia rozptyłów gazu ziemnego w sieci,
- budowę kolejnych połączeń międzysystemowych pomiędzy państwami członkowskimi UE (połączenie Polska-Czechy, Polska-Słowacja, Polska-Litwa).

Budowa połączeń międzysystemowych to jeden z podstawowych elementów, który poprzez integrację z systemami przesyłowymi krajów sąsiadujących, wpływa na poprawę bezpieczeństwa dostaw gazu w regionie. W tym kontekście niezwykle istotnego znaczenia nabiera zapewnienie dostępu do sieci gazowej Unii, w tym możliwość transportu gazu w obu kierunkach, wyrażone w art. 5 rozporządzenia 994/2010.

Realizacja inwestycji w zakresie połączeń międzysystemowych przyniesie wiele innych korzyści mających znaczący wpływ na poprawę funkcjonowania rynku gazu w Polsce oraz bezpieczeństwo dostaw. Należą do nich:

- **wzrost możliwości wykonywania transakcji krótkoterminowych**
Jedną z bardziej istotnych korzyści będzie pozytywny wpływ na wielkość i możliwość przeprowadzania krótkoterminowych transakcji transgranicznych. Integracja krajowego rynku gazu z rynkami krajów sąsiadujących może skutkować w zwiększonym dostępie do nowego, bardziej

rozwiniętego i płynnego rynku gazowego w Europie Zachodniej, charakteryzującego się względnie wysokim poziomem dywersyfikacji kierunków dostaw gazu.

- **dywersyfikacja kierunków oraz źródeł dostaw gazu ziemnego**
Zwiększona dywersyfikacja kierunków dostaw gazu jest jednym z bezpośrednich skutków budowy Interkonektora. W ramach Projektu, korzyści odniosą obydwaj kraje. Zgodnie z rozporządzeniem Rady Ministrów z 24 października 2000 r. w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy¹²¹⁾, Polska powinna sukcesywnie obniżyć udział importu od pojedynczego dostawcy (rozumianego jako źródło). Określony maksymalny poziom na lata 2019–2020 wynosi 49%.
- **wzrost odporności systemu na katastrofy, zmiany klimatu oraz bezpieczeństwo dostaw, zwłaszcza w przypadku krytycznej infrastruktury w Europie określonej w dyrektywie Rady 2008/114/WE z 8 grudnia 2008 r. w sprawie rozpoznawania i wyznaczania europejskiej infrastruktury krytycznej oraz oceny potrzeb w zakresie poprawy jej ochrony¹²²⁾**
Bezpieczeństwo infrastruktury krytycznej jest jednym z elementów bezpieczeństwa energetycznego kraju. Realizacja zadań związanych z infrastrukturą krytyczną odnosi się nie tylko do zapewnienia ochrony przed zagrożeniami, ale również do minimalizacji czasu trwania uszkodzeń czy przerw, łatwości ich naprawy oraz zmniejszenia potencjalnych strat dla społeczeństwa czy gospodarki.
- **poprawa wykorzystania terminalu LNG**
Uruchomienie terminalu do odbioru skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu, będzie miało pozytywny wpływ na sytuację na rynku gazu w Polsce oraz krajach sąsiadujących. Terminal umożliwi przesyłanie gazu ze źródeł alternatywnych do obecnie istniejących, znacząco zwiększając bezpieczeństwo energetyczne oraz pozycję negocjacyjną w przyszłych rozmowach dotyczących warunków dostaw gazu ziemnego do Polski po 2022 r.
- **korzyści ekonomiczne związane z magazynowaniem gazu**
Dzięki uzyskaniu większego dostępu do europejskiego rynku gazowego Polska uzyska możliwość krótko- oraz długoterminowego gazowego arbitrażu cenowego wykorzystując podziemne magazyny gazu w celu przechowywania paliwa. Obecnie istnieją ograniczone możliwości stosowania dodatkowego mechanizmu rynkowego.
- **korzyści dla gazowych spółek dystrybucyjnych**
Wolumen gazu, przesyłany interkonektorami, zwiększy ilość paliwa dystrybuowanego przez lokalne spółki. Może mieć to wpływ na możliwość oraz wolę realizowania dalszych inwestycji przez operatorów sieci dystrybucyjnych, tym samym wpłynie na poziom przychodów spółek dystrybucyjnych.

Powyzsze dzialania beda istotne dla zapewnienia bezpieczenstwa dostaw, niemniej nie zastapiu faktycznych dzialan w zakresie dywersyfikacji dostaw majacych na celu uzyskanie dostepu takze do innych niz obecne zrodel pochodzenia gazu sprowadzanego na terytorium Polski.

Jak juz wspomniano, waznym elementem zapewnienia bezpieczenstwa energetycznego kraju jest stopien dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy i portfolio kontraktowe na dostawy gazu do Polski. W swietle przepisow maksymalny udzial importowanego gazu z jednego kraju pochodzenia w stosunku do calkowitej wielkosci gazu importowanego w danym roku lat 2015–2018 nie powinien byc wyzszy niz 59%. Prezes URE corocznie przeprowadza monitoring poziomu dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy i analizuje przestrzeganie przepisow przez podmioty posiadajace koncesje na obrót gazem ziemnym z zagranicą. Glównym importerem do Polski jest PGNiG S.A., ktore zakupilo w 2015 r. 9,09 mld m³ gazu, w tym 7,95 mld m³ z kierunku wschodniego na podstawie glównego kontraktu kupna-sprzedazy gazu ziemnego do Rzeczypospolitej Polskiej z 25 wrzesnia 1996 r. z OOO Gazprom Eksport, obowiazujacego do 2022 r. Drugim kontraktem jest Umowa sprzedazy gazu Lasów z 17 sierpnia 2006 r. z VNG-Verbundnetz Gas AG., obowiazujaca do 1 pazdziernika 2016 r.

¹²¹⁾ Dz. U. z 2000 r. Nr 95, poz. 1042.

¹²²⁾ Dz. U. UE z 23.12.2008 r. L 345/75.

Z ww. monitoringu wynika, że 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 poprzez uzyskanie dostępu także do innych niż obecne źródła gazu.

W kontekście działań z zakresu dywersyfikacji i zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu nie można zapominać o możliwości przynajmniej częściowego pokrycia zapotrzebowania odbiorców na gaz z wykorzystaniem infrastruktury magazynowej, tzw. podziemnych magazynów gazu (PMG). Należy zauważyć, iż wartość popytu na gaz ziemny zależy w głównej mierze od pór roku, a przyczyną zmienności zapotrzebowania są głównie wahania temperatur otoczenia. Jednocześnie największy pobór gazu występuje w okresie grzewczym, gdy gwałtownie wzrasta zapotrzebowanie na gaz ziemny. Infrastruktura gazowa musi więc być przygotowana do zaspokojenia szczytowego zapotrzebowania. Przygotowania do sezonu jesienno-zimowego 2014/2015 były poprzedzone napełnieniem podziemnych magazynów gazu, które pełnią w systemie niezwykle istotną rolę regulatora nierównomierności zapotrzebowania. Dostępne pojemności magazynowe zostały zatłoczone w całości przed rozpoczęciem sezonu jesienno-zimowego.

Większość z PMG to magazyny w byłych złożach gazu, charakteryzujące się niewielką, w stosunku do pojemności czynnej, zdolnością odbioru. Oprócz nich funkcjonują magazyny kawernowe: KPMG Mogilno i KPMG Kosakowo. Istotną ich cechą jest możliwość natychmiastowego przestawienia z cyklu odbioru na cykl zatłaczania i odwrotnie, co jest często wykorzystywane w praktyce. W magazynie KPMG Mogilno OGP Gaz-System S.A. dysponuje 50 mln m³, które są przeznaczone na potrzeby realizacji zadań operatora systemu przesyłowego gazowego, w tym bilansowanie systemu gazu ziemnego wysokometanowego.

W 2015 r. realizowane prace inwestycyjne w PMG Mogilno pozwoliły na oddanie do eksploatacji trzech dodatkowych komór magazynowych i zwiększenie pojemności czynnej magazynu do 600,65 mln m³. Jednocześnie PGNiG S.A. podjęło oficjalne działania zmierzające do pozyskania dofinansowania z funduszy unijnych na budowę kolejnych 2-3 komór magazynowych w ramach rozbudowy magazynu do 800 mln m³ pojemności czynnej.

Ponadto w 2015 r. kontynuowano prace w zakresie rozbudowy PMG Kosakowo (pojemność czynna 119 mln m³ – docelowo ok. 200 mln m³) oraz PMG Brzeźnica (pojemność czynna 65 mln m³ – docelowo 100 mln m³).

Zgodnie z przyjętymi w Polsce rozwiązaniami na rzecz bezpieczeństwa dostaw ustawa o zapasach nakłada na przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przywozu gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży odbiorcom, obowiązek utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego¹²³⁾ (ustawa o zapasach jednocześnie ustanawia zasady uzyskiwania przez ww. przedsiębiorstwa zwolnień z obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych – por. art. 24 ust. 5-6 ustawy).

Oprócz tego, aby spełnić obowiązek wynikający z art. 24 ust. 2 pkt 2 ww. ustawy – w myśl którego zapasy obowiązkowe gazu ziemnego powinny być utrzymywane w instalacjach umożliwiających odbiór gazu w okresie nie dłuższym niż 40 dni – zapasy obowiązkowe muszą być uruchomiane zanim zostaną wykorzystane pozostałe ilości gazu znajdujące się w magazynach.

W 2015 r. jedynym przedsiębiorstwem energetycznym utrzymującym zapasy obowiązkowe gazu ziemnego było PGNiG S.A.

Mając na uwadze powyższe należy stwierdzić, że obecna charakterystyka instalacji magazynowych PGNiG S.A., pozwala wypełnić wymagania ustawowe.

W ocenie regulatora kontynuowane w 2015 r. działania na rzecz rozwoju infrastruktury należy ocenić pozytywnie. Realizacja zadań inwestycyjnych ukierunkowanych na budowę połączeń międzysystemowych to istotny element budowy zintegrowanego rynku gazu. Niemniej jednak

¹²³⁾ Zgodnie z art. 24 ust. 1 i ust. 2 pkt 1 ustawy o zapasach, przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przywozu gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży odbiorcom, jest obowiązane do utrzymywania zapasów obowiązkowych tego gazu w wielkości odpowiadającej co najmniej 30-dniowemu średniemu dziennemu przywozowi, ustalonym w sposób określony w art. 25 ust. 2 ustawy.

działania te powinny być uzupełnione poprzez budowę (rozbudowę) infrastruktury umożliwiającej uzyskanie dostępu do innych niż obecne źródeł pochodzenia gazu sprowadzanego na terytorium Polski.

W tym kontekście bezpieczeństwo dostaw poprawi możliwość wykorzystania terminalu LNG w Świnoujściu do odbioru skroplonego gazu ziemnego. Dzięki wzrostowi poziomu dostaw gazu Polska mogłaby się stać państwem tranzytowym dla dostaw gazu, który przesyłany do krajów sąsiadujących – z wykorzystaniem polskiego systemu gazowego – zapewniałby bezpieczeństwo dostaw gazu w regionie. OSP realizuje program działań inwestycyjnych określony w obowiązującym Planie Rozwoju. Działania te są związane w szczególności z budową i przyłączeniem do systemu przesyłowego terminalu do odbioru skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu oraz niezbędną w tym zakresie modernizacją i rozbudową systemu przesyłowego. Wyniki obecnie prowadzonych inwestycji, w tym zakończenie budowy terminalu LNG będą odczuwalne w kolejnych latach. Dostęp do nowych źródeł gazu ziemnego i możliwość jego magazynowania pozwoli na poprawę stopnia zdywersyfikowania kierunków dostaw tego surowca. W tym kontekście istotna może okazać się również możliwość eksportu gazu oraz posiadanie odpowiedniej do tego infrastruktury technicznej.

3. CIEPŁOWNICTWO

3.1. Rynek ciepła – sytuacja ogólna

3.1.1. Lokalne rynki ciepła

W odróżnieniu np. od rynku energii elektrycznej, cechą charakterystyczną sektora ciepłowniczego jest jego lokalny charakter. Przedsiębiorstwa dostarczają do odbiorców ciepło za pośrednictwem sieci, w których nośnikiem jest woda lub para. Transport nośników ciepła rurociągami generuje straty ciepła i w związku z tym lokalny obszar działania poszczególnych systemów ciepłowniczych (sieci ciepłowniczych zasilanych z jednego lub kilku źródeł ciepła) jest determinowany względami ekonomicznymi.

Sektor usług ciepłowniczych charakteryzuje się niskim poziomem konkurencji. Uznawany jest za funkcjonujący w obszarze monopolu naturalnego.

Lokalne warunki oraz zaszczości historyczne mają wpływ na zróżnicowanie rozwiązań organizacyjnych sektora ciepłowniczego w Polsce. Innym aspektem wpływającym na zróżnicowanie sektora ciepłowniczego są różne formy prawne przedsiębiorstw eksploatujących poszczególne systemy ciepłownicze. Poza tym systemy ciepłownicze są różnej wielkości, co wpływa na tzw. efekt skali, a lokalne usytuowanie systemów ciepłowniczych wpływa na koszty pracy działalności. Dodatkowo, ciepło wytwarzane jest z różnych rodzajów paliw, co również w dużym stopniu wpływa na koszt jednostkowy wytworzonego ciepła.

Zróżnicowanie cen i stawek opłat prezentują poniższe tabele. Analizując tabele należy mieć na uwadze, że przedstawiają one ceny (dotyczące towaru, jakim jest wytworzone ciepło) i stawki opłat (odnoszą się do usługi przesyłania i dystrybucji ciepła) w zatwierdzonych taryfach w 2015 r. w oddziałach terenowych URE oraz w departamencie DRE. Taryfy dla ciepła kształtowane są na bazie wielkości planowanych na pierwszy rok stosowania taryfy, a więc po zakończeniu tego okresu naturalnymi są odstępstwa od wskazanych średnich cen i stawek opłat. Co więcej, taryfy dla ciepła najczęściej obowiązują w okresach nie pokrywających się z rokiem kalendarzowym, więc sprawozdanie „za rok”, będzie nieznacznie odbiegało od wielkości podanych na podstawie danych zawartych we wniosku o zatwierdzenie taryfy.

Tabela 45. Średnioważone ceny ciepła oraz średnioważone stawki opłat za usługi przesyłowe dla pierwszego roku stosowania taryf zatwierdzonych w 2015 r.

Lp.	Województwo	Przedsiębiorstwa prowadzące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania ciepła	Przedsiębiorstwa prowadzące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła
		średnioważona cena ciepła [zł/GJ]	średnioważona stawka opłaty za usługi przesyłowe [zł/GJ]
1	Mazowieckie	33,36	13,93
2	Dolnośląskie	39,49	18,30
3	Opolskie	44,66	18,40
4	Kujawsko-pomorskie	42,05	18,09
5	Wielkopolskie	40,71	17,12
6	Pomorskie	40,94	20,23
7	Warmińsko-mazurskie	38,70	17,94
8	Małopolskie	36,56	20,61
9	Podkarpackie	46,72	18,76
10	Śląskie	41,13	18,37
11	Łódzkie	39,38	14,87
12	Świętokrzyskie	42,00	18,21
13	Zachodniopomorskie	40,63	19,49
14	Lubuskie	41,13	18,85
15	Lubelskie	35,64	16,43
16	Podlaskie	36,84	16,28
17	Ogółem kraj	38,69	17,08

Źródło: URE.

Tabela 46. Średnioważone ceny ciepła dostarczanego bez pośrednictwa oraz za pośrednictwem sieci ciepłowniczej dla pierwszego roku stosowania taryf zatwierdzonych w 2015 r.

Lp.	Województwo	Średnioważona cena ciepła [zł/GJ]		
		ogółem	z tego dostarczanego:	
			bez pośrednictwa sieci	za pośrednictwem sieci
1	Mazowieckie	33,36	30,61	33,48
2	Dolnośląskie	39,49	81,00	39,07
3	Opolskie	44,66	74,85	42,15
4	Kujawsko-pomorskie	42,05	48,63	41,81
5	Wielkopolskie	40,71	47,44	39,89
6	Pomorskie	40,94	82,19	40,03
7	Warmińsko-mazurskie	38,70	41,63	35,71
8	Małopolskie	36,56	63,79	35,90
9	Podkarpackie	46,72	44,10	47,13
10	Śląskie	41,13	46,01	40,89
11	Łódzkie	39,38	55,79	39,17
12	Świętokrzyskie	42,00	48,43	41,66
13	Zachodniopomorskie	40,63	79,25	40,23
14	Lubuskie	41,13	41,88	41,00
15	Lubelskie	35,64	36,32	34,47
16	Podlaskie	36,84	76,32	35,81
17	Ogółem kraj	38,69	42,81	38,35

Źródło: URE.

Tabela 47. Średnioważone ceny ciepła dla pierwszego roku stosowania taryf zatwierdzonych w 2015 r. w zależności od rodzaju paliwa podstawowego używanego w źródłach ciepła

Lp.	Województwo	Średnioważona cena ciepła [zł/GJ]					
		miat węgla kamiennego	węgiel brunatny	gaz ziemny	olej opałowy lekki	olej opałowy ciężki	paliwa pozostałe
1	Mazowieckie	31,94	52,78	67,13	108,09	43,56	53,43
2	Dolnośląskie	40,08	25,72	41,86	83,18	-	-
3	Opolskie	42,19	-	67,32	121,34	-	45,72
4	Kujawsko-pomorskie	41,41	-	56,27	96,10	-	41,69
5	Wielkopolskie	39,36	31,01	66,00	67,49	-	56,40
6	Pomorskie	39,83	-	67,95	124,98	-	34,11
7	Warmińsko-mazurskie	37,75	-	71,53	83,44	-	44,18
8	Małopolskie	35,81	-	79,05	103,54	-	-
9	Podkarpackie	42,13	-	70,60	-	-	45,88
10	Śląskie	40,79	-	85,16	128,90	-	40,14
11	Łódzkie	40,75	20,27	61,91	98,68	-	73,25
12	Świętokrzyskie	40,96	-	82,08	-	-	-
13	Zachodniopomorskie	38,67	-	72,15	122,45	-	46,37
14	Lubuskie	46,76	70,09	40,34	-	-	70,98
15	Lubelskie	35,23	-	65,61	-	-	88,36
16	Podlaskie	35,35	-	86,03	124,11	-	58,25
17	Ogółem kraj	37,81	26,08	55,33	101,39	43,56	41,74

Źródło: URE.

3.1.2. Bilans podaży i zużycia ciepła

Opis sektora ciepłowniczego przygotowujemy jest co roku, w oparciu o dane, zbierane przez Prezesa URE w corocznym badaniu koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych. Badanie przeprowadzane jest w I kwartale każdego roku. Opis sektora ciepłowniczego za 2014 r. został zamieszczony w publikacji pt.

„Energetyka ciepła w liczbach – 2014” i opublikowany we wrześniu 2015 r. na stronie www.ure.gov.pl. Publikacja dotycząca 2015 r. dostępna będzie po przetworzeniu danych zgromadzonych z badania koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych.

3.2. Regulowanie działalności przedsiębiorstw ciepłowniczych

Ze względu na lokalny charakter działalności przedsiębiorstw ciepłowniczych, komórkami URE regulującymi tę działalność są oddziały terenowe URE oraz departament DRE.

Zakres obowiązków **departamentu DRE** w 2015 r. obejmował m.in. prowadzenie postępowań administracyjnych i przygotowywanie projektów decyzji w sprawie udzielenia, zmiany, cofnięcia lub stwierdzenia wygaśnięcia koncesji (promesy koncesji) na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłania, dystrybucji oraz obrotu ciepłem dla podmiotów mających siedzibę w województwie mazowieckim i prowadzących działalność gospodarczą w zakresie zaopatrzenia odbiorców w ciepło, którzy zakupują rocznie ciepło w łącznej ilości co najmniej 250 tys. GJ, z wyłączeniem źródeł kogeneracyjnych oraz, w których jednocześnie występuje współspalanie paliw kopalnych i biomasy lub biogazu.

Ponadto, departament DRE prowadził postępowania administracyjne w sprawie zatwierdzenia taryf dla ciepła powyższych przedsiębiorstw energetycznych, a także przedsiębiorstw energetycznych z województwa mazowieckiego dostarczających ciepło do odbiorców w łącznej ilości co najmniej 250 000 GJ rocznie ze źródeł odnawialnych i kogeneracyjnych, w tym źródeł, w których występuje współspalanie paliw kopalnych i biomasy lub biogazu.

Oddziały terenowe, zgodnie z zakresem zadań, prowadziły postępowania administracyjne w sprawie udzielenia, zmiany, cofnięcia lub stwierdzenia wygaśnięcia koncesji (promesy koncesji) na wykonywanie działalności w zakresie wytwarzania, przesyłania, dystrybucji i obrotu ciepłem. Ponadto oddziały terenowe prowadziły postępowania administracyjne w sprawach dotyczących zatwierdzenia taryf dla przedsiębiorstw objętych obowiązkiem uzyskania koncesji.

Szczegółowe dane liczbowe dotyczące działalności oddziałów terenowych przedstawione są w pkt II.7. niniejszego Sprawozdania.

3.2.1. Koncesje

W 2015 r. nie uległy zmianie przepisy dotyczące koncesjonowania działalności ciepłowniczej. 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 nieprzekraczającej 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 2015 r. liczba koncesjonariuszy zajmujących się działalnością gospodarczą związaną z zaopatrzeniem odbiorców w ciepło, według stanu na 31 grudnia 2015 r., utrzymała się na poziomie roku ubiegłego. Na krajowym rynku ciepła koncesję na prowadzenie działalności w zakresie zaopatrzenia odbiorców w ciepło posiadały 431 przedsiębiorstwa wobec 435 w 2014 r.

Od 2005 r. obserwuje się stabilizację liczby koncesjonariuszy. Od tego czasu obowiązkiem uzyskania koncesji objęci są przedsiębiorcy posiadający moc wytwórczą ciepła powyżej 5 MW. Wcześniej wartością graniczną był 1 MW. Po 2005 r. zmiany na rynku ciepłowniczym były raczej niewielkie i w szczególności wynikały z przekształceń organizacyjno-własnościowych: przejmowania majątku

ciepłowniczego przez inne przedsiębiorstwa koncesjonowane, konsolidacji przedsiębiorstw oraz ograniczania zakresu działalności skutkującego brakiem obowiązku posiadania koncesji.

Przedsiębiorstwa ciepłownicze są coraz częściej zainteresowane rozszerzeniem swojej działalności. Szukają przede wszystkim możliwości wejścia na nowe, nawet małe rynki lokalne. Działalność niektórych firm ciepłowniczych znacznie wykracza poza pierwotny obszar funkcjonowania i ukierunkowuje się na inne województwa, nie tylko ościennie. Wejście na nowe rynki ciepła następuje zazwyczaj poprzez przejęcie innych przedsiębiorstw ciepłowniczych. Jednocześnie ze względu na zmniejszenie zużycia ciepła przez odbiorców indywidualnych, które jest wynikiem m.in. termomodernizacji budynków, firmy ciepłownicze zmuszone są optymalizować swoją działalność i poszukiwać nowych klientów.

Udzielanie koncesji/promes koncesji

W 2015 r. udzielono łącznie 15 koncesji w zakresie ciepłownictwa (5 w zakresie wytwarzania ciepła, 5 w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła oraz 5 w zakresie obrotu ciepłem) oraz 10 promes koncesji (7 w zakresie wytwarzania ciepła oraz 3 promesy w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła).

Zmiany koncesji/promes koncesji

W omawianym okresie dokonano 224 zmian koncesji w zakresie ciepła.

W 2015 r. nie wydawano decyzji zmieniających promesy koncesji, ani też nie wydano decyzji o odmowie zmiany koncesji, czy też odmowie zmiany promesy koncesji.

Zmiany koncesji w zakresie ciepła związane były ze zmianą nazwy czy adresu siedziby koncesjonariusza, a także ze zmianą przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności polegającej przede wszystkim na zwiększeniu liczby źródeł ciepła, czy też na ograniczeniu zakresu prowadzonej działalności koncesjonowanej.

Cofnięcia, uchylenia, stwierdzenia wygaśnięcia koncesji/promes koncesji

W 2015 r. cofnięto i stwierdzono wygaśnięcie 13 decyzji w zakresie ciepła.

Umorzenie, pozostawienie bez rozpatrzenia

W 2015 r. zostało umorzonych 18 postępowań administracyjnych w zakresie ciepła, natomiast w 2 przypadkach odmówiono zmiany terminu obowiązywania koncesji ze względu na stan upadłości likwidacyjnej przedsiębiorstwa energetycznego i 2 decyzjami nakazano prowadzenie działalności po wygaśnięciu przedmiotowych koncesji, zgodnie z art. 40 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

3.2.2. Taryfy i warunki ich kształtowania

Zgodnie z art. 47 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje ustalają taryfy, które podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE.

Ostatnia zmiana przepisów regulujących sposób kształtowania taryf dla ciepła dotyczyła przede wszystkim przedsiębiorstw wytwarzających ciepło w kogeneracji z energią elektryczną. Przepisy te uprościły sposób kształtowania taryf oraz doprecyzowały kryteria, jakie należy uwzględnić przy ustalaniu wysokości zwrotu z kapitału. Przepisy weszły w życie w listopadzie 2010 r.¹²⁴⁾

W 2015 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 coraz chętniej korzystają z uproszczonego sposobu zatwierdzania taryf dla ciepła. Wynika to przede wszystkim z faktu, że poziom średnich cen sprzedaży ciepła ze źródeł nie posiadających jednostek kogeneracji, o których mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. c ustawy – Prawo energetyczne, systematycznie wzrasta (średnie ceny ciepła za 2014 r. zostały opublikowane przez Prezesa URE 26 marca 2015 r.). Wskaźniki wzrostu średnich cen ciepła ze źródeł nie posiadających jednostek kogeneracji miały bezpośrednie przełożenie na kształtowanie wysokości wskaźnika wzrostu przychodów ze sprzedaży ciepła. Należy zwrócić uwagę, że uproszczony sposób kalkulacji cen w taryfach dla ciepła przedsiębiorstw eksploatujących źródła wyposażone w jednostki kogeneracji uwzględnia z pewnym przesunięciem czasowym zmiany cen paliw jakie nastąpiły w poprzednich latach. Zatem obserwowana stabilizacja cen paliw będzie miała wpływ na zmiany cen w jednostkach kogeneracji w kolejnych latach.

W 2015 r. w taryfach zatwierdzonych przez Prezesa URE wystąpiło 121 źródeł, w których ciepło wytwarzane jest w jednostkach kogeneracji, w tym w dla 114 źródeł taryfy dla ciepła ukształtowane zostały w sposób uproszczony, o którym mowa w § 13 ww. rozporządzenia.

W pozostałym zakresie (w odniesieniu do źródeł nieposiadających jednostek kogeneracji, a więc niekorzystających z uproszczonego sposobu kształtowania taryf), wnioski o zatwierdzenie taryf dla ciepła składane przez przedsiębiorstwa były analizowane pod kątem zapewnienia przedsiębiorstwom pokrycia wyłącznie uzasadnionych kosztów prowadzenia działalności i uzasadnionego zwrotu z kapitału.

W 2015 r. zatwierdzono ogółem 326 taryf dla przedsiębiorstw ciepłowniczych w 404 postępowaniach oraz przeprowadzono 88 postępowań dotyczących zmian taryf dla ciepła, w tym w 63 przypadkach zatwierdzono zmiany obowiązujących taryf dla ciepła. Ponad połowa tych zmian dotyczyła zmiany terminu obowiązywania taryfy (przy zachowaniu dotychczas stosowanych cen i stawek opłat) oraz wynikała ze zmian koncesji. Ponadto w trzech przypadkach odmówiono zatwierdzenia taryf dla ciepła, zaś dwa postępowania administracyjne wszczęte w sprawie zatwierdzenia taryfy dla ciepła zostały umorzone.

Metodologia oceny taryf dla ciepła przedkładanych przez przedsiębiorstwa do zatwierdzenia w latach 2013–2015 została zawarta w informacjach Prezesa URE, w szczególności w Informacji nr 9/2013 Prezesa URE w sprawie zasad i sposobu ustalania oraz uwzględniania w taryfach dla ciepła zwrotu z kapitału (kosztu kapitału) na lata 2013–2015 (Model) oraz Informacji Prezes URE nr 13/2015, w której opublikowano wskaźniki stosowane przy ustalaniu zwrotu z kapitału w taryfach dla ciepła w 2015 r. oraz w pierwszym kwartale 2016 r.

23 grudnia 2015 r., po analizie uwag dotyczących stosowania Modelu zgłaszanych przez pracowników URE bezpośrednio uczestniczących w procesie taryfowania, a także z uwzględnieniem analizy uwag Izby Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie, Prezes URE w Informacji z 22 grudnia 2015 r. nr 47/2015, opublikował zasady i sposób ustalania oraz uwzględniania w taryfach dla ciepła zwrotu z kapitału (kosztu kapitału) na lata 2016–2020.

Oddziały terenowe URE uwzględniały w prowadzonych postępowaniach w sprawie zatwierdzania taryf (przy ustalaniu wyłącznie uzasadnionych kosztów dostarczenia ciepła do odbiorców), uzyskiwane od przedsiębiorstw, informacje dotyczące realizacji remontów, usuwania awarii, a także inwestycji, w tym modernizacji źródeł i sieci ciepłowniczych.

¹²⁴⁾ 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).

Tabela 48. Średnioważone ceny ciepła oraz średnioważone stawki opłat za usługi przesyłowe dla pierwszego roku stosowania taryf zatwierdzonych w 2015 r.

Lp.	Województwo	Przedsiębiorstwa prowadzące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania ciepła		Przedsiębiorstwa prowadzące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła	
		liczba przedsiębiorstw	średnioważona cena ciepła [zł/GJ]	liczba przedsiębiorstw	średnioważona stawka opłaty za usługi przesyłowe [zł/GJ]
1	Mazowieckie	25	33,36	23	13,93
2	Dolnośląskie	16	39,49	17	18,30
3	Opolskie	8	44,66	8	18,40
4	Kujawsko-pomorskie	22	42,05	22	18,09
5	Wielkopolskie	28	40,71	25	17,12
6	Pomorskie	18	40,94	18	20,23
7	Warmińsko-mazurskie	19	38,70	19	17,94
8	Małopolskie	15	36,56	13	20,61
9	Podkarpackie	11	46,72	13	18,76
10	Śląskie	38	41,13	42	18,37
11	Łódzkie	21	39,38	23	14,87
12	Świętokrzyskie	14	42,00	14	18,21
13	Zachodniopomorskie	19	40,63	20	19,49
14	Lubuskie	8	41,13	7	18,85
15	Lubelskie	13	35,64	15	16,43
16	Podlaskie	11	36,84	11	16,28
17	Ogółem kraj	286	38,69	290	17,08

Źródło: URE.

3.2.3. Inne działania

Wśród pozostałych spraw z zakresu ciepłownictwa, należy wymienić zgłaszane przez przedsiębiorstwa ciepłownicze odmowy przyłączenia do sieci ciepłowniczej. Oddziały terenowe URE systematycznie są informowane przez przedsiębiorstwa ciepłownicze o powodach odmów przyłączenia podmiotów do sieci ciepłowniczej. W 2015 r. wpłynęły 364 tego rodzaju informacje, z czego 214 powiadomień dotyczyło obiektów do 50 kW, a 146 powiadomień dotyczyło obiektów powyżej 50 kW, natomiast 4 powiadomienia dotyczyły innych przyczyn dokonanej odmowy przyłączenia do sieci ciepłowniczej. W porównaniu do 2014 r., w którym zgłoszono łącznie 338 odmów, liczba tych zgłoszeń wzrosła o 7,7%.

W 2015 r. do oddziałów terenowych złożono łącznie ok. 100 skarg dotyczących w szczególności rozliczeń za pobrane ciepło, parametrów dostarczanego ciepła czy też możliwości zmiany grupy taryfowej. Często też sprawy te pochodziły od mieszkańców budynków wielolokalowych lub wspólnot mieszkaniowych i dotyczyły prawidłowości rozliczania kosztów dostarczania ciepła w tych budynkach. Po przeprowadzeniu postępowań wyjaśniających udzielano skarżącym stosownych wyjaśnień. Wiele pytań i wątpliwości dotyczyło ponadto sposobu ustalania cen w taryfach, trybu weryfikacji kosztów ponoszonych przez firmy ciepłownicze czy też odmów przyłączenia do sieci ciepłowniczej. Wymienione zagadnienia stanowiły również przedmiot bezpośrednich spotkań w siedzibach oddziałów terenowych z odbiorcami ciepła.

W 2015 r. oddziały terenowe URE, jak w latach wcześniejszych, współpracowały z powiatowymi rzecznikami konsumentów, którzy informowani są m.in. o wynikach postępowań wyjaśniających prowadzonych na wniosek odbiorców z rejonu działania rzecznika i oddziałów terenowych.

Ponadto, przedstawiciele dwóch oddziałów terenowych kontynuowali swoją działalność w wojewódzkich zespołach (radach) ds. bezpieczeństwa energetycznego powołanych przez poszczególnych wojewodów. W trakcie posiedzeń tych zespołów poruszane były m.in. zagadnienia oceny stanu technicznego infrastruktury ciepłowniczej i jej wpływu na ciągłość i niezawodność dostaw, a także kwestie przygotowania przedsiębiorstw energetycznych do sezonu zimowego. Omawiane były również problemy w realizowaniu planowanych inwestycji w zakresie ciepłownictwa.

Przedstawiciele oddziałów terenowych URE brali udział w licznych konferencjach, seminariach, spotkaniach i szkoleniach dotyczących problematyki związanej z dostarczaniem ciepła, organizowanych m.in. przez przedsiębiorstwa ciepłownicze a także przez inne organizacje/jednostki samorządu terytorialnego.

W 2015 r. oddziały terenowe URE podejmowały również szereg przedsięwzięć o charakterze informacyjno-edukacyjnym. Pracownicy oddziałów terenowych brali udział w projektach i warsztatach edukacyjnych, nad którymi patronat honorowy sprawował niejednokrotnie Prezes URE. Projekty te, skierowane do różnych grup odbiorców (zarówno przedsiębiorców, jak i odbiorców indywidualnych), dotyczyły m.in. zagadnień efektywności energetycznej, energooszczędności, praw i obowiązków odbiorców energii, sposobu dokonywania rozliczeń za dostarczane nośniki energii (w tym ciepło).

4. PALIWA CIEKŁE I BIOPALIWA CIEKŁE

4.1. Rynek paliw ciekłych – sytuacja ogólna

4.1.1. Charakterystyka rynku

Produkcja paliw ciekłych w procesie przerobu ropy naftowej w 2015 r., podobnie jak w latach ubiegłych, prowadzona była głównie w rafineriach należących do Polskiego Koncernu Naftowego ORLEN S.A. oraz Grupy Lotos S.A. Niezmiennie podstawowe źródło dostaw ropy naftowej stanowiły kraje byłego Związku Radzieckiego (prawie 90%). Jedynie nieznaczące jej ilości pochodziły z krajów arabskich (ok. 8%) oraz ze złóż krajowych (ok. 2%)¹²⁵⁾.

Wyprodukowane przez rodzimych producentów benzyny silnikowe, olej napędowy i oleje opałowe niemal w całości zaspokoili zapotrzebowanie krajowe na te gatunki paliw. Jedynie ok. 11-20% dostaw tych paliw na rynek krajowy pochodziło z zagranicy. Odwrotna proporcja miała miejsce w przypadku rynku LPG, który w 85% był zaopatrywany z dostaw zagranicznych¹²⁵⁾.

Obrót detaliczny benzynami silnikowymi, olejem napędowym oraz auto-gazem prowadzony jest, co do zasady, na stacjach paliw i stacjach auto-gazu. Liczba stacji paliw uległa zwiększeniu w stosunku do 2014 r. Na terenie kraju funkcjonuje ok. 6 746 stacji paliw (w 2014 r. było ich ok. 6 486), z czego ok. 2 000 to obiekty należące do przedsiębiorców niezrzeszonych bądź skupione w sieciach niezależnych.

Biorąc pod uwagę liczbę eksploatowanych stacji paliw, niezmiennie dominuje Polski Koncern Naftowy ORLEN S.A., posiadający ok. 1 750 stacji (w tym pod logo BLISKA). Drugim polskim operatorem pod względem liczby użytkowanych stacji paliw jest Grupa Lotos S.A., która posiada łącznie ok. 480 stacji w całej Polsce (także pod logo Optima).

Koncerny zagraniczne posiadają natomiast ok. 1 400 stacji paliw. Liderami pod tym względem są koncerny BP i Shell. W barwach BP działa w sumie ok. 500 stacji paliw. W wyniku przejęcia przez Shell stacji działających uprzednio w barwach Neste, ten pierwszy niemal zrównał się z BP pod względem potencjału dystrybucji detalicznej paliw w Polsce. Na trzecim miejscu wciąż plasuje się Statoil z liczbą ok. 350 stacji (w tym pod logo 1-2-3). Czwartą pozycję spośród koncernów zagranicznych zajmował Lukoil z liczbą ponad 115 stacji.

Niezależni (niezrzeszeni) operatorzy operują w Polsce na ok. 2 900 stacjach paliw. Stacje w sieciach operatorów niezależnych posiadających więcej niż 10 stacji paliw to blisko 800 obiektów. Nieznacznie wzrosła również liczba stacji należących do sieci sklepowych. Obecnie liczba takich stacji paliw to blisko 180 obiektów¹²⁵⁾.

Zauważalna jest również obecność stacji franczyzowych, która wynika z faktu, że wielu prywatnych przedsiębiorców, wobec konkurencji ze strony koncernów, a nierzadko także hipermarketów, podejmuje współpracę z partnerem posiadającym silną markę oraz stabilną pozycję rynkową.

Ceny paliw ciekłych w dalszym ciągu 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 2015 r. do URE wpłynęło łącznie 86 informacji, przekazanych przez Prezesa UOKiK, dotyczących podmiotów, u których w wyniku przeprowadzonych kontroli stwierdzono wykonywanie działalności z naruszeniem obowiązujących przepisów, polegających na wprowadzaniu do obrotu paliw ciekłych o jakości niezgodnej z obowiązującymi normami. Skala liczby ujawnionych przypadków naruszania przez przedsiębiorców warunków koncesji obligujących do zapewnienia właściwej jakości paliw wprowadzanych do obrotu była zatem mniejsza niż w 2014 r., w którym Prezes URE otrzymał informacje o 94 przypadkach wykonywania działalności z naruszeniem prawa, dotyczących wprowadzania do obrotu paliw ciekłych o niewłaściwej jakości. Prezes URE nie dysponuje jednak informacjami na temat ogólnej liczby kontroli przeprowadzonych w 2015 r. przez inspektorów Inspekcji Handlowej w tym zakresie.

¹²⁵⁾ Źródło: Polska Organizacja Przemysłu i Handlu Naftowego.

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, że 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 koncesje 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 i n. ustawy – Prawo energetyczne, przy czym regulacje prawne dotyczące obowiązku koncesjonowania w zakresie paliw ciekłych w 2015 r. nie uległy zmianie. 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 tys. 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 mln euro (art. 32 ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne).

W związku ze zmianami w ustawie – Prawo energetyczne, wprowadzonymi ustawą z 30 maja 2014 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 niektórych innych ustaw¹²⁶⁾, w 2015 r. Prezes URE kontynuował, zapoczątkowane w 2014 r., procesy:

- odrębnego koncesjonowania obrotu paliwami ciekłymi z zagranicą,
- obsługi zabezpieczeń majątkowych określonych należności publicznoprawnych w wysokości 10 mln zł, złożonych przez koncesjonariuszy posiadających koncesję na wytwarzanie paliw ciekłych lub obrót paliwami ciekłymi z zagranicą (z wyjątkiem wytwarzania lub obrotu z zagranicą gazem płynnym LPG), obejmującej ich przyjmowanie, weryfikację, przechowywanie, monitorowanie ważności, pokrywanie należności oraz zwalnianie.

Wprowadzone w 2014 r. nowe reguły koncesjonowania obrotu paliwami ciekłymi z zagranicą oraz dodatkowe obostrzenie – w postaci zabezpieczenia majątkowego – związane z wykonywaniem działalności w zakresie wytwarzania paliw ciekłych, przysporzyły przedsiębiorcom licznych trudności, począwszy od interpretacji zjawiska obrotu z zagranicą, a skończywszy na złożeniu prawidłowego zabezpieczenia majątkowego. Najczęściej stosowaną przez przedsiębiorców formą zabezpieczenia okazała się gwarancja bankowa, której zalecana treść została opublikowana na stronie internetowej urzędu. Na drugim miejscu uplasowało się upoważnienie Prezesa URE do wyłącznego dysponowania środkami pieniężnymi zgromadzonymi na rachunku lokaty terminowej.

¹²⁶⁾ Dz. U z 2014 r. poz. 900.

Wnioskodawcy prezentowali także pewne trudności dotyczące identyfikacji działalności polegającej na wytwarzaniu paliw ciekłych oraz produktów, których wytwarzanie lub obrót podlega obowiązkowi koncesyjnemu. Zgodnie z art. 3 pkt 45 ustawy – Prawo energetyczne, wytwarzanie definiuje się jako produkcję paliw lub energii w procesie energetycznym. Pod pojęciem „wytwarzania paliw ciekłych” należy zatem rozumieć wszelkiego rodzaju procesy techniczne, 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 to, z czego nie zawsze zdają sobie sprawę przedsiębiorcy, że w przypadku posiadania koncesji na wytwarzanie paliw ciekłych, dla wprowadzania do obrotu wytworzonego paliwa, nie ma 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 nie różnicuje paliw. 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 URE 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.

Sygnalizowane trudności dotyczące identyfikacji działalności polegającej na wytwarzaniu paliw ciekłych oraz produktów, których wytwarzanie lub obrót podlega obowiązkowi koncesyjnemu, dotyczyły w szczególności rozmaitych substancji, w tym preparatów smarowych powstałych na bazie oleju napędowego oraz olejów popirolitycznych, pochodzących z surowców ropopochodnych, tworzyw sztucznych, opon itp., oferowanych jako komponenty, półprodukty do dalszej obróbki lub jako samoistne paliwo opałowe stosowane w instalacjach energetycznego spalania. Substancje te posiadają z reguły nieunormowane właściwości fizykochemiczne, w tym w zakresie szkodliwości dla środowiska oraz cech eksploatacyjnych.

W 2015 r., 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 osiemnaście miesięcy przed terminem wygaśnięcia koncesji, zgodnie z art. 39 ustawy – Prawo energetyczne. Natomiast w przypadku złożenia przez przedsiębiorców wniosku po upływie ww. terminu, przedsiębiorca zobowiązany był ubiegać się o udzielenie nowej koncesji.

Z kolei najczęstszą przyczyną zmian w koncesjach były zmiany siedziby, firmy przedsiębiorcy oraz rozszerzenie działalności koncesjonowanej. Pojawiały się także wnioski o zmianę koncesji spowodowane połączeniem lub przejęciem podmiotów gospodarczych w oparciu o przepisy Kodeksu spółek handlowych.

Wytwarzanie paliw ciekłych

W 2015 r. stwierdzono wzrost wpływu wniosków o udzielenie koncesji na wytwarzanie paliw w porównaniu do roku poprzedniego. Łącznie udzielono 4 koncesje na wytwarzanie paliw ciekłych. Dokonano również zmian 14 koncesji, obejmujących oznaczenie siedziby koncesjonariusza lub zmiany przedmiotu i zakresu wykonywania działalności koncesjonowanej. Ponadto w 2015 r. utraciło moc obowiązującą 27 koncesji na wytwarzanie paliw ciekłych, zarówno na skutek ich cofnięcia, jak też upływu terminu ich ważności.

Dane dotyczące ważnych na 31 grudnia 2015 r. koncesji na wytwarzanie paliw ciekłych zawiera tab. 49.

Przesyłanie lub dystrybucja paliw ciekłych

W 2015 r. nie nastąpiły zmiany w odniesieniu do koncesji na przesyłanie paliw ciekłych. Koncesję w tym zakresie posiadają w dalszym ciągu dwaj przedsiębiorcy.

Magazynowanie paliw ciekłych

W 2015 r. Prezes URE udzielił dwóch koncesji na magazynowanie paliw ciekłych. Dokonano również 20 zmian decyzji. W 2015 r. utraciło moc obowiązującą 6 koncesji na magazynowanie paliw ciekłych wobec ich cofnięcia lub upływu terminu ich ważności.

Dane dotyczące ważnych na 31 grudnia 2015 r. koncesji na magazynowanie paliw ciekłych zawiera tab. 49.

Obrót paliwami ciekłymi

Koncesjonowanie działalności gospodarczej polegającej na obrocie paliwami ciekłymi w 2015 r. skoncentrowane było przede wszystkim na udzielaniu nowych koncesji przedsiębiorcom, którzy złożyli wniosek o przedłużenie posiadanej koncesji po terminie wskazanym w art. 39 ustawy – Prawo energetyczne albo rozpoczynają wykonywanie działalności w powyższym zakresie.

Większość postępowań w sprawie udzielenia koncesji na obrót paliwami ciekłymi zakończyła się ich udzieleniem. Odmowa następowała najczęściej w sytuacji, gdy przedsiębiorca nie spełniał warunków określonych prawem (w szczególności nie posiadał możliwości technicznych oraz finansowych) lub został skazany za przestępstwo mające związek z działalnością koncesjonowaną. 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 2015 r. udzielił 1 077 koncesji na obrót paliwami ciekłymi, co oznacza spadek o blisko 40% w stosunku do 2014 r. (udzielono wówczas 1 783 tego rodzaju koncesji). Nie oznacza to jednak, że na rynek paliw ciekłych weszła tak liczna grupa nowych podmiotów. Jak wspomniano, zdecydowana większość nowo udzielonych koncesji stanowi kontynuację koncesji, których przedłużenie nie było możliwe w trybie ich zmiany, lecz wymagało udzielenia nowej koncesji podmiotowi, który na rynku paliw ciekłych funkcjonował już w latach wcześniejszych.

Równocześnie Prezes URE odmówił udzielenia koncesji w 76 przypadkach. Dokonano również 652 zmian obowiązujących koncesji, w tym w 64 przypadkach dokonano zmiany okresu ich obowiązywania

Dane dotyczące ważnych na 31 grudnia 2015 r. koncesji na obrót paliwami ciekłymi zawiera tab. 49.

Obrót paliwami ciekłymi z zagranicą

Wprowadzenie w 2014 r. nowych regulacji dotyczących koncesjonowania obrotu paliwami ciekłymi z zagranicą przełożyło się na konieczność obsługi przez Prezesa URE wniosków w sprawie udzielenia tego rodzaju koncesji wraz z zabezpieczeniami majątkowymi, licznie składanych także w 2015 r. Dotyczyły one zarówno obrotu z zagranicą gazem płynnym LPG, który nie wymaga złożenia zabezpieczenia majątkowego, jak również innymi rodzajami paliw, objętymi obowiązkiem złożenia tego zabezpieczenia.

Do 31 grudnia 2015 r. Prezes URE udzielił łącznie 108 koncesji na obrót paliwami ciekłymi z zagranicą, w tym 89 koncesji zostało wydanych w 2015 r.

Tabela 49. Koncesjonowanie paliw ciekłych

Paliwa ciekłe	Koncesje udzielone w 2015 r. [szt.]	Koncesje ważne na koniec 2015 r.* [szt.]
Wytwarzanie	4	46
Magazynowanie	2	55
Przesyłanie	0	2
Obrót	1 077	8 263
Obrót z zagranicą	89	108
Razem	1 172	8 474

* Obejmuje wszystkie decyzje o udzieleniu koncesji.

Źródło: URE.

Cofnięcie i wygaśnięcie koncesji, inne działania Prezesa URE w obszarze koncesjonowania

Koncesja udzielona przedsiębiorstwu energetycznemu, stosownie do zapisów ustawy – Prawo energetyczne (art. 42), wygasa przed upływem czasu, na jaki została wydana, z dniem wykreślenia danego przedsiębiorcy z właściwego rejestru lub ewidencji. O fakcie wykreślenia przedsiębiorcy z właściwego rejestru lub ewidencji Prezes URE dowiadyuje się, z reguły, wykorzystując dostęp do Centralnej Ewidencji i Informacji o Działalności Gospodarczej i Krajowego Rejestru Sądowego 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, że 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 2015 r. utraciły moc obowiązującą 1 167 koncesje na obrót paliwami ciekłymi. Należy przy tym podkreślić, że liczba ta w znacznej mierze obejmuje koncesje, których okres ważności zakończył się w 2015 r. Liczba ta uwzględnia zatem w szczególności 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 liczbą koncesjonariuszy, którym z jakiegokolwiek z opisanych przyczyn 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 była 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 koncesje.

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 naruszyli normy prawne określone w art. 56 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne odnoszące się do koncesjonowanej działalności gospodarczej polegającej na obrocie paliwami ciekłymi, w tym w przeważającej liczbie dotyczą one naruszenia obowiązków wynikających z koncesji.

Podobnie jak w roku poprzednim, w 2015 r. organy państwowe ujawniały fakt prowadzenia działalności bez wymaganej koncesji i przekazywały takie informacje do Prezesa URE. Działanie takie stanowi wykroczenie z art. 60¹ Kodeksu wykroczeń i co do zasady podlega kognicji sądów powszechnych. W takich przypadkach działania powinna w szczególności podejmować Policja, przygotowując wniosek o ukaranie przedsiębiorcy wykonującego działalność bez stosownej koncesji Prezesa URE w zakresie wymagającym jej uzyskania, do sądu powszechnego. Niezależnie od powyższego, na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 12a i ust. 2d pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne, wprowadzonego 22 lipca 2014 r. na mocy ustawy z 30 maja 2014 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 niektórych innych ustaw, ten kto będąc osobą prawną albo jednostką organizacyjną nieposiadającą osobowości prawnej, której ustawa przyznaje zdolność prawną, prowadzi działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania paliw ciekłych lub obrotu paliwami ciekłymi, w tym obrotu paliwami ciekłymi z zagranicą, bez wymaganej koncesji, podlega karze pieniężnej w wysokości od 200 tys. zł do 1 mln zł, wymierzonej przez Prezesa URE.

Jednocześnie istotną, z punktu widzenia Prezesa URE, informacją jest także 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. Dodatkowo, zgodnie z art. 43a ustawy – Prawo energetyczne (obowiązującym od 22 lipca 2014 r.) działalność gospodarcza w zakresie obrotu paliwami ciekłymi może być prowadzona wyłącznie pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi posiadającymi wymagane koncesje, o których mowa w art. 32 ust. 1 pkt 1-4, w zakresie wytwarzania i obrotu paliwami ciekłymi, z wyłączeniem sprzedaży dla odbiorcy końcowego. Powzięcie zatem wyżej wymienionej informacji może stanowić podstawę do wszczęcia przez Prezesa URE wobec tego koncesjonariusza postępowania w sprawie wymierzenia mu kary pieniężnej.

W 2015 r. Prezes URE kontynuował również współpracę z instytucjami i organizacjami związanymi z rynkiem paliw, w tym w szczególności z Polską Organizacją Przemysłu i Handlu Naftowego oraz Polską Izbą Paliw Płynnych.

4.2. Monitorowanie rynku paliw ciekłych i biopaliw ciekłych

Zagadnienia dotyczące monitorowania rynku paliw ciekłych i biopaliw ciekłych zostały uregulowane w Rozdziale 6 ustawy o biopaliwach. Przepisy te w 2015 r. zobowiązywały Prezesa URE do prowadzenia monitoringu rynku paliw ciekłych i biopaliw ciekłych na podstawie:

- A.** Sprawozdań kwartalnych (art. 30 ust. 2 ustawy o biopaliwach) przekazywanych w terminie do 45 dni po zakończeniu kwartału, przez producentów paliw ciekłych i biopaliw ciekłych¹²⁷⁾, 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.
- B.** 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 paliw ciekłych i biopaliw ciekłych importowanych oraz sprowadzonych w ramach nabycia wewnątrzwspólnotowego przez producentów paliw ciekłych i biopaliw ciekłych¹²⁸⁾.

Niewykonywanie lub nierzetelne wykonywanie przez przedsiębiorców ww. obowiązków sprawozdawczych zagrożone jest sankcją w postaci kary pieniężnej.

Należy podkreślić, że również w 2015 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. Doświadczenia Prezesa URE związane z regulowaniem działalności przedsiębiorstw energetycznych, w tym w szczególności w zakresie monitorowania realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego (NCW) wskazują, że informacjom z systemów administracji celnej nie można nadać przymiotu danych kompleksowych, przez co istnieje ryzyko niezidentyfikowania 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 niewskazanego w żadnym z raportów kwartalnych Ministra Finansów za dany rok rozliczeniowy, a obowiązane do wykonania NCW. Dodatkowo podkreślić należy, że 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 wewnątrzwspólnotowo, paliw lub biopaliw ciekłych.

Rezultatem działań prowadzonych w zakresie monitoringu rynku paliw ciekłych i biopaliw ciekłych były zbiorcze raporty kwartalne Prezesa URE, sporządzane na podstawie art. 30 ust. 4 ustawy o biopaliwach, przekazywane ministrom właściwym do spraw: finansów publicznych, gospodarki, rynków rolnych oraz środowiska, a także Prezesowi ARR. Część zebranych danych, dotyczących biopaliw ciekłych, było sukcesywnie publikowanych na stronie internetowej urzędu. Ich zestawienie zbiorcze dotyczące 2015 r. zawarte zostało w tab. 50.

Należy również zauważyć, że z początkiem 2015 r., w związku z nowelizacją ustawy o biopaliwach, wprowadzoną ustawą z 21 marca 2014 r. o zmianie ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz niektórych innych ustaw, monitorowanie rynku biokomponentów, w tym obsługa sprawozdawczości kwartalnej uczestników tego rynku, zostało przypisane w całości Prezesowi ARR.

¹²⁷⁾ Tj. przedsiębiorców w rozumieniu ustawy o swobodzie działalności gospodarczej, wykonujących działalność gospodarczą w zakresie:

- wytwarzania, magazynowania, importu lub nabycia wewnątrzwspólnotowego paliw ciekłych lub biopaliw ciekłych i wprowadzania ich do obrotu lub
- importu lub nabycia wewnątrzwspólnotowego biokomponentów, a następnie ich wykorzystania do wytwarzania przez siebie paliw ciekłych lub biopaliw ciekłych

¹²⁸⁾ Minister właściwy do spraw finansów publicznych przekazuje, w terminie do 45 dni po zakończeniu kwartału, Prezesowi URE oraz Prezesowi ARR, 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 wewnątrzwspólnotowego przez producentów i podmioty sprowadzające (zgodnie z art. 30 ust. 3 ustawy o biopaliwach).

Tabela 50 . Biopaliwa ciekłe – podstawowe informacje

Wyszczególnienie	Jedn. miary	Ogółem	Na bazie benzyn silnikowych	Na bazie oleju napędowego	Ester (samoistne paliwo)
Biopaliwa ciekłe wytworzone przez ogół producentów	[tona]	171 284	0	0	171 284
Biopaliwa ciekłe sprzedane na terytorium kraju	[tona]	173 394	0	0	173 394
Biopaliwa ciekłe przeznaczone do zastosowania w wybranych flotach* oraz zużyte na potrzeby własne	[tona]	14,5	0	0	14,5

* 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 2015 r. od 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/WE¹²⁹⁾, 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 odnawialnych sprzedawanych, zbywanych w innej formie lub zużywanych we wszystkich rodzajach transportu w ogólnej ilości paliw ciekłych i biopaliw ciekłych sprzedawanych, zbywanych w innej formie lub zużywanych w ciągu roku kalendarzowego w transporcie drogowym i kolejowym, 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 UE w tym zakresie¹³⁰⁾. Rozporządzenie Rady Ministrów z 23 lipca 2013 r.¹³¹⁾ stanowi, że wysokość NCW w 2015 r. powinna wynosić 7,10%.

Zobowiązanymi do realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego są podmioty, w tym mające siedzibę lub miejsce zamieszkania poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, wykonujące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, importu lub nabycia wewnątrzwspólnotowego paliw ciekłych lub biopaliw ciekłych, który sprzedają lub zbywają je w innej formie na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub zużywają na potrzeby własne na tym terytorium¹³²⁾. Obowiązek ten jest zabezpieczony możliwością stosowania przez Prezesa URE sankcji finansowych w postaci kar pieniężnych.

W związku z wejściem w życie ustawy z 27 maja 2011 r. o zmianie ustawy o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw oraz niektórych innych ustaw, od 2012 r. podmioty zobowiązane do realizacji Narodowych Celów Wskaźnikowych mogą zastosować współczynnik redukujący 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,

¹²⁹⁾ Dz. U. UE L 2009.140.16.

¹³⁰⁾ Art. 24 ust. 1 ustawy o biopaliwach.

¹³¹⁾ Rozporządzenie Rady Ministrów z 23 lipca 2013 r. w sprawie Narodowych Celów Wskaźnikowych na lata 2013–2018 (Dz. U. z 2013 r. poz. 918).

¹³²⁾ Art. 2 ust. 1 pkt 25 ustawy o biopaliwach.

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 2014–2015 została przy tym ustalona na poziomie 0,85¹³³⁾, 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.

Na podstawie sprawozdań rocznych zebranych w 2015 r. w trybie art. 30b ust. 1 ustawy o biopaliwach od 24 podmiotów, zidentyfikowanych jako obowiązane do realizacji NCW w 2014 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 2014 r. wyniósł:

- 7,77% wśród przedsiębiorców, którzy nie skorzystali z możliwości redukcji NCW,
- 6,06% wśród przedsiębiorców, którzy skorzystali z możliwości redukcji NCW.

Ogólny poziom realizacji NCW w 2014 r., wliczając realizację zredukowanego NCW, wyniósł 6,20%. 22 spośród 24 podmiotów zobowiązanych do realizacji NCW, wykazało wykonanie tego obowiązku na wymaganym prawem poziomie.

Z kolei na podstawie sprawozdań rocznych przekazanych w 2016 r., wstępnie ustalono, że udział biokomponentów i innych paliw odnawialnych zużytych we wszystkich rodzajach transportu w ogólnej ilości paliw ciekłych i biopaliw ciekłych zużytych w transporcie drogowym i kolejowym w 2015 r. wyniósł ogółem 5,68%, w tym:

- 7,19% wśród przedsiębiorców, którzy nie skorzystali z możliwości redukcji NCW,
- 5,53% wśród przedsiębiorców, którzy skorzystali z możliwości redukcji NCW.

Ponadto, w 2015 r. do przedsiębiorców podlegających dyspozycji art. 23 ust. 1 ustawy o biopaliwach kierowano wezwania do przedstawienia szczegółowych informacji i dokumentów w zakresie realizacji NCW w latach wcześniejszych. Na podstawie przekazanych od ww. przedsiębiorców informacji i dokumentów prowadzone były czynności rozliczeniowe w powyższym zakresie. W stosunku do podmiotów, które nie zrealizowały Narodowego Celu Wskaźnikowego na wymaganym prawem poziomie, bądź nie wykazały jego realizacji, prowadzono postępowania zmierzające do zastosowania sankcji przewidzianych w przepisach ustawy o biopaliwach.

¹³³⁾ Rozporządzenie Rady Ministrów z 13 sierpnia 2013 r. w sprawie wysokości współczynników redukcyjnych na lata 2014 i 2015 (Dz. U. z 2013 r. poz. 1052).

5. SYSTEM WSPARCIA EFEKTYWNOŚCI ENERGETYCZNEJ

Rok 2015 był piątym 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 osiągnięcia 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 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.

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 przesyłce 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 uzyskania świadectw efektywności energetycznej lub uiszczenia opłaty zastępczej;
 - 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).

31 grudnia 2015 r. znowelizowana została ustawa o efektywności energetycznej¹³⁴⁾, której okres obowiązywania został przedłużony do 31 grudnia 2017 r., z wyjątkami określonymi w zmienionym art. 48 ustawy.

Niezależnie od powyższego należy wskazać, że realizacja zadań w obszarze efektywności energetycznej nałożonych na Prezesa URE ustawą o efektywności energetycznej napotyka na poważne trudności ze względu na brak przydzielenia Prezesowi URE adekwatnych, określonych w Ocenie Skutków Regulacji ustawy o efektywności energetycznej, środków przeznaczonych na wykonywanie przepisów tej ustawy.

Obowiązek uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectwa efektywności energetycznej lub uiszczenia opłaty zastępczej

1 stycznia 2013 r. weszły w życie przepisy art. 12 ustawy o efektywności energetycznej nakładające na przedsiębiorstwa energetyczne, odbiorców końcowych oraz towarowe domy maklerskie lub domy maklerskie, na określonych w ww. przepisach zasadach oraz na zasadach zawartych w przepisach rozporządzenia z 4 września 2012 r.¹³⁵⁾, obowiązek uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE, świadectwa efektywności energetycznej lub uiszczenia opłaty zastępczej na rachunek bankowy Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.

Obowiązane podmioty zobowiązane są wypełnić ww. obowiązek do 31 marca każdego roku za poprzedni rok kalendarzowy. W przeciwnym przypadku narażają się na sankcje w postaci nałożenia przez Prezesa URE kary pieniężnej, sięgającej do 10% przychodu osiągniętego w roku podatkowym poprzedzającym rok nałożenia kary.

Zatem w 2015 r., zgodnie z brzmieniem art. 12 ustawy o efektywności energetycznej podmioty obowiązane, o których mowa w art. 12 ust. 2 ustawy o efektywności energetycznej, w celu wywiązania się za lata 2014–2015 z ustawowego obowiązku, występowały do Prezesa URE z wnioskami o umorzenie świadectw efektywności energetycznej. W tym okresie Prezes URE wydał 101 decyzji umarzających świadectwa efektywności energetycznej na łączną ilość 38 197,667 toe, potwierdzających deklarowaną oszczędność energii wynikającą ze zrealizowanych przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej. Szczegółowe informacje dotyczące umorzonych świadectw efektywności energetycznej przedstawia poniższa tabela.

Tabela 51. Wolumen umorzonych w 2015 r. świadectw efektywności energetycznej

W celu realizacji obowiązku za rok	Ilość wydanych decyzji [szt.]	Wolumen umorzonych świadectw efektywności energetycznej [toe]
2014	93	34 669,938
2015	8	3 524,729
łącznie	101	38 197,667

Źródło: URE.

Biorąc pod uwagę termin przewidziany do realizacji przez podmioty zobowiązane obowiązku wynikającego z art. 12 ustawy o efektywności energetycznej, upływający 31 marca 2015 r., kontrola jego wykonania rozpoczęła się po tym dniu i stanowiła zadanie Prezesa URE, realizowane w ciągu 2015 r. Podobnie obowiązek, o którym mowa wyżej, realizowany za 2015 r., rozliczany jest przez Prezesa URE

¹³⁴⁾ Patrz: ustawa z 29 grudnia 2015 r. o zmianie ustawy o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2015 r. poz. 2359).

¹³⁵⁾ 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).

dopiero po upływie terminu przewidzianego do jego wykonania (tj. po 31 marca 2016 r.) stanowiąc zadanie Prezesa URE przewidziane do realizacji na 2016 r.

W myśl art. 12 ust. 2 ustawy o efektywności energetycznej, podmiotami zobowiązanymi do realizacji obowiązku, o którym mowa art. 12 ust. 2 ww. ustawy, były:

- 1) przedsiębiorstwa energetyczne sprzedające energię elektryczną, ciepło lub gaz ziemny odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej,
- 2) odbiorcy końcowi przyłączeni do sieci na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, będący członkami giełdy towarowej w rozumieniu art. 2 pkt 5 ustawy z 26 października 2000 r. o giełdach towarowych¹³⁶⁾, w odniesieniu do transakcji zawieranych we własnym imieniu na giełdzie towarowej,
- 3) towarowe domy maklerskie lub domy maklerskie, o których mowa w art. 2 pkt 8 i 9 ustawy z 26 października 2000 r. o giełdach towarowych, w odniesieniu do transakcji realizowanych na giełdzie towarowej na zlecenie odbiorców końcowych przyłączonych do sieci na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej.

Jednocześnie, zgodnie z art. 12 ust. 3 ustawy o efektywności energetycznej, ww. obowiązek, nie dotyczył przedsiębiorstw energetycznych sprzedających ciepło odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, jeżeli łączna wielkość mocy zamówionej przez tych odbiorców nie przekracza 5 MW.

Kontrolą realizacji obowiązku za 2014 r. objęto 2 421 przedsiębiorstw energetycznych prowadzących działalność gospodarczą polegającą na wytwarzaniu energii elektrycznej bądź ciepła lub prowadzących działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną, ciepłem bądź gazem ziemnym, tj. podlegających potencjalnie obowiązkowi, o którym mowa w art. 12 ustawy o efektywności energetycznej.

5.1. Organizowanie i przeprowadzanie przetargów w celu wyboru przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej, za które można uzyskać świadectwa efektywności energetycznej

Przeprowadzenie trzeciego przetargu na wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej¹³⁷⁾

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.

Mając na uwadze powyższe, 19 grudnia 2014 r. Prezes URE zamieścił w Biuletynie Informacji Publicznej URE ogłoszenie Nr 1/2014 w sprawie przetargu na wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej, za które można uzyskać świadectwa efektywności energetycznej.

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) 1 743 585 toe dla przedsięwzięć w zakresie zwiększenia oszczędności energii przez odbiorców końcowych,
- 2) 217 948 toe dla przedsięwzięć w zakresie zwiększenia oszczędności energii przez urządzenia potrzeb własnych,
- 3) 217 948 toe dla przedsięwzięć w zakresie zmniejszenia strat energii elektrycznej, ciepła lub gazu ziemnego w przesyłce lub dystrybucji.

¹³⁶⁾ Dz. U. z 2014 r. poz. 197 z późn. zm.

¹³⁷⁾ Pierwszy przetarg na wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej został ogłoszony przez Prezesa URE 31 grudnia 2012 r., drugi przetarg – 27 grudnia 2013 r.

Określając wartość świadectw efektywności energetycznej przewidzianych do wydania w trzecim 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 oraz ilością dotychczas wydanych świadectw efektywności energetycznej.

Podmioty zainteresowane udziałem w trzecim przetargu mogły składać oferty przetargowe do 19 stycznia 2015 r.

Z kolei 19 lutego 2015 r., tj. w dniu przeprowadzenia przetargu, komisja przetargowa powołana przez Prezesa URE dokonała otwarcia ww. ofert przetargowych.

W odpowiedzi na ww. ogłoszenie Prezesa URE do urzędu wpłynęło 736 ofert przetargowych, z czego:

- jedna oferta została wycofana na wniosek podmiotu przystępującego do przetargu,
- 735 ofert zostało skutecznie zgłoszonych do udziału w przetargu.

Tabela 52. Zagregowane dane charakteryzujące oferty przetargowe skutecznie złożone w trzecim przetargu na wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej

Lp.	Rodzaj danych	Dane
1	Liczba skutecznie złożonych ofert przetargowych po ich otwarciu [szt.]	735
3	Liczba ofert w kategorii 1 – zwiększenie oszczędności energii u odbiorców końcowych [szt.]	534
4	Liczba ofert w kategorii 2 – zwiększenie oszczędności energii przez urządzenia potrzeb własnych [szt.]	65
5	Liczba ofert w kategorii 3 – zmniejszenie strat energii elektrycznej, ciepła lub gazu ziemnego w przesyłce lub dystrybucji [szt.]	136
6	Poziom deklarowanej łącznej ilości energii zaoszczędzonej średnio w ciągu roku, tj. suma ze wszystkich skutecznie złożonych otwartych ofert przetargowych [toe/rok]	179 277,712
7	Przedział poziomu deklarowanej ilości energii zaoszczędzonej średnio w ciągu roku [toe/rok]	od 10,133 do 11 520,000
8	Poziom deklarowanej łącznej ilości energii zaoszczędzonej średnio w ciągu roku w kategorii 1 [toe/rok]	139 343,341
9	Poziom deklarowanej łącznej ilości energii zaoszczędzonej średnio w ciągu roku w kategorii 2 [toe/rok]	22 681,402
10	Poziom deklarowanej łącznej ilości energii zaoszczędzonej średnio w ciągu roku w kategorii 3 [toe/rok]	17 252,969
11	Łączna wartość świadectw efektywności energetycznej z ofert [toe]	282 556,936
12	Przedział wartości świadectw efektywności energetycznej z ofert [toe]	od 1,000 do 13 016,426
13	Łączna wartość świadectw efektywności energetycznej z ofert w kategorii 1 [toe]	225 750,411
14	Łączna wartość świadectw efektywności energetycznej z ofert w kategorii 2 [toe]	32 861,431
15	Łączna wartość świadectw efektywności energetycznej z ofert w kategorii 3 [toe]	23 945,094
16	Przedział wartości efektu energetycznego ω^* we wszystkich ofertach	od 0,240 do 45,305
17	Przedział wartości efektu energetycznego ω kategorii 1	od 0,24 do 3,649
18	Przedział wartości efektu energetycznego ω kategorii 2	od 0,296 do 1,533
19	Przedział wartości efektu energetycznego ω kategorii 3	od 0,25 do 45,305
20	Okres uzyskiwania oszczędności na podstawie wszystkich ofert (lata kalendarzowe)	od 0 roku do 45 lat

* Wartość efektu energetycznego ω – stosunek ilości energii zaoszczędzonej średnio w ciągu roku w wyniku realizacji przedsięwzięcia lub przedsięwzięć tego samego rodzaju służących poprawie efektywności energetycznej do wartości świadectwa efektywności energetycznej.

Źródło: URE.

Jednocześnie należy wskazać, że podmiotami przystępującymi do trzeciego przetargu w szczególności były:

- przedsiębiorstwa energetyczne ciepłownicze (zakres działalności: wytwarzanie ciepła, przesyłanie i dystrybucja ciepła, obrót ciepłem),
- przedsiębiorstwa energetyczne elektroenergetyczne (zakres działalności: wytwarzanie energii elektrycznej, przesyłanie energii elektrycznej, dystrybucja energii elektrycznej),
- spółdzielnie mieszkaniowe,

- przedsiębiorstwa przemysłowe (przemysł wydobywczy, spożywczy, hutniczy),
- instytucje doradztwa energetycznego,
- właściciele budynków biurowych,
- firmy telekomunikacyjne,
- gminy,
- inne.

Natomiast zakres przedsięwzięć zgłoszonych przez ww. podmioty do udziału w przetargu obejmował w szczególności przedsięwzięcia, takie jak:

- 1) zakres przedsięwzięć w kategorii 1 – zwiększenie oszczędności energii u odbiorców końcowych:
 - likwidacja indywidualnego, nieskończonego ogrzewania mieszkań i budynków i zastąpienie ciepłem sieciowym pochodzącym z OZE lub kogeneracji;
 - likwidacja nieskończonego kotłowni gazowych i olejowych i zastąpienie ich ciepłem sieciowym pochodzącym z OZE lub kogeneracji;
 - modernizacja i wymiana oświetlenia drogowego i oświetlenia w budynkach na energooszczędne;
 - modernizacja indywidualnych węzłów cieplnych;
 - modernizacja instalacji centralnego ogrzewania;
 - odzysk energii z procesu przemysłowego;
 - przebudowa i modernizacja pomp obiegowych;
 - termomodernizacja budynków;
 - modernizacja i wymiana urządzeń wykorzystywanych w procesach przemysłowych,
- 2) zakres przedsięwzięć w kategorii 2 – zwiększenie oszczędności energii przez urządzenia potrzeb własnych:
 - modernizacja urządzeń potrzeb własnych;
 - optymalizacja potrzeb własnych,
- 3) zakres przedsięwzięć w kategorii 3 – zmniejszenie strat energii elektrycznej, ciepła lub gazu ziemnego w przesyłce lub dystrybucji:
 - modernizacja i wymiana sieci ciepłowniczych;
 - modernizacja izolacji termicznej sieci ciepłowniczej;
 - modernizacja grupowych węzłów cieplnych;
 - wymiana transformatorów;
 - zmiana czynnika zasilającego sieć ciepłowniczą z pary na wodę.

21 września 2015 r. komisja przetargowa powołana przez Prezesa URE rozstrzygnęła trzeci przetarg na wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej.

Realizując obowiązki wynikające z przepisów § 12 ust. 2 rozporządzenia Ministra Gospodarki z 23 października 2012 r. w sprawie przetargu na wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej¹³⁸⁾, Prezes URE w Biuletynie Informacji Publicznej URE, z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych lub innych informacji prawnie chronionych, zamieścił protokół z przebiegu przeprowadzonego przetargu, sporządzony przez komisję przetargową. Ww. protokół zawiera m.in.:

- 1) oznaczenie daty i miejsca:
 - a) składania ofert przetargowych;
 - b) otwarcia ofert przetargowych;
 - c) rozstrzygnięcia przetargu,
- 2) liczbę złożonych ofert przetargowych,
- 3) wskazanie ofert przetargowych:
 - a) odrzuconych wraz z podaniem przyczyn ich odrzucenia;
 - b) wybranych, w których, zgodnie z deklaracją przetargową, zadeklarowano wartość efektu energetycznego zawierającą się w przedziale, o którym mowa w art. 20 ust. 1 ustawy o efektywności energetycznej;
 - c) niewybranych z podaniem przyczyn ich niewybrania.

¹³⁸⁾ Dz. U. z 2012 r. poz. 1227, dalej: „rozporządzenie przetargowe”.

W wyniku rozstrzygnięcia trzeciego przetargu komisja przetargowa wybrała 502 oferty przetargowe, liczba ofert, które nie zostały wybrane wynosi 3. Natomiast 230 ofert przetargowych zostało odrzuconych, w związku z wystąpieniem przesłanek, o których mowa w § 10 ust. 3 rozporządzenia przetargowego¹³⁹⁾.

Istotną rolę w ofercie przetargowej pełnią:

- 1) deklaracja przetargowa, która stanowi oświadczenie woli w zakresie przystąpienia do przetargu i zawiera parametry niezbędne dla rozstrzygnięcia przetargu, które powinny stanowić odzwierciedlenie danych zawartych w audycie efektywności energetycznej i karcie tego audytu oraz wnioskowaną wartość świadectwa efektywności energetycznej,
- 2) karta audytu efektywności energetycznej stanowiąca wyciąg danych zawartych w audycie, która w przypadku wygrania przetargu i otrzymania świadectwa efektywności energetycznej, zamieszczana jest w Biuletynie Informacji Publicznej URE.

Z powyższego wynika, że jednym z istotnych warunków otrzymania wsparcia ze środków publicznych w postaci świadectw efektywności energetycznej jest dochowanie należytej staranności w zakresie sporządzania oferty przetargowej, ze szczególnym uwzględnieniem deklaracji przetargowej i karty audytu efektywności energetycznej.

Najczęstszymi przesłankami odrzucenia oferty były: nieprawidłowo wypełniona deklaracja przetargowa oraz nieprawidłowo wypełniona karta audytu efektywności energetycznej, w szczególności w związku z wystąpieniem m.in.:

- błędów rachunkowych,
- braków danych wymaganych przepisami prawa,
- niespójności danych i informacji zawartych w poszczególnych punktach deklaracji przetargowej oraz w pozostałych dokumentach składających się na ofertę przetargową.

Natomiast wartość świadectw efektywności energetycznej, o które ubiegały się podmioty, które wygrały w trzecim przetargu na wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej wyniosła 149 886,169 toe, co stanowi 6,877% wartości świadectw przewidzianych do wydania w ww. przetargu.

Z kolei w poszczególnych kategoriach przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej udział wartości świadectw efektywności energetycznej, o które ubiegały się podmioty, które wygrały w trzecim przetargu, do wartości świadectw przewidzianych do wydania w każdej z kategorii ukształtowała się następująco:

- 6,909% przypadło na kategorię przedsięwzięć w zakresie zwiększenia oszczędności energii przez odbiorców końcowych,
- 7,606% przypadło na kategorię przedsięwzięć w zakresie zwiększenia oszczędności energii przez urządzenia potrzeb własnych,
- 5,895% przypadło na kategorię przedsięwzięć w zakresie zmniejszenia strat energii elektrycznej, ciepła lub gazu ziemnego w przesyłach lub dystrybucji.

Mając na uwadze skalę zainteresowania rozstrzygniętym w 2015 r. przetargiem na wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej, wyrażoną liczbą złożonych ofert przetargowych należy zauważyć, że Prezesowi URE przedłożono do rozpatrzenia oferty przetargowe w ilości większej w porównaniu do drugiego przetargu, do którego skutecznie zgłoszono 484 oferty przetargowych.

¹³⁹⁾ 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). Zgodnie z treścią tego przepisu Komisja odrzuca ofertę przetargową, jeżeli w wyniku sprawdzenia, o którym mowa w § 10 ust. 2:

- 1) oferta nie zawiera prawidłowo wypełnionej deklaracji przetargowej lub audytu efektywności energetycznej,
- 2) zgodnie z deklaracją przetargową przedsięwzięcie służące poprawie efektywności energetycznej zgłoszone do przetargu nie spełnia warunków, o których mowa w art. 18 ustawy o efektywności energetycznej.

Tabela 53. Zagregowane wyniki przetargu na wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej według kategorii, o których mowa w art. 16 ust. 3 ustawy o efektywności energetycznej

Kategoria przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej	Wartość świadectw efektywności energetycznej przewidzianych do wydania w przetargu [toe]	$(t \cdot \omega_{sr}; \omega_{max})^{140)}$ gdzie $t = 0,3$	Liczba wybranych ofert [szt.]	Wartość świadectw efektywności energetycznej, o które ubiegają się podmioty, które wygrały przetarg [toe]	Udział procentowy (dane z kol. 5 : dane z kol. 2) * 100% [%]	Przedział wartości efektów energetycznych zadeklarowanych przez podmioty, które wygrały przetarg
1	2	3	4	5	6	7
Zwiększenie oszczędności energii przez odbiorców końcowych	1 743 585	<0,209;1,875>	374	120 460,830	6,909	<0,244;1,875>
Zwiększenie oszczędności energii przez urządzenia potrzeb własnych	217 948	<0,269;1,050>	34	16 576,699	7,606	<0,351;1,050>
Zmniejszenie strat energii elektrycznej, ciepła lub gazu ziemnego w przesyłce lub dystrybucji	217 948	<0,297;45,305>	94	12 848,640	5,895	<0,350;45,305>
RAZEM	2 179 481		502	149 886,169	6,877	<0,244;45,305>

Źródło: URE.

Ogłoszenie czwartego przetargu na wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej

29 grudnia 2015 r. Prezes URE ogłosił czwarty przetarg na wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej.

W myśl przepisów art. 16 ust. 6 ustawy o efektywności energetycznej, określając wartość świadectw efektywności energetycznej przewidzianych do wydania w czwartym przetargu, o którym mowa w art. 16 ust. 1 ww. ustawy, Prezes URE kierował się:

- wartością wydanych dotychczas świadectw efektywności energetycznej oraz
- stopniem realizacji krajowego celu w zakresie oszczędnego gospodarowania energią, o którym mowa w art. 4 ust. 1 ustawy.

Mając na uwadze pierwszą z powyższych przesłanek należy podkreślić, że do dnia ogłoszenia przetargu Prezes URE wydał 893 świadectwa efektywności energetycznej na łączny wolumen 226 440,328 toe.

W przypadku drugiej przesłanki, tj. stopnia realizacji krajowego celu w zakresie oszczędnego gospodarowania energią, o którym mowa w art. 4 ust. 1 ustawy, istotnym do wykorzystania przez

¹⁴⁰⁾ Przedział, o którym mowa w art. 20 ust. 1 ustawy o efektywności energetycznej, gdzie poszczególne symbole oznaczają:

t – współczynnik akceptacji ofert,

ω_{sr} – średnia wartość efektu energetycznego,

ω_{max} – najwyższa zadeklarowana w danym przetargu wartość efektu energetycznego.

Prezesa URE źródłem informacji o stopniu realizacji krajowego celu w zakresie oszczędnego gospodarowania energią nadal pozostały zarówno uzasadnienie do projektu ustawy jak i Drugi Krajowy Plan Działań, dotyczący efektywności energetycznej i zawarte w ww. dokumentach projektowane wartości oczekiwanych oszczędności energii finalnej – 2,2 Mtoe do 2016 r. Przyjęcie wielkość puli świadectw planowanych do wydania w czwartym przetargu na poziomie 1 973 560 toe, nie pozostaje w sprzeczności również z celem określonym w Krajowym Plan Działań dotyczącym efektywności energetycznej dla Polski 2014.

Mając na uwadze powyższe, 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) 1 578 848 toe dla przedsięwzięć, o których mowa w art. 16 ust. 3 pkt 1 ustawy (tj. dla kategorii przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej w zakresie zwiększenia oszczędności energii przez odbiorców końcowych),
- 2) 197 356 toe dla przedsięwzięć, o których mowa w art. 16 ust. 3 pkt 2 ustawy (tj. dla kategorii przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej w zakresie zwiększenia oszczędności energii przez urządzenia potrzeb własnych),
- 3) 197 356 toe dla przedsięwzięć, o których mowa w art. 16 ust. 3 pkt 3 ustawy (tj. dla kategorii przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej w zakresie zmniejszenia strat energii elektrycznej, ciepła lub gazu ziemnego w przesyłach lub dystrybucji).

Jednocześnie wartość współczynnika akceptacji ofert (t), o którym mowa w art. 20 ust. 1 ustawy o efektywności energetycznej w czwartym przetargu wynosi 0,3 zgodnie z obwieszczeniem Ministra Gospodarki z 2 listopada 2015 r. w sprawie określania wartości współczynnika akceptacji ofert¹⁴¹⁾.

Rozstrzygnięcie czwartego przetargu na wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej nastąpi w 2016 r.

5.2. Wydawanie świadectw efektywności energetycznej

Podmioty, które wygrały przetarg, stosownie do art. 21 ust. 3 i 4 w związku z art. 21 ust. 1 ustawy o efektywności energetycznej oraz w związku z art. 217 § 1 i § 2 pkt 1 kpa mogą składać do Prezesa URE wnioski o wydanie świadectwa efektywności energetycznej.

Do końca 2015 r. do Prezesa URE wpłynęło 546 wniosków o wydanie świadectw efektywności energetycznej.

W 2015 r. Prezes URE wydał 794 świadectwa efektywności energetycznej, o łącznej wartości 206 211,598 toe, co stanowiło 90,95% łącznej wartości świadectw efektywności energetycznej wydanych przez Prezesa URE dla podmiotów, które wygrały dotychczas rozstrzygnięte przetargi na wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej.

Informacje o wydanym świadectwie efektywności energetycznej wraz z kartą audytu efektywności energetycznej sporządzoną dla przedsięwzięcia służącego poprawie efektywności energetycznej określonego w tym świadectwie, Prezes URE zamieszcza w Biuletynie Informacji Publicznej URE, niezwłocznie po jego wydaniu¹⁴²⁾.

Jednocześnie należy wskazać, że w myśl art. 25 ust. 1 ustawy o efektywności energetycznej, ze świadectwa efektywności energetycznej wynikają zbywalne prawa majątkowe, które są towarem giełdowym w rozumieniu ustawy z 26 października 2000 r. o giełdach towarowych¹⁴³⁾.

Prawa majątkowe wynikające ze świadectwa efektywności energetycznej powstają z chwilą zapisania świadectwa efektywności energetycznej po raz pierwszy na koncie ewidencyjnym w rejestrze świadectw efektywności energetycznej prowadzonym przez podmiot organizujący obrót prawami

¹⁴¹⁾ M. P. z 2015 r. poz. 1213.

¹⁴²⁾ Obowiązek Prezesa URE realizowany na podstawie art. 21 ust. 5 ustawy o efektywności energetycznej.

¹⁴³⁾ Dz. U. z 2014 r. poz. 197 z późn. zm.

majątkowymi wynikającymi ze świadectw efektywności energetycznej, na podstawie przekazywanej ww. podmiotowi przez Prezesa URE informacji o świadectwie efektywności energetycznej wydanym dla zrealizowanego przedsięwzięcia służącego poprawie efektywności energetycznej i przysługują podmiotowi będącemu posiadaczem tego konta.

Istotnym jest, że wydanie przez Prezesa URE świadectwa efektywności energetycznej jest jednoznaczne z powstaniem praw majątkowych w odniesieniu do przedsięwzięć zrealizowanych przez podmiot, który wygrał przetarg. Natomiast w przypadku świadectwa efektywności energetycznej wydanego dla przedsięwzięcia, które zostanie zrealizowane przez podmiot, który wygrał przetarg, materializacja prawa majątkowego nastąpi dopiero po faktycznym zrealizowaniu przedsięwzięcia, oraz po spełnieniu szeregu obligatoryjnych przesłanek przewidzianych przepisami ustawy o efektywności energetycznej (określonych w szczególności w art. 22 ustawy o efektywności energetycznej).

Rejestr świadectw efektywności energetycznej jest prowadzony przez TGE S.A., która na początku listopada 2013 r. wprowadziła do obrotu pierwsze prawa majątkowe wynikające ze świadectw efektywności energetycznej – PMEF. TGE S.A. wprowadziła również w tym samym czasie indeksy cenowe dla transakcji zawartych na Rynku Praw Majątkowych, których przedmiotem są prawa majątkowe wynikające ze świadectw efektywności energetycznej:

- EFX – indeks dla transakcji sesyjnych,
- EFX_TP – indeks dla transakcji pozasesyjnych,
- EFX_POLPX – indeks dla transakcji sesyjnych i pozasesyjnych.

6. INNE ZADANIA PREZESA URE

6.1. Kontrolowanie działalności przedsiębiorstw energetycznych

6.1.1. Kontrola stosowania taryf

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.

Zmierząc 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 ponad umowny 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.

W 2015 r. wystąpiono do pięciu OSD, którzy od 1 lipca 2007 r. dokonali rozdziału działalności (ENERGA-Operator S.A., ENEA Operator Sp. z o.o., RWE Stoen Operator Sp. z o.o., PGE Dystrybucja S.A. oraz TAURON Dystrybucja S.A.) oraz do sześciu sprzedawców z urzędu (ENERGA-Obrót S.A. ENEA S.A., PGE Obrót S.A., RWE Polska S.A., TAURON Sprzedaż Sp. z o.o. oraz TAURON Sprzedaż GZE Sp. z o.o.) w sprawie prognozowania zużycia dla odbiorców, których odczyt rozliczeniowy jest dłuższy niż miesiąc.

Z odpowiedzi przedsiębiorstw wynika, że:

- dziewięć przedsiębiorstw stosuje prognozowanie zużycia energii dla odbiorców, a dwa przedsiębiorstwa opierają się wyłącznie na odczytach rzeczywistych (najdłuższy okres rozliczeniowy w przypadku tych przedsiębiorstw wynosi 2 miesiące),
- prognozy są ustalane na podstawie rzeczywistego zużycia w analogicznych okresach przeszłych (tak jak wymagają przepisy). Przedsiębiorstwa nie posiadają osobnych wewnętrznych instrukcji w sprawie określania prognoz. W odpowiedziach przedstawiono, że stosuje się: prognozę w oparciu o średniodobowe zużycie z poprzednich okresów, szczegółowe algorytmy (przedstawiono w trzech przypadkach), algorytm zastosowany do systemów bilingowych oraz że zasady sporządzania prognoz zawarte są w Ogólnych Warunkach Umowy, względnie że są ujęte w dokumentach obsługowych,
- przedsiębiorstwa sporządzając prognozę, opierają się na aktualnie obowiązujących cenach i stawkach, nie prognozując ich zmiany w przyszłości. W jednym przypadku przedsiębiorstwo

stwierdziło, że stosuje się w prognozowaniu nowe ceny i stawki, tylko w przypadku gdy zostały one zatwierdzone,

- przedsiębiorstwa stosują zasadę, że dzień odczytu jest ostatnim dniem okresu rozliczeniowego (choć w jednym przypadku stwierdzono, że w ofercie sprzedażowej istnieje typ rozliczeń prognozowanych, dla których priorytetem jest miesiąc planowanego rozliczenia, a nie cykl rozliczeniowy. W takim przypadku stosowane jest doszacowanie na podstawie rzeczywistych odczytów dokonanych). Doszacowania są jednak czynione w przypadku braku możliwości dokonania rzeczywistego odczytu (jak wynika z odpowiedzi pięciu przedsiębiorstw),
- cztery przedsiębiorstwa stwierdziły, że nie otrzymywały skarg z tytułu prognozowania zużycia, jedno nie poinformowało o jakichkolwiek skargach, oraz jedno przedsiębiorstwo stwierdziło, że skargi pojawiały się w przeszłości, gdy stosowano prognozowanie zużycia (tj. występowały okresy rozliczeniowe dłuższe niż 2 miesiące). Pozostałe przedsiębiorstwa wskazywały, że otrzymywały pojedyncze skargi.

6.1.2. Działania interwencyjne – przykłady

Prezes URE prowadzi bieżący nadzór nad przedsiębiorstwami energetycznymi wynikający z napływającej korespondencji, od odbiorców paliw i energii, pod kątem zgodności stosowania taryf z określonymi w nich warunkami.

W większości przypadków udzielano wyczerpujących odpowiedzi, gdyż zadawane pytania lub stawiane zarzuty wynikały raczej z nieznamomości tematu przez piszącego.

Tylko w nielicznych przypadkach Prezes URE 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. Poniżej przedstawiono katalog typów interwencji najczęściej występujących w 2015 r.

Działania interwencyjne w zakresie energii elektrycznej

1. Odbiorca zwrócił się do Prezesa URE w sprawie nieprawidłowego naliczania opłaty abonamentowej przez przedsiębiorstwo energetyczne. Postępowanie wyjaśniające potwierdziło stanowisko odbiorcy. Ponadto, na skutek interwencji Prezesa URE przeprowadzone kontrole wykazały, że nieprawidłowość dotyczy większej liczby odbiorców. W wyniku przeprowadzonego działania przedsiębiorstwo podjęło czynności polegające na korekcie błędnie wystawionych faktur. Z tytułu wystawiania faktur zawierających nieprawidłową wysokość opłat abonamentowych, wszczęto postępowanie o nałożenie kary pieniężnej.
2. W związku z napływającymi skargami i informacjami dotyczącymi działania przedsiębiorstwa w zakresie wystawiania niezasadnie zawyżonych faktur, a także wysłania nieuzasadnionych wezwań do zapłaty, pomimo świadomości przedsiębiorstwa co do wystawienia zawyżonych faktur, wszczęto postępowanie wyjaśniające. W trakcie postępowania przedsiębiorstwo wyjaśniło, że działania windykacyjne wobec osób, którym wysłano błędne wezwania zostały wstrzymane, a przyczyną wystawienia zawyżonych faktur i w konsekwencji wysłania wezwań, były nieprawidłowości w odczytach szacowanych, realizowanych w nowym systemie bilingowym OSD. Przedsiębiorstwo poinformowało także, że prowadzone są prace mające na celu eliminację błędów oraz wystawienie korekt faktur. Ponadto przedsiębiorstwo wyjaśniło, że oprócz indywidualnego powiadomienia odbiorców, umieściło na swojej stronie komunikat o bezzasadności błędnych wezwań do zapłaty.
3. Odbiorca zwrócił się do Prezesa URE z wnioskiem o sprawdzenie, czy zasady stosowania przez operatora systemu dystrybucyjnego podwyższonego współczynnika pewności zasilania w rozliczeniach za korzystanie z jednej z dwóch linii energetycznych dla dwóch oddzielnych obszarów są zgodne z jego taryfą. Prezes URE zwrócił się do przedsiębiorstwa z wezwaniem do udzielenia wyjaśnień w zakresie poczynionych uzgodnień z odbiorcą co do faktycznego sposobu

eksploatacji tych przyłączy po zakończeniu procesu modernizacyjnego w infrastrukturze i instalacjach odbiorcy. Ustalono, że w związku z równoległą pracą obu przyłączy (w obu obszarach) stosowanie w rozliczeniach podwyższonego współczynnika pewności zasilania w wysokości „1,5” jest bezzasadne. Odbiorcę poinformowano, że do zakresu kompetencji Prezesa URE nie należy rozstrzyganie spraw na tle zawartych umów cywilno-prawnych. W związku z powyższym rekomendowano poczynienie stosownych uzgodnień ze służbami ruchowymi lokalnego dystrybutora w zakresie zmiany sposobu pracy przyłączy.

4. W związku z pismem odbiorcy dotyczącym zajęcia stanowiska w sprawie możliwości łącznego rozliczania zwiększonego poboru energii biernej przy wykorzystaniu transmisji danych pomiarowych do Lokalnego Systemu Pomiarowo-Rozliczeniowego (LSPR) na zasadzie jak z zastosowaniem sumatora, w ramach umowy kompleksowej zawartej z operatorem systemu dystrybucyjnego, Prezes URE przeprowadził postępowanie wyjaśniające. Zbadano sposób zasilania zmodernizowanych obiektów odbiorcy oraz przeprowadzono ocenę zgodności prowadzonego sposobu rozliczeń z bieżącym stanem zawartych umów i porozumień, w tym także z taryfą dystrybutora. W związku z informacjami pozyskanymi od operatora systemu dystrybucyjnego w zakresie zróżnicowania poboru energii biernej w poszczególnych miejscach dostarczania stwierdzono występowanie znacznych przekroczeń poboru tej energii w instalacjach odbiorcy. Jednakże z uwagi na brak uregulowań prawnych i technicznych w zakresie zastosowania układu pomiarowego LSPR w zastępstwie układu sumującego, zwrócono się do odbiorcy o ponowne sprecyzowanie stanowiska w tej sprawie.
5. W związku z pismem odbiorców stanowiącym prośbę o pomoc w weryfikacji stanu faktycznego oraz prawnego nieruchomości, na których są bądź dopiero mają być zlokalizowane urządzenia przedsiębiorstwa energetycznego, wezwano operatora systemu dystrybucyjnego do nadesłania kopii dokumentacji technicznej i prawnej sieci elektroenergetycznej dotyczącej wskazanych w piśmie nieruchomości. Na skutek interwencji Prezesa URE, operator systemu dystrybucyjnego dokonał wizji lokalnej w terenie oraz inwentaryzacji sposobu zasilania nieruchomości, a ponadto zaproponował odbiorcom zasilanym z prywatnej wewnętrznej linii zasilającej zmianę sposobu zasilania ich nieruchomości. Podjęte przez Prezesa URE działania przyczyniły się do wyjaśnienia stanu faktycznego oraz prawnego nieruchomości, w tym w szczególności kwestii granicy podziału własności urządzeń pomiędzy siecią dystrybucyjną a instalacjami odbiorczymi, zasilanymi wspólną wewnętrzną linią zasilającą.
6. W związku z pismem odbiorcy stanowiącym skargę na sposób dokonywania z nim rozliczeń za dostarczaną energię elektryczną, Prezes URE wezwał sprzedawcę i operatora systemu dystrybucyjnego do nadesłania wyjaśnień w niniejszej sprawie. Na podstawie uzyskanych od przedsiębiorstw energetycznych odpowiedzi, potwierdzono część wskazanych przez odbiorcę nieprawidłowości w działalności tych przedsiębiorstw (błędy w szacowaniu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego, nieweryfikowanie zgłoszeń odbiorcy dotyczących zawyżonego zadeklarowanego poboru energii elektrycznej, nieudzielanie bądź udzielanie niepełnej odpowiedzi na reklamacje odbiorcy). Na skutek interwencji Prezesa URE, przedsiębiorstwo energetyczne wystawiło odbiorcy faktury korygujące i zmniejszyło zadeklarowany roczny pobór energii elektrycznej. W związku ze stwierdzonymi nieprawidłowościami w działalności przedsiębiorstw energetycznych odbiorca został również poinformowany o przysługujących mu prawach.
7. Podjęto także interwencję w sprawie dostaw energii elektrycznej na potrzeby terenów „postoczniovych”. Na skutek m.in. podjętych interwencji i negocjacji wyodrębnił się nowy podmiot, który uzyskał koncesję na obrót i dystrybucję energii elektrycznej, a także przedłożył taryfę, którą Prezes URE zatwierdził. Tym samym w „trudnym” infrastrukturalnie (pod względem prawnym i eksploatacyjnym) terenie zachowane jest bezpieczeństwo i ciągłość dostaw energii elektrycznej do odbiorców.
8. Do urzędu złożono skargi na niekoncesjonowany podmiot prowadzący działalność w zakresie obrotu i dystrybucji energii elektrycznej. Kwestie sporne dotyczyły problemów z zawarciem umów na dostawę energii elektrycznej oraz wysokość stosowanych przez to przedsiębiorstwo cen i stawek opłat. W wyniku podjętych działań skierowano do organów ścigania zawiadomienie o możliwości popełnienia wykroczenia.

Do zakresu działania Prezesa URE należy m.in. kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców. Kontrole te mają na celu ochronę odbiorców w szczególności konsumentów przed obniżeniem standardów świadczonych usług, jak i ochronę przed skutkami stosowania praktyk mogących nosić znamiona nieuczciwych praktyk rynkowych.

Należy tutaj wskazać, że w 2015 r. nastąpił znaczny wzrost skarg na działalność przedsiębiorstw energetycznych, zwłaszcza w zakresie zmiany sprzedawcy energii elektrycznej i gazu, zgłaszanych zarówno pisemnie, jak i bezpośrednio podczas spotkań w urzędzie. Na konkurencyjnym rynku obrotu energią elektryczną coraz liczniejsi sprzedawcy nie zawsze uczciwie walczą o klienta, co przejawiało się nagannymi praktykami (sytuacjami) opisywanymi przez odbiorców w skargach na przedsiębiorstwa energetyczne, a ściślej w skargach na przedstawicieli tych przedsiębiorstw. Adresatami przedstawianych praktyk były w szczególności osoby starsze. Skarżący najczęściej wskazywali, że przedstawiciele handlowi przedsiębiorstw energetycznych wywierali presję na zawarcie umowy, uniemożliwiając spokojne zapoznanie się z ofertą, czy przedkładanymi dokumentami, w tym projektami umów. Ponadto nie przedstawiali także odbiorcom pełnej i rzetelnej informacji o ofercie, zaś w kwestii praw i obowiązków przy zmianie sprzedawcy energii elektrycznej, wprowadzali w błąd zdezorientowanych seniorów.

Ponadto, na przestrzeni 2015 r. nadal występowało bardzo niepokojące zjawisko powoływania się przez przedstawicieli przedsiębiorstw energetycznych na lokalnego operatora systemu dystrybucyjnego, jak też na autorytet Urzędu Regulacji Energetyki czy też podszywania się pod pracowników URE. Z relacji skarżących wynikało, że odwiedzające je osoby wskazywały, że są przedstawicielami URE, bądź lokalnego dystrybutora, co miało uwiarygodnić ich w oczach potencjalnych odbiorców. Przy czym i te przypadki nacechowane były pośpiesznym działaniem konsultantów i „słabością” grupy docelowej adresatów (wiek, niepełnosprawność).

Powyższe problemy były więc szczególnie monitorowane. Kierowane były stosowne wyjaśnienia do skarżących, jak też niektóre ze spraw zostały przekazane do Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów w Warszawie do Departamentu Ochrony Interesów Konsumentów, zajmującego się m.in. praktykami naruszającymi zbiorowe interesy konsumentów.

Często też przedstawiciele przedsiębiorstw energetycznych nie udzielali odbiorcom pełnej i rzetelnej informacji na temat skutków finansowych odstąpienia od nowozawartej umowy sprzedaży energii elektrycznej po 14 dniach od daty jej zawarcia. W pismach kierowanych do przedsiębiorstw energetycznych zwracano uwagę na obowiązki ciążące na przedsiębiorstwie a wynikające z koncesji, oraz na konieczność podjęcia działań naprawczych, które pozwolą na zminimalizowanie skarg zgłaszanych przez konsumentów, co przełoży się na podniesienie jakości ich obsługi.

Ponadto, w wyniku dokonanych w 2015 r. zgłoszeń dotyczących przerw w dostawach energii elektrycznej i problemów w zakresie możliwości skutecznego zgłoszenia awarii przez odbiorców, Prezes URE wezwał pięciu największych OSDp tj. PGE Dystrybucja S.A., TAURON Dystrybucja S.A., ENERGA-Operator SA., ENEA Operator S.A., RWE Stoen Operator Sp. z o.o. do przedstawienia informacji w sprawie:

- stosowania kanałów komunikacji z odbiorcą w zakresie zgłoszenia awarii i sprawdzania stanu jej usunięcia poprzez infolinie, wiadomość tekstową (sms), formularz zgłoszeniowy (online), pocztę elektroniczną oraz inne,
- stosowania środków informowania odbiorców o sposobie dostępu do infolinii, celem zgłoszenia awarii i sprawdzenia, kiedy zostanie usunięta,
- możliwości kontaktu odbiorcy z operatorem w razie wystąpienia problemu z dostawą energii elektrycznej,
- przedstawienia procedury / schematu działania operatora w przypadku zgłoszenia awarii dostawy energii elektrycznej przez odbiorcę przyłączonego do sieci sąsiadującego operatora dystrybucyjnego (sytuacje takie mogą mieć miejsce, w przypadku skorzystania przez odbiorcę z numeru 991 i są wynikiem braku synchronizacji zasięgu telekomunikacyjnego na granicy dwóch sąsiadujących OSD).

Operatorzy przestali szczegółowo wyjaśnienia dotyczące procedur oraz stosowanych kanałów komunikacyjnych. Zgłoszenia awarii można dokonać poprzez infolinie alarmowe, infolinie dystrybucyjne, internetowe formularze oraz poprzez wiadomości tekstowe. Istnieje również możliwość sprawdzenia czasu usunięcia awarii. Nadto, poinformowano o zasadach i funkcjonowaniu procedury zgłoszeniowej w przypadku zgłoszenia awarii z sąsiedniego OSD. Przedstawione przez pięciu OSDp informacje wykazały szeroką skalę możliwości, z jakich może skorzystać odbiorca w sytuacjach nieplanowanych przerw w dostawach energii elektrycznej.

Powyższe działanie interwencyjne miało na celu dokonanie oceny poprawności i funkcjonowania procedur, jakie są dostępne dla odbiorców w sytuacjach awarii dostaw energii elektrycznej.

Działania interwencyjne w zakresie paliw gazowych

W 2015 r. przeprowadzono czynności wyjaśniające w odniesieniu do trzech przedsiębiorców, w stosunku do których powzięto informację, że mogą wykonywać koncesjonowaną działalność gospodarczą bez stosownej koncesji. Analiza zebranych dokumentów i informacji dostarczyła podstaw do stwierdzenia, że w powyższych sprawach wystąpiło uzasadnione podejrzenie popełnienia przez przedsiębiorców wykroczenia, określonego w art. 60¹ ustawy z 20 maja 1971 r. – Kodeks wykroczeń¹⁴⁴⁾. Zgodnie z tym przepisem, prowadzenie działalności gospodarczej bez wymaganej koncesji stanowi wykroczenie zagrożone karą ograniczenia wolności albo grzywny. O powyższych sprawach Prezes URE zawiadomił odpowiednie organy.

Ponadto przeprowadzono czynności wyjaśniające w stosunku do przedsiębiorcy, wobec którego powzięto informację o możliwości naruszania warunków określonych w koncesji lub innych warunków wykonywania koncesjonowanej działalności gospodarczej, określonych przepisami prawa. Dotychczas przeprowadzone czynności wyjaśniające nie dały podstaw do wszczęcia wobec badanego przedsiębiorcy postępowania w sprawie wymierzenia kary pieniężnej w związku z nieprzestrzeganiem warunków koncesji.

W 2015 r. podjęto również czynności wyjaśniające w związku z informacją przekazaną do URE przez pracowników jednego z operatorów systemów gazowych wskazującą na możliwość zaistnienia sytuacji zagrażającej prawidłowej realizacji ustawowych obowiązków tego operatora. Uzyskane w wyniku monitoringu informacje nie dały podstaw do stwierdzenia, że zagrożona będzie prawidłowa realizacja obowiązków nałożonych na operatora ustawą – Prawo energetyczne.

Ponadto w 2015 r. pojawiły się znane wcześniej z rynku energii elektrycznej problemy związane ze zmianą sprzedawcy paliwa gazowego. Są to problemy dotyczące głównie prawidłowości rozliczeń i wymiany danych między podmiotami działającymi na rynku gazu.

Działania interwencyjne w zakresie ciepła

W 2015 r. podjęto interwencje w zakresie pośrednictwa w negocjacjach pomiędzy niekoncesjonowanym przedsiębiorstwem ciepłowniczym a wspólnotami mieszkaniowymi. Sprawa dotyczyła zadawnionego konfliktu pomiędzy tymi podmiotami, w zakresie zawarcia umowy na dostawę ciepła, a w szczególności poruszano kwestie związane ze sposobem opomiarowania budynków oraz źródła ciepła, a także kwestie rozgraniczenia eksploatowanej infrastruktury ciepłowniczej. Na skutek negocjacji prowadzonych z udziałem urzędu, sprawa zakończyła się kompromisem i zostały zawarte stosowne umowy na dostawę ciepła.

Kolejna interwencja URE była związana z przebudową infrastruktury ciepłowniczej oraz elektroenergetycznej przedsiębiorstwa energetycznego i związaną z tym zmianą w zakresie dostaw tych mediów do odbiorców. W wyniku przeprowadzonej interwencji zainteresowane strony osiągnęły

¹⁴⁴⁾ Dz. U. z 2015 r. poz. 1094 z późn. zm.

kompromis i porozumienie, skutkujące finalnie zawarciem umowy na dostawy ciepła i energii elektrycznej.

Podjęwane były także działania związane z licznymi skargami na podmioty prowadzące działalność gospodarczą w zakresie obrotu ciepłem wchodzące w skład grupy kapitałowej znaczącego dostawcy ciepła. Podmioty te z uwagi na wielkość obrotu nie podlegają obowiązkowi uzyskania koncesji na działalność związaną z obrotem ciepłem, a tym samym nie mają obowiązku przedstawienia taryfy dla ciepła Prezesowi URE do zatwierdzenia. Skargi dotyczyły znaczących wzrostów opłat za ciepło. Z uwagi na stwierdzone wątpliwości co do transparentności działań przedsiębiorstw energetycznych, sprawa została skierowana do ewentualnego rozpatrzenia przez Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

6.1.3. Kontrola realizacji obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej i paliw gazowych

Zgodnie z art. 23 ust. 4a ustawy – Prawo energetyczne Prezes URE jest zobowiązany do przeprowadzenia kontroli wykonania obowiązku, o którym mowa w art. 49a ust. 1 i 2¹⁴⁵⁾ oraz art. 49b ust. 1¹⁴⁶⁾ ustawy – Prawo energetyczne (obowiązek publicznej sprzedaży energii elektrycznej oraz obowiązek publicznej sprzedaży wysokometanowego gazu ziemnego).

Obowiązek publicznej sprzedaży energii elektrycznej (art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne)

W 2015 r. Prezes URE ostatecznie zakończył kontrolę wykonania obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej, o którym mowa w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne, przez przedsiębiorstwa energetyczne objęte powyższym obowiązkiem¹⁴⁷⁾ w 2012 r., tj. za okres od 1 stycznia 2012 r. do 31 grudnia 2012 r. Na podstawie art. 49a ust. 9 ustawy – Prawo energetyczne przedsiębiorstwa energetyczne objęte tym obowiązkiem złożyły Prezesowi URE, w ustawowym terminie, tj. do 31 marca 2013 r. sprawozdania z realizacji obliwa giełdowego za 2012 r. Ze wszystkich przedsiębiorstw energetycznych, które złożyły Prezesowi URE ww. sprawozdania, sześć korzystało z programu pomocy publicznej określonego ustawą o rozwiązaniu KDT, a więc zobowiązanych było

¹⁴⁵⁾ 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.

¹⁴⁶⁾ Zgodnie z art. 49b ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się obrotem paliwami gazowymi jest obowiązane sprzedawać nie mniej niż 55% gazu ziemnego wysokometanowego wprowadzonego w danym roku do sieci przesyłowej:

- 1) w punktach wejścia do krajowego systemu przesyłowego na połączeniach z systemami przesyłowymi innych państw lub
- 2) siecią gazociągów kopalnianych, lub
- 3) terminalami skroplonego gazu ziemnego

– na giełdach towarowych w rozumieniu ustawy z 26 października 2000 r. o giełdach towarowych lub na rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany w rozumieniu przepisów ustawy z 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi.

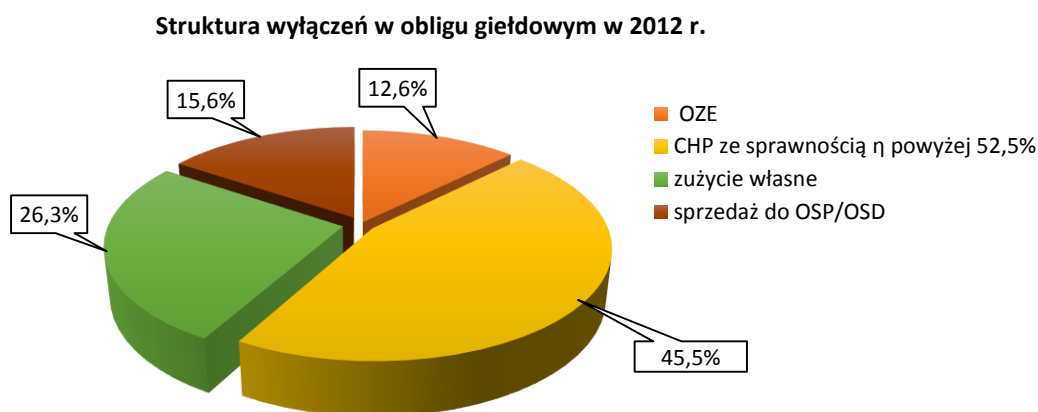
¹⁴⁷⁾ Obowiązek określony w art. 49a ustawy – Prawo energetyczne dotyczy przedsiębiorstw energetycznych posiadających koncesję Prezesa URE na wytwarzanie energii elektrycznej, które w roku kalendarzowym objętym tym obowiązkiem, wytwarzały energię elektryczną w jednostkach wytwórczych o mocy powyżej 50 MWe.

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. Kontrolą wykonania przez przedsiębiorstwa energetyczne obliża giełdowego objęto przedsiębiorstwa (według stanu na koniec roku kalendarzowego), które wytwarzały w 2012 r. energię elektryczną w jednostkach wytwórczych o łącznej mocy zainstalowanej powyżej 50 MW.

Przeprowadzona kontrola wykazała, że wszystkie przedsiębiorstwa energetyczne nią objęte wyprodukowały łącznie ponad 143 TWh energii elektrycznej. Wolumen wytworzonej energii elektrycznej, który powinien zostać sprzedany w 2012 r. przez przedsiębiorstwa energetyczne w sposób określony w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne, wyniósł 78,7 TWh, co stanowi ok. 55% energii elektrycznej brutto wyprodukowanej przez te przedsiębiorstwa (nie uwzględniając produkcji w jednostkach o łącznej mocy zainstalowanej niższej i równej 50 MW). W rzeczywistości wytwórcy ci sprzedali w powyższym trybie 82,4 TWh, co stanowi ponad 100% wolumenu obowiązku wynikającego z art. 49a ustawy – Prawo energetyczne. Sprzedaż energii elektrycznej realizowana była poprzez sprzedaż na TGE S.A. w ilości 96,7% energii sprzedanej w ramach realizacji obowiązku publicznej sprzedaży oraz poprzez Giełdę Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. – 3,3% tej energii. 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 ustawy – Prawo energetyczne oraz zwolnienia, o których mowa w art. 49a ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne. Suma ww. wyłączeń i zwolnień z obowiązku publicznej sprzedaży u kontrolowanych przedsiębiorstw energetycznych stanowi około 31,8% produkcji energii elektrycznej brutto jednostek o mocy powyżej 50 MW, a ich struktura przedstawiona jest na poniższym rysunku.

Rysunek 42. Struktura przedmiotowa wyłączeń z obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej w 2012 r.



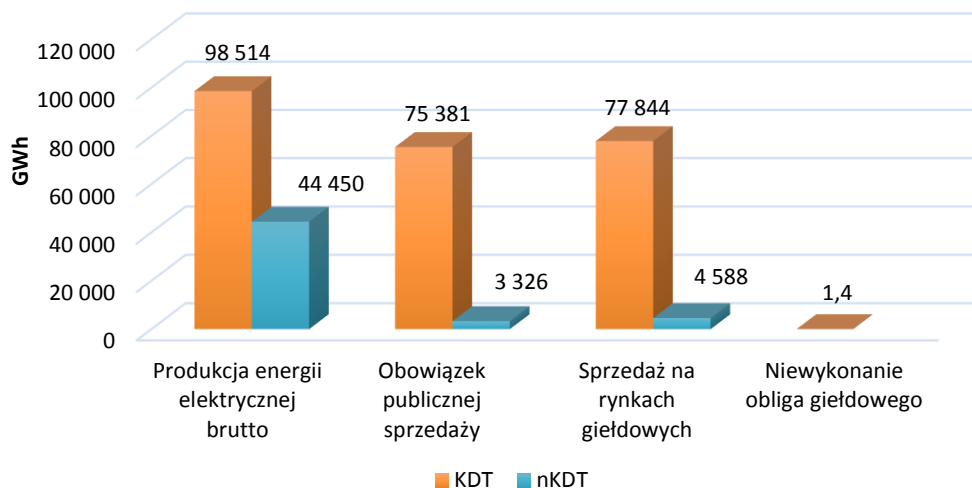
Źródło: opracowanie własne URE.

Zgodnie z rys. 42 największą część wynoszącą 45,5% wszystkich wyłączeń z obowiązku publicznej sprzedaży stanowi energia elektryczna wytworzona w kogeneracji ze sprawnością przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną lub mechaniczną i ciepło użytkowe w kogeneracji (średnioroczna sprawność ogólna) wyższą niż 52,5% (CHP). W stosunku do pierwszego roku obowiązywania art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne nastąpił spadek wyłączenia energii elektrycznej wytworzonej w kogeneracji ze względu na zmianę przepisu art. 49a ust. 5 pkt 3 ww. ustawy (w 2010 r. wynosił on 53%).

Rysunek 43 przedstawia produkcję energii elektrycznej oraz zakres i stopień wykonania obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej przez przedsiębiorstwa energetyczne zobowiązane sprzedawać

100% i 15% wytworzonej energii w ramach realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne (odpowiednio tzw. KDT i nKDT).

Rysunek 43. Realizacja obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej w 2012 r.



Źródło: opracowanie własne URE.

Analogicznie jak w poprzednich latach dla ułatwienia przygotowania przez przedsiębiorstwa energetyczne sprawozdania z realizacji obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej za 2014 r., Prezes URE przygotował i opublikował w marcu 2015 r. stosowne wytyczne – *Informację dotyczącą zakresu Sprawozdań przedsiębiorstw energetycznych z realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne oraz sposobu obliczania tego obowiązku*. Ustawa nakłada obowiązek przekazania Prezesowi URE w terminie do 31 marca sprawozdań z realizacji przedmiotowego obowiązku za rok poprzedni.

W 2015 r. Prezes URE rozpoczął także kontrolę wykonania obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej w latach 2013–2014. Kontrola jest realizowana na podstawie złożonych przez przedsiębiorstwa energetyczne sprawozdań, stosownie do art. 49a ust. 9 ustawy – Prawo energetyczne.

Obowiązek publicznej sprzedaży wysokometanowego gazu ziemnego (art. 49b ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne)

11 września 2013 r. weszły w życie przepisy art. 49b ustawy – Prawo energetyczne przewidujące obowiązek publicznej sprzedaży wysokometanowego gazu ziemnego. Obowiązkwowi temu podlegają przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się obrotem paliwami gazowymi, które zarezerwowały więcej niż 10% zdolności przesyłowych na połączeniach transgranicznych. Od 2015 r. obowiązek sprzedaży na giełdzie towarowej wynosi 55% wolumenu gazu ziemnego wysokometanowego wprowadzonego w danym roku do sieci przesyłowej przez zobowiązane przedsiębiorstwo. W 2014 r. jedynym przedsiębiorstwem energetycznym, które podlegało obowiązkowi publicznej sprzedaży gazu ziemnego był PGNiG S.A. W wyniku przeprowadzonej w 2015 r. kontroli Prezes URE ustalił, że PGNiG S.A. w 2014 r. nie w pełni wykonał przedmiotowy obowiązek. Biorąc powyższe pod uwagę, Prezes URE stosownie do art. 56 ust. 1 pkt 32 ustawy – Prawo energetyczne, wszczął postępowanie administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej temu przedsiębiorcy. Do końca 2015 r. postępowanie to nie zostało zakończone.

6.1.4. Opinie na wniosek Marszałków Województw dotyczące skutków zastosowania drugiej zasady łączenia

Stosownie do art. 23 ust. 2 pkt 21a ustawy – Prawo energetyczne, na wniosek organu właściwego do wydania pozwolenia zintegrowanego, o którym mowa w ustawie – Prawo ochrony środowiska¹⁴⁸⁾, Prezes URE w 2015 r. miał obowiązek wydawać opinie dotyczące skutków ekonomicznych, w tym wpływu na opłacalność wytwarzania energii, zastosowania do źródeł spalania paliw drugiej zasady łączenia, o której mowa w art. 157a ust. 2 pkt 2 ustawy – Prawo ochrony środowiska.

W związku z siedmioma wnioskami, które wpłynęły do Prezesa URE, w 2015 r. wydano siedem przedmiotowych opinii.

6.2. Kontrolowanie zapewnienia równego i otwartego dostępu do sieci transportowej dwutlenku węgla i podziemnych składowisk dwutlenku węgla

Ustawą z 27 września 2013 r. o zmianie ustawy – Prawo geologiczne i górnicze oraz innych ustaw¹⁴⁹⁾ zmieniającą m.in. ustawę o swobodzie działalności gospodarczej wprowadzono koncesję na przesyłanie dwutlenku węgla. Jednocześnie ww. ustawa wprowadziła zmiany w ustawie – Prawo energetyczne, wskazując, że organem właściwym w sprawach koncesjonowania ww. działalności gospodarczej jest Prezes URE. W art. 1 ust. 2a ustawy – Prawo energetyczne stanowi się, że ustawa określa także warunki wykonywania i kontrolowania działalności polegającej na przesyłaniu dwutlenku węgla w celu jego podziemnego składowania w celu przeprowadzenia projektu demonstracyjnego wychwytu i składowania dwutlenku węgla w rozumieniu art. 1 ust. 3 ustawy z 9 czerwca 2011 r. – Prawo geologiczne i górnicze¹⁵⁰⁾. Zgodnie zaś z nowym brzmieniem art. 32 ust. 1 uzyskania koncesji wymaga wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie przesyłania dwutlenku węgla. Jednocześnie wprowadzono obowiązek wyznaczenia operatora sieci transportowej dwutlenku węgla, którym może zostać wyłącznie podmiot posiadający koncesję na przesyłanie dwutlenku węgla.

Przedmiotowe zmiany weszły w życie 25 listopada 2013 r. Do 31 grudnia 2015 r. Prezes URE nie odnotował przypadku wystąpienia z wnioskiem w sprawie udzielenia koncesji na przesyłanie dwutlenku węgla ani zapytań podmiotów zainteresowanych wykonywaniem takiej działalności gospodarczej.

6.3. 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, art. 35 ustawy o efektywności energetycznej, czy art. 168 ustawy o odnawialnych źródłach energii, 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.

¹⁴⁸⁾ Ustawa z 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2013 r. poz. 1232 z późn. zm.).

¹⁴⁹⁾ Dz. U. z 2013 r. poz. 984.

¹⁵⁰⁾ Dz. U. Nr 163, poz. 981 oraz z 2013 r. poz. 21 i 1238.

Wysokość kary pieniężnej, wymierzonej przez Prezesa URE, nie może przekroczyć 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym. Jeżeli kara pieniężna związana jest z działalnością prowadzoną na podstawie koncesji, wysokość kary nie może przekroczyć 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy, wynikającego z działalności koncesjonowanej, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym.

W 2015 r. Prezes URE, na mocy przysługujących regulatorowi uprawnień, wymierzył podmiotom regulowanym kary za nieprzestrzeganie przepisów Prawa energetycznego oraz innych ustaw związanych z zadaniami Prezesa URE w zakresie regulacji rynku paliw i energii, których łączna wartość wyniosła 12 247 175,79 zł kary. To efekt 546 postępowań prowadzonych przez departamenty i oddziały terenowe URE, z których 230 zakończyło się wymierzeniem określonej kary.

W szczególności, w roku sprawozdawczym prowadzone były postępowania administracyjne o wymierzenie kar pieniężnych na podstawie art. 56 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne w zakresie:

- 1) nieprzestrzegania obowiązków zakupu energii elektrycznej, o której mowa w art. 9a ust. 6 (pkt 1a) – 1 postępowanie zostało zakończone odstąpieniem od wymierzenia kary pieniężnej,
- 2) nieprzestrzegania obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectwa pochodzenia, świadectw pochodzenia biogazu lub świadectwa pochodzenia z kogeneracji względnie uiszczenia opłat zastępczych (pkt 1a) – 4 postępowania zakończyły się nałożeniem kary w łącznej wysokości 49 816,85 zł, w 6 przypadkach umorzono postępowanie,
- 3) nieprzestrzegania obowiązku utrzymywania zapasów paliw (pkt 2) – 1 postępowanie zakończyło się nałożeniem kary w wysokości 5 000 zł, w 1 przypadku odstąpiono od wymierzenia kary pieniężnej,
- 4) stosowania cen i taryf bez przedstawienia ich Prezesowi URE do zatwierdzenia (pkt 5) – 4 postępowania zakończyły się nałożeniem kary w łącznej wysokości 1 212 818,58 zł,
- 5) stosowania cen lub stawek opłat wyższych od zatwierdzonych lub stosowania taryfy niezgodnie z określonymi w niej warunkami (pkt 6) – 1 postępowanie zakończyło się nałożeniem kary w wysokości 10 000 zł,
- 6) odmowy udzielenia informacji, o których mowa w art. 28 ustawy – Prawo energetyczne (pkt 7) – 15 postępowań zakończyło się nałożeniem kary w łącznej wysokości 54 599 zł, w 16 przypadkach odstąpiono od wymierzenia kary pieniężnej, w 3 przypadkach umorzono postępowanie,
- 7) świadomego lub wynikającego z niedbalstwa wprowadzania w błąd Prezesa URE w zakresie przedstawianych na jego żądanie informacji, o których mowa w art. 28 ustawy – Prawo energetyczne (pkt 7a) – 1 postępowanie zakończyło się nałożeniem kary w wysokości 4 000 zł,
- 8) nieprzestrzegania obowiązków wynikających z koncesji (pkt 12) – 163 postępowania zakończyły się nałożeniem kary w łącznej wysokości 9 546 432,42 zł, w 14 przypadkach odstąpiono od wymierzenia kary pieniężnej,
- 9) nieprzedstawienia odbiorcom projektów wprowadzenia zmian w zawartych umowach, ze względu na likwidację 1 stycznia 2011 r. grup taryfowych G11e, G12e i G12p – (pkt 12) – prowadzone w 2011 r. postępowanie zakończyło się nałożeniem na przedsiębiorstwo kary pieniężnej w wysokości 300 000 zł. Wyrokiem z 18 sierpnia 2015 r. Sąd Najwyższy uchylił zaskarżony wyrok Sądu Apelacyjnego w Warszawie oraz zmienił poprzedzający go wyrok Sądu Okręgowego w Warszawie w ten sposób, że uchylił decyzję Prezesa URE. Na podstawie powyższego wyroku Prezes URE w 2015 r. umorzył to postępowanie,
- 10) prowadzenia działalności gospodarczej bez wymaganej koncesji (pkt 12a) – 5 postępowań zakończyło się nałożeniem kary w łącznej wysokości 608 905 zł, w 1 przypadku odstąpiono od wymierzenia kary pieniężnej,
- 11) wstrzymywania lub ograniczenia z nieuzasadnionych powodów dostarczania paliw i energii do odbiorców (pkt 14) – 2 postępowania zakończyły się nałożeniem kary w łącznej wysokości 70 000 zł,
- 12) zwlekaniu z nieuzasadnionych powodów z powiadomieniem Prezesa URE lub zainteresowanego podmiotu o odmowie zawarcia umów (pkt 15) – 1 postępowanie zakończyło się nałożeniem kary w wysokości 20 000 zł, w 1 przypadku odstąpiono od wymierzenia kary pieniężnej,

- 13) nieprzestrzegania warunków i wymagań technicznych korzystania z systemu elektroenergetycznego, procedur postępowania i wymiany informacji, a także niestosowania się do zasad i obowiązków w zakresie bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej, planów i procedur stosowanych w sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, postanowień IRiESD, a także poleceń operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego, o których mowa w art. 11d ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne (pkt 19) – 2 postępowania zakończyły się nałożeniem kary w łącznej wysokości 170 000 zł,
- 14) nieprzestrzegania warunków i kryteriów niezależności operatora systemu, o którym mowa w art. 9d ust. 1-2 ustawy – Prawo energetyczne (pkt 20) – 1 postępowanie zakończyło się odstąpieniem od wymierzenia kary,
- 15) braku realizacji obowiązków operatora, tj. nie złożenia przez OSD sprawozdania dotyczącego mikroinstalacji, o którym była mowa w art. 9w ustawy – Prawo energetyczne (pkt 24) – 3 postępowania zakończyły się nałożeniem kary w łącznej wysokości 3 000 zł, w 24 przypadkach stwierdzono naruszenie przepisów, jednak odstąpiono od nałożenia kary pieniężnej, w 3 przypadkach umorzono postępowanie,
- 16) świadczenia usługi dystrybucji paliw gazowych nie będąc operatorem systemu dystrybucyjnego wyznaczonym na podstawie art. 9h ustawy – Prawo energetyczne (pkt 24a) – 3 postępowania zakończyły się nałożeniem kary w łącznej wysokości 9 500 zł,
- 17) nie wystąpienia do Prezesa URE z wnioskiem, o którym mowa w art. 9h ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, tj. z wnioskiem o wyznaczenie operatora systemu dystrybucyjnego gazowego (pkt 25) – 1 postępowanie zakończyło się nałożeniem kary w wysokości 5 000 zł,
- 18) nieprzedstawienia sprawozdania z realizacji planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną (pkt 31) – 6 postępowań zakończyło się odstąpieniem od wymierzenia kary pieniężnej, w 3 przypadkach umorzono postępowanie,
- 19) nieprzedstawienia, do uzgodnienia z Prezesem URE, projektu planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną (pkt 31) – 3 postępowania zakończyły się odstąpieniem od wymierzenia kary pieniężnej, w 1 przypadku umorzono postępowanie,
- 20) nieprzedstawienia, do uzgodnienia z Prezesem URE, projektu aktualizacji planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną (pkt 31) – 3 postępowania zakończyły się nałożeniem kary w łącznej wysokości 3 000 zł, w 9 przypadkach odstąpiono od wymierzenia kary pieniężnej, w 1 przypadku umorzono postępowanie,
- 21) nieprzestrzegania obowiązku przekazania informacji o realizacji umów dotyczących zakupu gazu ziemnego z zagranicy (pkt 32) – 3 postępowania zakończyły się nałożeniem kary w łącznej wysokości 7 000 zł, w 1 przypadku umorzono postępowanie administracyjne.

Ponadto, w 2015 r. prowadzone były postępowania administracyjne o wymierzenie kar pieniężnych na podstawie:

- 1) art. 33 ust. 1 pkt 5 ustawy o biopaliwach – niezapewnienie minimalnego udziału biokomponentów i innych paliw odnawialnych w ogólnej ilości paliw ciekłych i biopaliw ciekłych sprzedanych lub zbytych w innej formie lub zużytych przez niego na potrzeby własne – 2 postępowania zakończyły się nałożeniem kary w łącznej wysokości 355 042,44 zł,
- 2) art. 33 ust. 1 pkt 7a ustawy o biopaliwach (wcześniej art. 33 ust. 1 pkt 8) – niezłożenie w terminie Prezesowi URE sprawozdania kwartalnego – 7 postępowań zakończyło się nałożeniem kary w łącznej wysokości 35 000 zł,
- 3) art. 63 ust. 1 pkt 6 ustawy o zapasach – nieprzedstawienie w wyznaczonym terminie informacji, o których mowa w art. 27 ust. 2 ustawy o zapasach – 6 postępowań w sprawie nałożenia kar pieniężnych na osoby kierujące (członków zarządu) działalnością przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie przywozu gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży odbiorcom zakończyło się wydaniem decyzji na łączną kwotę 48 061,50 zł,

- 4) art. 168 pkt 11 ustawy OZE – nieprzedstawienie w terminie sprawozdania, o którym mowa w art. 6 ust. 3 lub w art. 9 ust. 1 pkt 7 ustawy OZE, lub podawania w tym sprawozdaniu nieprawdziwych informacji – wszczęto 74 postępowania, które na koniec 2015 r. były w trakcie rozpatrywania.

W odniesieniu do postępowań w sprawie nałożenia kary pieniężnej wszczętych w 2015 r. na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 31 ustawy – Prawo energetyczne, należy zauważyć, że w porównaniu do 2014 r. liczba ta zdecydowanie zmalała (w latach 2014–2015 wszczęto odpowiednio 17 i 9 postępowań). Wynikało to z faktu wejścia w życie ustawy nowelizującej, która nadała nowe brzmienie przepisom ustawy – Prawo energetyczne, w tym zmianie uległ art. 16 określający tryb oraz kryteria sporządzania, przedkładania oraz uzgadniania planów rozwoju, aktualizacji planu rozwoju oraz sprawozdań z ich wykonania. Większość postępowań prowadzonych w 2014 r., wynikała z błędnej interpretacji tych zapisów przez przedsiębiorstwa energetyczne.

W 2015 r. nie wszczęto nowych postępowań w zakresie naruszenia polegającego na nieprzebrzeganiu instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 9 ustawy – Prawo energetyczne, tj. na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 19 ustawy – Prawo energetyczne. W 2014 r. na ww. podstawie wszczęto pięć postępowań. W 2015 r. kontynuowano dwa postępowania wszczęte w 2014 r., które zakończyły się nałożeniem kary pieniężnej na OSD. Ww. postępowania prowadzono przeciwko OSD w związku z ujawnieniem okoliczności wskazujących na nieprawidłowości przy przeprowadzeniu procedury zmiany sprzedawcy, do których dochodziło w latach 2013–2014. W toku prowadzonych postępowań ustalono, że główną przyczyną ww. nieprawidłowości było błędne funkcjonowanie systemu informatycznego OSD.

Ważną kategorią spraw, które pojawiły się po raz pierwszy w omawianym okresie w związku z wejściem w życie przepisów ustawy OZE, jest nieprzedstawianie Prezesowi URE sprawozdania, o którym mowa w art. 6 ust. 3 lub w art. 9 ust. 1 pkt 7 ustawy OZE lub podawanie w tym sprawozdaniu nieprawdziwych informacji (art. 168 pkt 11 ustawy OZE). Wszczęcie tego rodzaju spraw nastąpiło pod koniec 2015 r., wobec czego wszystkie na 31 grudnia 2015 r. pozostawały jeszcze w rozpatrywaniu.

Analizując prowadzone w oddziałach terenowych URE postępowania administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej, należy stwierdzić, że większość zakończonych postępowań administracyjnych dotyczyła kar pieniężnych za naruszenie warunków koncesji (blisko 88% wszystkich wymierzonych kar), zwłaszcza w zakresie obrotu paliwami ciekłymi (art. 56 pkt 12 ustawy – Prawo energetyczne).

6.4. Rozstrzyganie sporów

W zakresie rozstrzygania sporów z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne największy ciężar gatunkowy mają sprawy związane z odmowami przyłączenia do sieci elektroenergetycznej odnawialnych źródeł energii. Kwestie związane z wydawaniem rozstrzygnięć w tym zakresie zostały omówione w pkt 1.6.4. niniejszego Sprawozdania.

Na liberalizowanych rynkach paliw i energii na szczególną uwagę Prezesa URE zasługuje doskonalenie istniejących, jak też wypracowywanie nowych mechanizmów i standardów gwarantujących ochronę interesów odbiorców, w szczególności tych słabych ekonomicznie, przed nieuczciwymi praktykami przedsiębiorstw energetycznych. Do najistotniejszych aspektów tej ochrony należy zapewnienie uczestnikom rynków paliw i energii możliwości szybkiego, obiektywnego oraz fachowego rozwiązywania sporów. Dlatego też, jedna ze szczególnych sfer aktywności urzędu, koncentruje się na maksymalnym wykorzystywaniu, podczas rozpatrywania sporów, nowoczesnych metod rozwiązywania konfliktów. W obszarze spraw spornych w 2015 r. były kontynuowane działania o charakterze mediacyjnym, podejmowane głównie przez oddziały terenowe URE w całej Polsce. Miały one na celu przekonanie uczestników postępowań, że załatwienie sprawy w drodze porozumienia to najlepszy sposób rozwiązania sporu. Nie zawsze jednak można było doprowadzić do porozumienia,

m.in. z uwagi na charakter sprawy. Wydawane były wówczas przez Prezesa URE merytoryczne decyzje administracyjne rozstrzygające spór.

Na uwagę i podkreślenie zasługuje coraz większa świadomość odbiorców odnośnie przysługujących im praw. W okresie sprawozdawczym nastąpił znaczny wzrost złożonych wniosków o rozstrzygnięcie sporów związanych z działalnością przedsiębiorstw energetycznych, w szczególności w zakresie spraw, gdzie występowało zagrożenie wstrzymaniem dostaw paliw lub energii. Liczba tych wniosków wyniosła łącznie we wszystkich oddziałach terenowych URE 293, a w odniesieniu do 2014 r., w którym złożono łącznie 167 wniosków, wzrosła aż o 75%¹⁵¹⁾.

6.5. Statystyka publiczna

W 2015 r. Prezes URE brał udział w realizacji Programu Badań Statystycznych Statystyki Publicznej (PBSSP) na rok 2015¹⁵²⁾ jako współprowadzący dwa badania: *Elektroenergetyka i ciepłownictwo* oraz *Paliwa ciekłe i gazowe* zamieszczone w PBSSP 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) paliw ciekłych i biopaliw ciekłych, 2) świadectw efektywności energetycznej, 3) świadectw pochodzenia wydanych na energię elektryczną wytworzoną w źródłach odnawialnych i w kogeneracji, 4) umorzeń korekcyjnych CHP, 5) produkcji, dystrybucji i obrotu ciepłem, 6) działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych oraz 7) dane z bazy koncesyjnej Prezesa URE dotyczące udzielonych koncesji w zakresie energii elektrycznej i ciepła oraz przesyłania, dystrybucji i obrotu paliwami gazowymi. Zasoby informacyjne Prezesa URE, zgodnie z ustawą o statystyce, zaliczone są do systemów informacyjnych administracji publicznej¹⁵³⁾.

Prezes URE przekazywał także dane statystyczne w częściach:

- 1.26.06(076): *Infrastruktura techniczna sieci wodociągowych i kanalizacyjnych, ciepłowniczych, gazu z sieci oraz energii elektrycznej*. W związku z powyższym badaniem Prezes URE przekazał dla statystyki publicznej informacje z bazy koncesyjnej dotyczące przedsiębiorstw posiadających w 2015 r. koncesje na przesyłanie, dystrybucję i obrót paliwami gazowymi,
- 1.26.06(071): *Infrastruktura techniczna sieci wodociągowych i kanalizacyjnych, ciepłowniczych, gazu z sieci oraz energii elektrycznej* oraz w części 1.44.11(120): *Paliwa ciekłe i gazowe*. W związku z powyższym badaniem Prezes URE przekazał dla statystyki publicznej informacje z bazy koncesyjnej dotyczące przedsiębiorstw energetycznych posiadających w 2015 r. koncesje na przesyłanie paliw gazowych, dystrybucję paliw gazowych, magazynowanie paliw gazowych, skraplanie i regazyfikację gazu ziemnego oraz na obrót paliwami gazowymi oraz dane dotyczące paliw ciekłych i biopaliw ciekłych.

¹⁵¹⁾ Dane obrazujące strukturę tematyczną oraz ilościową spraw spornych rozpatrywanych w oddziałach terenowych URE obrazuje tab. 65 zamieszczona w pkt II.7. Sprawozdania.

¹⁵²⁾ Rozporządzenie Rady Ministrów z 27 sierpnia 2014 r. (Dz. U. z 2014 r. poz. 1330 z późn. zm.).

¹⁵³⁾ Są to systemy zbierania, gromadzenia i przetwarzania informacji przez organy administracji publicznej, Zakład Ubezpieczeń Społecznych, Narodowy Fundusz Zdrowia, Komisję Nadzoru Finansowego, organy rejestrowe, inne państwowe lub samorządowe osoby prawne oraz inne podmioty prowadzące rejestry urzędowe. Dane z tych systemów mogą być wykorzystane przez służby statystyki publicznej oraz innych użytkowników, m.in. resorty, organizacje międzynarodowe.

6.6. Publikowanie wskaźników cenowych

6.6.1. Średnia roczna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym oraz sposób jej obliczania

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 2014 r. średnia roczna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym wyniosła 163,58 zł/MWh, natomiast cena ta w 2015 r. wyniosła 169,99 zł/MWh. Jak wynika z powyższego średnia cena na rynku konkurencyjnym w 2015 r. wzrosła w stosunku do ceny w roku poprzednim o ok. 4%. Odnosząc wysokość średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w 2015 r. do rynku giełdowego prowadzonego przez TGE S.A. należy stwierdzić, że cena ta jest o ok. 9% wyższa niż średnia cena energii elektrycznej na rynku spotowym RDN w 2015 r. (155,66 zł/MWh), i jednocześnie o ok. 3% wyższa niż średnioważona wolumenem cena transakcyjna kontraktów rocznych w dostawie pasmowej na rok następny, na rynku terminowym, która w 2015 r. ukształtowała się na poziomie 164,37 zł/MWh.

Algorytm obliczania średniej rocznej ceny na rynku konkurencyjnym obejmował sprzedaż energii elektrycznej (wolumen oraz wartość) realizowaną przez wytwórców i spółki obrotu w konkurencyjnych segmentach krajowego hurtowego rynku energii elektrycznej, tj. do:

- spółek obrotu w ramach kontraktów dwustronnych,
- na giełdę energii.

Sprzedaż energii elektrycznej na rynek bilansujący nie została uwzględniona w algorytmie wyznaczania *cen* ze względu na techniczny charakter tego segmentu rynku.

W przypadku skonsolidowanych pionowo grup kapitałowych¹⁵⁴⁾ do wyliczenia *cen* został wzięty pod uwagę wolumen sprzedaży energii elektrycznej i wartość jej sprzedaży do spółek obrotu poza grupę kapitałową oraz na giełdę energii.

Poniżej przedstawiono algorytm wyznaczania średniej rocznej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym uwzględniający poszczególne segmenty rynku, które zostały wzięte pod uwagę do jej obliczenia.

$$C = \frac{\sum_{i=1}^n Po_i + \sum_{j=1}^m Pg_j}{\sum_{i=1}^n Eo_i + \sum_{j=1}^m Eg_j} \times 1000$$

gdzie:

- C – średnia roczna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym [zł/MWh],
- Po – roczne przychody ze sprzedaży energii elektrycznej: wytwórców¹⁵⁵⁾ do spółek obrotu poza grupę kapitałową oraz przedsiębiorstw obrotu¹⁵⁶⁾ do spółek obrotu poza grupę kapitałową w kontraktach bezpośrednich [tys. zł],
- Eo – roczny wolumen sprzedanej energii elektrycznej: wytwórców do spółek obrotu poza grupę kapitałową oraz przedsiębiorstw obrotu do spółek obrotu poza grupę kapitałową w kontraktach bezpośrednich [MWh],
- n – liczba spółek objętych badaniem, składających sprawozdanie G-10.1 k i G-10.4(Ob)k,

¹⁵⁴⁾ Grupa kapitałowa – grupa kapitałowa w rozumieniu art. 3 ust. 1 pkt 44 ustawy z 29 września 1994 r. o rachunkowości (Dz. U. z 2013 r. poz. 330).

¹⁵⁵⁾ Zbadano elektrownie ciepłe i elektrociepłownie, czyli wydzielone technicznie i terytorialnie obiekty będące samodzielnymi przedsiębiorstwami lub wchodzące w skład zespołów elektrowni bądź elektrociepłowni, zaklasyfikowane według PKD 2007 do grupy 35.1 oraz do grupy 35.3, składające sprawozdanie G-10.1 k *Sprawozdanie o działalności elektrowni ciepłej zawodowej*.

¹⁵⁶⁾ Zbadano przedsiębiorstwa zajmujące się obrotem energią elektryczną i składające sprawozdanie G-10.4(Ob)k *Sprawozdanie przedsiębiorstwa energetycznego prowadzącego obrót energią elektryczną*.

Pg – roczne przychody ze sprzedaży energii elektrycznej (dostarczonej) zrealizowane przez uczestników TGE S.A. [tys. zł],

Eg – roczny wolumen sprzedanej energii elektrycznej (dostarczonej) zrealizowanej przez uczestników TGE S.A. [MWh],

m – liczba spółek dokonujących sprzedaży na TGE S.A.

Średnia kwartalna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym oraz sposób jej obliczania

Obowiązek obliczania i ogłaszania sposobu obliczania średniej kwartalnej ceny energii elektrycznej sprzedawanej na rynku konkurencyjnym wynika z art. 195 ustawy OZE. Prezes URE ogłasza ww. cenę wraz z podaniem sposobu jej obliczania w terminie do 90 dni od dnia zakończenia każdego kwartału. Uwzględniając przepisy przejściowe ww. ustawy, cena ta została obliczona i opublikowana przez Prezesa URE po raz pierwszy we wrześniu 2015 r. i dotyczyła II kwartału tego roku.

Algorytm obliczania średniej kwartalnej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym jest analogiczny, jak w przypadku średniej rocznej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym.

Poniżej przedstawiono średnie kwortalne ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym opublikowane przez Prezesa URE w 2015 r.

Tabela 54. Średnie kwortalne ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym opublikowane w 2015 r.

2015 r.	
Kwartał	Średnia kwartalna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym [zł/MWh]
II	170,19
III	172,75
IV	167,36

Źródło: Dane TGE S.A. i URE.

Odnosząc wysokość średniej kwartalnej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w 2015 r. do rynku giełdowego prowadzonego przez TGE S.A. należy stwierdzić, że cena ta jest zbliżona do kwartalnych cen z rynku giełdowego. Algorytm przyjęty do wyliczania ceny w dużej mierze uwzględnia wolumeny energii elektrycznej sprzedawanej na rynku giełdowym, co pozwala uczestnikom hurtowego rynku energii elektrycznej z dużym przybliżeniem szacować jej wielkość jeszcze przed oficjalną publikacją ceny przez Prezesa URE.

6.6.2. Średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji

Ustawa – 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 2015 r. zostały opublikowane średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji w 2014 r., w jednostkach kogeneracji, o których mowa w art. 9l ust. 1 pkt 1-2 ustawy, tj. w jednostkach:

1) opalanych paliwami gazowymi lub o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej źródła poniżej 1 MW – 164,89 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 – 173,64 zł/MWh,
- 3) innych niż wymienione w pkt 1 i 2 – 163,25 zł/MWh.

Natomiast opublikowane w 2016 r. średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji w 2015 r., w jednostkach kogeneracji, o których mowa w art. 91 ust. 1 pkt 1-2 ustawy, odpowiednio wynosiły w jednostkach:

- 1) opalanych paliwami gazowymi lub o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej źródła poniżej 1 MW – 173,83 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 – 160,84 zł/MWh,
- 3) innych niż wymienione w pkt 1 i 2 – 170,46 zł/MWh.

Ceny te obliczone zostały jako iloraz przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w przedsiębiorstwach wytwórczych i wolumenu jej sprzedaży. Dane do obliczeń zostały pozyskane przez Prezesa URE bezpośrednio od przedsiębiorstw.

Informacje o cenach zostały zamieszczone na stronie internetowej URE.

6.6.3. Średnie ceny sprzedaży ciepła wytworzonego w należących do przedsiębiorstw posiadających koncesje jednostkach wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji

Ustawa – 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 niebędących jednostkami kogeneracji.

W marcu 2015 r. zostały obliczone i opublikowane ceny za 2014 r. Średnie ceny sprzedaży ciepła wynosiły, dla jednostek wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji:

- 1) opalanych paliwami węglowymi – 42,48 zł/GJ,
- 2) opalanych paliwami gazowymi – 75,66 zł/GJ,
- 3) opalanych olejem opałowym – 161,23 zł/GJ,
- 4) stanowiących odnawialne źródła energii – 46,99 zł/GJ.

W 2016 r. zostały obliczone i opublikowane ceny za 2015 r. Średnie ceny sprzedaży ciepła wynosiły, dla jednostek wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji:

- 1) opalanych paliwami węglowymi – 41,52 zł/GJ,
- 2) opalanych paliwami gazowymi – 75,24 zł/GJ,
- 3) opalanych olejem opałowym – 109,60 zł/GJ,
- 4) stanowiących odnawialne źródła energii – 46,44 zł/GJ.

Ceny te 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.

Informacje o tych cenach zostały zamieszczone na stronie internetowej URE.

6.6.4. Średnia cena energii elektrycznej dla gospodarstw domowych

Prawo energetyczne nakłada na Prezesa URE obowiązek polegający na zbieraniu i przetwarzaniu informacji dotyczących przedsiębiorstw energetycznych w celu obliczania i ogłaszania w terminie do

31 marca każdego roku średniej ceny energii elektrycznej dla odbiorcy w gospodarstwie domowym uwzględniającej opłatę za świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej, obliczonej na podstawie cen zawartych w umowach kompleksowych.

W marcu 2015 r. została opublikowana cena energii elektrycznej dla odbiorcy w gospodarstwie domowym uwzględniająca opłatę za świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej za 2014 r., która wyniosła 0,4927 zł/kWh.

W marcu 2016 r. została opublikowana cena energii elektrycznej dla odbiorcy w gospodarstwie domowym uwzględniająca opłatę za świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej za 2015 r., która wyniosła 0,5017 zł/kWh.

Średnia cena energii elektrycznej dla odbiorcy w gospodarstwie domowym uwzględniająca opłatę za świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej obliczona została jako iloraz przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej i wolumenu jej sprzedaży odbiorcom końcowym w gospodarstwach domowych posiadającym umowy kompleksowe. Do wyliczenia cen wykorzystane zostały dane ze sprawozdań Ministerstwa Gospodarki za 2014 r. i za 2015 r. sporządzanych przez przedsiębiorstwa prowadzące obrót energią elektryczną. Ceny te zostały opublikowane również w publikacjach ARE S.A. *Sytuacja w elektroenergetyce za IV kwartały 2014 r. oraz Sytuacja w elektroenergetyce za IV kwartały 2015 r.*

Informacje o tych cenach zostały zamieszczone na stronie internetowej URE.

6.6.5. Średnia kwartalna cena energii elektrycznej niepodlegająca obowiązkowi publicznej sprzedaży

Na podstawie art. 49a ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne Prezes URE jest zobowiązany do ogłoszenia w Biuletynie URE w terminie 14 dni od dnia zakończenia kwartału średniej kwartalnej ceny sprzedaży energii elektrycznej niepodlegającej obowiązkowi, o którym mowa w ust. 1 i 2 tego 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 2015 r. przedstawiały się następująco:

2015 r.		
Kwartał	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	172,22	15,5
II	172,39	12,2
III	174,74	12,9
IV	171,87	14,4

Źródło: URE na podstawie danych przekazanych przez wytwórców energii elektrycznej za poszczególne kwartały 2015 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.

Średnia kwartalna cena energii elektrycznej sprzedawanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne nie uległa większej zmianie w poszczególnych kwartałach 2015 r. i wahała się w wąskim przedziale od 171,87 zł/MWh do 174,74 zł/MWh.

6.6.6. Średnie kwartalne ceny zakupu gazu ziemnego z zagranicy

Prezes URE, na mocy art. 49c ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, zobowiązany jest do ogłaszania w Biuletynie URE średnich kwartalnych cen zakupu gazu ziemnego z zagranicy, w tym odrębnie dla gazu ziemnego sprowadzonego z państw członkowskich UE lub państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym oraz dla gazu ziemnego sprowadzanego z innych państw. Powyższe informacje publikowane są w terminie 45 dni od dnia zakończenia kwartału, biorąc pod uwagę przepisy o ochronie informacji niejawnych lub innych informacji prawnie chronionych.

W Komunikatach Prezesa URE nr 21/2015, nr 32/2015, nr 44/2015 i nr 6/2016 zostały przedstawione średnie ceny zakupu gazu ziemnego sprowadzanego z państw członkowskich UE lub z państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym w kolejnych kwartałach 2015 r. Z uwagi na zawartą w art. 49c ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne klauzulę nakazującą konieczność uwzględnienia przepisów o ochronie informacji niejawnych lub innych informacji prawnie chronionych, w związku ze strukturą otrzymanych danych publikacja średniej ceny zakupu gazu ziemnego z innych państw nie była możliwa.

Tabela 55. Średnie ceny zakupu gazu ziemnego z zagranicy w poszczególnych kwartałach 2015 r. w zł/MWh

W tym z:	I kwartał	II kwartał	III kwartał	IV kwartał
1) państw członkowskich UE lub z państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym	96,43	91,50	92,41	87,11
2) innych państw niż wskazane w pkt 1	informacje niejawne lub inne informacje prawnie chronione			

Źródło: URE.

6.6.7. Wskaźnik referencyjny ustalany dla potrzeb kalkulacji taryf

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 ciepło¹⁵⁷⁾. Przy zastosowaniu wskaźnika referencyjnego i średnich cen sprzedaży ciepła przedsiębiorstwa obliczają cenę referencyjną służącą do ustalenia planowanych przychodów ze sprzedaży ciepła przyjmowanych do kalkulacji cen i stawek opłat w taryfach dla ciepła, dla jednostek kogeneracji.

Działając na podstawie art. 47 ust. 2g ustawy – Prawo energetyczne Prezes URE ogłosił w marcu 2015 r. następujące wskaźniki referencyjne ustalone dla poszczególnych jednostek wytwórczych, o których mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. c ustawy:

- opalanych paliwami węglowymi – 1,0;
- opalanych paliwami gazowymi – 1,0;
- opalanych olejem opałowym – 1,0;
- stanowiących odnawialne źródła energii – 1,0.

Informacja o wskaźnikach została zamieszczona na stronie internetowej URE.

¹⁵⁷⁾ Dz. U. z 2010 r. Nr 194, poz. 1291.

6.7. Raport Prezesa URE o działalności gospodarczej w sektorze energetycznym oraz planach rozwoju operatorów systemu elektroenergetycznego i gazowego

Prezes URE, zgodnie z art. 23 ust. 2a ustawy – Prawo energetyczne, co dwa lata sporządza raport o warunkach gospodarowania w sektorze energetycznym, zawierający także ocenę planów rozwoju OSP i OSD pod kątem przyszłego bezpieczeństwa zaspokojenia zapotrzebowania na energię elektryczną i paliwa gazowe.

Raport, przekazany ministrowi gospodarki pod koniec czerwca 2015 r. pt. *„Warunki podejmowania i wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej i paliw gazowych oraz realizacja przez operatorów systemu elektroenergetycznego i gazowego planów rozwoju uwzględniających zaspokojenie obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną i paliwa gazowe”*, był trzecim z kolei dokumentem tego typu sporządzonym przez Prezesa URE. Pierwszy powstał w 2011 r.

Raport z 2015 r. różnił się znacznie od poprzednich edycji poszerzoną zawartością. W następstwie kolejnej nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne, obejmował także informacje z sektora paliw gazowych, w zakresie analogicznym jak dla elektroenergetyki.

Dokument składał się z trzech głównych części. W pierwszej omówiono zagadnienia gromadzenia i przekazywania do Komisji Europejskiej informacji o projektach inwestycyjnych krajowych firm sektora. Część druga zawierała szczegółowe dane i ocenę warunków podejmowania i prowadzenia działalności w zakresie wytwarzania i dystrybucji energii elektrycznej i paliw gazowych. W części trzeciej zawarto propozycje zmian przepisów prawa, które ułatwiłyby realizację polskiej polityki energetycznej.

6.8. Powoływanie komisji kwalifikacyjnych

Zadaniem komisji kwalifikacyjnych, jest sprawdzanie 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. Zgodnie z art. 54 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, osoby zajmujące się eksploatacją sieci oraz urządzeń i instalacji określonych w przepisach, o których mowa w art. 54 ust. 6 ww. ustawy, obowiązane są posiadać kwalifikacje potwierdzone świadectwem wydanym przez komisje kwalifikacyjne. Szczegółowe zasady powoływania oraz funkcjonowania komisji kwalifikacyjnych zawarte są w rozporządzeniu Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z 28 kwietnia 2003 r. w sprawie szczegółowych zasad stwierdzania kwalifikacji przez osoby zajmujące się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci¹⁵⁸⁾.

Od 2014 r. rozpatrywaniem wszystkich wniosków o powołanie, odwołane lub zmiany komisji kwalifikacyjnych zajmuje się Północny Oddział Terenowy URE z siedzibą w Gdańsku.

Sprawy związane z działalnością komisji kwalifikacyjnych, realizowane w 2015 r. przez Prezesa URE, dotyczyły m.in.:

- powoływania nowych komisji kwalifikacyjnych, w tym komisji na nową kadencję,
- dokonywania zmian aktów powołania już działających komisji, w szczególności w zakresie rozszerzenia uprawnień komisji bądź poszczególnych jej członków,
- odwoływania lub też powoływania poszczególnych członków do składów komisji,
- aktualizowania świadectw kwalifikacyjnych członków komisji,
- analizowania arkuszy sprawozdawczych z działalności komisji,
- podejmowania działań związanych z korektą nieprawidłowości występujących w pracach komisji,
- udzielania stosownych wyjaśnień i informacji różnym podmiotom, które zgłaszają się do Prezesa URE wnioski i zapytania.

¹⁵⁸⁾ Dz. U. z 2003 r. Nr 89, poz. 828 z późn. zm.

W 2015 r. wpłynęły 119 wnioski o powołanie komisji na kolejną kadencję, oraz 4 wnioski o powołanie nowych komisji kwalifikacyjnych. W 2015 r. Prezes URE powołał łącznie 110 komisji kwalifikacyjnych na kolejną kadencję, oraz 4 nowe komisje kwalifikacyjne. Jednocześnie w 2015 r. do Prezesa URE wpłynęło także 89 wniosków o zmianę aktów powołania komisji kwalifikacyjnych. Prezes URE dokonał zmian 79 aktów powołania komisji kwalifikacyjnych. Postępowania dotyczące pozostałych wniosków nadal są procedowane. Przyczynami zmian aktów powołania były przede wszystkim rozszerzenie zakresu uprawnień lub zmiana składu osobowego komisji, spowodowane zmianami funkcjonowania komisji oraz przyczynami losowymi. Natomiast w jednym przypadku Prezes URE odwołał komisję kwalifikacyjną z uwagi na planowane zaprzestanie jej działalności.

Jednocześnie w 2015 r. do Prezesa URE wpłynęło także 155 pism podmiotów, przy których powołano komisje kwalifikacyjne zawierające aktualne świadectwa kwalifikacyjne członków komisji, celem potwierdzenia prawidłowości działania poszczególnych komisji kwalifikacyjnych.

W trakcie weryfikacji dokumentacji komisji kwalifikacyjnych dokonano również analizy 284 arkuszy sprawozdawczych z działalności komisji kwalifikacyjnych, które wpłynęły do urzędu w 2015 r.

Według stanu na 31 grudnia 2015 r. w Polsce działało 391 komisji kwalifikacyjnych (388 w 2014 r. oraz 401 w 2013 r.), zaś w ich pracach uczestniczy aż 5 078 osób.

Tabela 56. Zestawienie czynnych komisji kwalifikacyjnych na 31 grudnia 2015 r., z podziałem na województwa

Lp.	Województwo/symbol województwa	Liczba czynnych komisji
1	Mazowieckie 14	57
2	Zachodniopomorskie 32	15
3	Lubuskie 08	11
4	Pomorskie 22	18
5	warmińsko-mazurskie 28	7
6	Lubelskie 06	22
7	Podlaskie 20	11
8	łódzkie 10	31
9	Świętokrzyskie 26	19
10	Dolnośląskie 02	22
11	Opolskie 16	10
12	Śląskie 24	61
13	Małopolskie 12	39
14	Podkarpackie 18	22
15	kujawsko-pomorskie 04	23
16	Wielkopolskie 30	23
	RAZEM	391

Źródło: URE.

Ponadto w 2015 r. wpłynęło 35 pism podmiotów i osób fizycznych w sprawie udzielenia wyjaśnień w zakresie funkcjonowania komisji kwalifikacyjnych, a także kwestii związanych ze świadectwami kwalifikacyjnymi. W związku z tymi zapytaniem należy wskazać na poruszane w nich zagadnienia, które dotyczyły m.in.:

- ważności świadectw kwalifikacyjnych, w kontekście brzmienia zapisu art. 54 ust. 1c pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne,
- okresu przechowywania dokumentacji komisji kwalifikacyjnych,
- obowiązku posiadania dodatkowych wymagań kwalifikacyjnych, przez osoby eksploatujące instalacje i urządzenia energetyczne,
- dokumentów, które należy załączyć do wniosku o powołanie lub zmianę składu komisji kwalifikacyjnej,
- rezygnacji członków komisji z prac w komisjach kwalifikacyjnych.

Na powyższe zapytania udzielano szczegółowych wyjaśnień. Łącznie w 2015 r. wpłynęło 579 spraw związanych z komisjami kwalifikacyjnymi.

6.9. Rozwój sieci inteligentnych

W 2015 r., w związku z brakiem postępu w określeniu podstawy prawnej dla zaangażowania Prezesa URE w ten obszar tematyczny (jedynym dokumentem na szczeblu krajowym jest *Polityka Energetyczna Polski do roku 2030*), Prezes URE prowadził następujące działania:

- opublikowanie Specyfikacji Technicznej elementów infrastruktury AMI,
- bieżąca ocena projektów pilotażowych wdrażania infrastruktury AMI w OSD_e, w szczególności ich zakresu, harmonogramów i budżetów, w tym ocena procesów wdrażania liczników bilansujących instalowanych na potrzeby regulacji jakościowej,
- współpraca z Ministerstwem Gospodarki w zakresie opiniowania projektów krajowych aktów prawnych oraz dokumentów Komisji Europejskiej, związanych z wdrażaniem inteligentnych sieci elektroenergetycznych oraz zdalnego opomiarowania,
- współpraca z Ministerstwem Administracji i Cyfryzacji w zakresie polityki ochrony prywatności oraz wdrażania Narodowego Planu Szerokopasmowego,
- współpraca z PTPIREE w zakresie promowania technologii bezprzewodowej, bezpiecznej wymiany liczników energii elektrycznej,
- udział w przygotowaniu odpowiedzi na interpelacje poselskie dotyczące problematyki inteligentnych sieci,
- przygotowywanie opinii, informacji i odpowiedzi na zapytania firm, mediów, podmiotów gospodarczych i obywateli w kwestiach związanych z potencjałem i rozwojem inteligentnych sieci oraz zasobów rozproszonych,
- nawiązanie współpracy z PTPIREE, Polskim Komitetem Normalizacyjnym i Akademią Górniczo-Hutniczą w kwestii dopuszczalnych poziomów kompatybilności elektromagnetycznej w paśmie częstotliwości przewidzianym do wykorzystania przez OSD_e (CENELEC A).

7. URE W LICZBACH – DZIAŁALNOŚĆ REGULACYJNA URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

Tabela 57. Działalność URE w zakresie koncesjonowania – liczba koncesjonowanych przedsiębiorstw – stan na 31 grudnia 2015 r.

Koncesjonowane przedsiębiorstwa*			
elektroenergetyka	gazownictwo	ciepłownictwo	paliwa ciekłe
1 512	179	431	7 970

* Dotyczy urzędu jako całości – wszyscy koncesjonariusze.

Tabela 58. Działalność OT URE w zakresie koncesjonowania – w 2015 r.

	Wnioski w sprawach koncesyjnych ogółem rozpatrywane w 2015 r.	w tym zwrot wniosku	Decyzje w sprawach koncesyjnych						Zawiadomienia kończące postępowania w sprawach koncesyjnych
			ogółem	w tym:					ogółem
				udzielenie	zmiana	cofnięcie, uchylene lub wygaśnięcie	odmowa udzielenia, zmiany lub cofnięcia	umorzenie postępowania	
Koncesje	4 675	35	3 593	1 365	1 076	928	81	143	221
Promesy	378	2	282	209	48	0	2	23	18
Razem	5 053	37	3 875	1 574	1 124	928	83	166	239

Liczba złożonych wniosków przez przedsiębiorców ubiegających się o udzielenie koncesji w 2015 r. była porównywalna z 2014 r., również liczba wydanych decyzji w zakresie działalności ciepłowniczej, zaopatrzenia w energię elektryczną i gaz, czy w zakresie obrotu paliwami ciekłymi w roku sprawozdawczym była na zbliżonym poziomie.

Tabela 59. Działalność OT URE na rynku energii elektrycznej, gazu i ciepła – w 2015 r.

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		
2 066	297	253	22	22	481	287

* 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.

Należy wskazać, że w 2015 r. nastąpiły zmiany przepisów prawa w zakresie wykonywania działalności gospodarczej wymagającej uzyskania koncesji – dotyczyło to w głównej mierze działalności w zakresie wytwarzania energii elektrycznej. Z obowiązku uzyskania koncesji zostali wyłączeni wytwórcy produkujący energię elektryczną w mikroinstalacji lub w małej instalacji odnawialnego źródła energii.

Tabela 60. Działalność OT URE na rynku paliw ciekłych – w 2015 r.

Koncesjonowane przedsiębiorstwa prowadzące działalność w zakresie obrotu paliwami ciekłymi	Wnioski w sprawach koncesji na obrót paliwami ciekłymi rozpatrywane w 2015 r.	Decyzje w sprawach koncesyjnych				
		ogółem	w tym*:			
			udzielenie	zmiana	odmowa udzielenia	odmowa zmiany
7 952	2 916	2 066	1 068	589	76	1

* W 2015 r. zostały wydane także 332 decyzje dot. umorzeń, cofnięć i wygaśnięć koncesji.

Tabela 61. Efekty regulacyjne OT URE z procesu zatwierdzania taryf w ciepłownictwie – w 2015 r.

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]		[%]		
9 761 604,01	9 592 878,89	168 725,12	4,05	2,25

Tabela 62. Efekty regulacyjne OT URE z procesu zatwierdzania taryf dla energii elektrycznej – w 2015 r.

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]		[%]		
255 923,50	250 806,36	5 117,14	3,42	1,37

Tabela 63. Efekty regulacyjne OT URE z procesu zatwierdzania taryf dla gazu – w 2015 r.

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]		[%]		
183 942,24	175 022,67	8 919,57	-1,93	-6,76

Efekty regulacyjne prowadzonych 481 postępowań w sprawie zatwierdzenia taryf dla ciepła, energii elektrycznej czy gazu są nieco mniejsze niż w 2014 r., ale wzrost opłat dla odbiorców końcowych jest niższy niż w roku porównawczym. W ciepłownictwie odnotowano w 2015 r. mniejszy wzrost cen i stawek opłat (w 2014 r. wzrost wynosił 3,43%, obecnie 2,25%). W gazie nastąpiło znaczne obniżenie cen i stawek (o 6,8%) w stosunku do 2014 r., w którym odnotowano minimalny wzrost (0,36%). W energii elektrycznej wzrosty nowych cen i stawek opłat kształtowały się na zbliżonym poziomie jak w 2014 r. (wzrost o nieco 1%).

Tabela 64. Skargi i kary w OT URE – w 2015 r.

ogółem	Skargi				Nałożone kary	
	z tego dotyczące:				liczba	łącznie wysokość [zł]
	ciepła	energii elektrycznej	gazu	paliw ciekłych		
2 905	108	2 512	279	6	163	4 688 374

W 2015 r. do oddziałów terenowych URE wpłynęło blisko 10% więcej skarg niż w 2014 r. – największy odsetek tych spraw (86%) dotyczył problemów związanych z energią elektryczną. W roku sprawozdawczym wzrosła również liczba prowadzonych przez oddziały terenowe postępowań w zakresie wymierzania kar pieniężnych. Postępowania te zostały zakończone nałożeniem na przedsiębiorstwa energetyczne i przedsiębiorców 163 kar, co stanowi ponad 50% więcej wydanych decyzji niż w roku poprzednim.

Tabela 65. Realizacja kompetencji Prezesa URE w zakresie rozstrzygnięcia przez OT URE spraw spornych na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne – w 2015 r.

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		
293	148	73	18	53	4	37	18

Większa świadomość odbiorców w zakresie dochodzenia swoich praw, skutkowałą składaniem w 2015 r. dużo większej liczby wniosków o rozstrzygnięcie sporów na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. W porównaniu do 2014 r. liczba ta zwiększyła się aż o 75%.

Tabela 66. Działalność dotycząca monitorowania i kontroli OT URE *. ** – w 2015 r.

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
1 266	642	517	154	136	485

* 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.

Działalność oddziałów terenowych URE w zakresie monitorowania i kontroli była w roku sprawozdawczym ilościowo porównywalna z 2014 r.

Tabela 67. Pozostała działalność OT URE – w 2015 r.

Sprawy nie wymienione w poprzednich tabelach wymagające od Prezesa URE podjęcia stosownych działań				
ogółem	z tego dotyczące:			
	ciepła	energii elektrycznej	gazu	paliw ciekłych
4 017 *	612	1 870	55	1 479

* W tym 1 sprawa dotycząca koncesji na handel węglem.

Pozostała działalność oddziałów terenowych URE w 2015 r. była na zdecydowanie wyższym poziomie ilościowym niż w 2014 r. – wzrost spraw o 45%. Było to spowodowane zmianą przepisów prawa i dodaniem dodatkowych zadań oddziałom terenowym w zakresie m.in. prowadzenia rejestrów wytwórców energii elektrycznej w małej instalacji odnawialnych źródeł energii oraz gromadzeniem informacji (sprawozdań kwartalnych), składanych przez ww. wytwórców.

CZĘŚĆ III.

Działania na rzecz wzmocnienia pozycji odbiorcy

1. FORMALNE ŚRODKI PRAWNE

1.1. Kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców

Do zakresu działania Prezesa URE należy m.in. kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców i kontrolowanie dotrzymania parametrów jakościowych dostarczanej energii. Kontrole te powinny mieć na celu ochronę odbiorców przed obniżeniem przez przedsiębiorstwa energetyczne zarówno parametrów dostarczanej energii elektrycznej (napięcie, częstotliwość, wyższe harmoniczne), standardów świadczonych usług (przerwy w dostawach energii), jak i ochronę przed skutkami stosowania praktyk odbiegających od określonych w przepisach prawa standardów obsługi odbiorców.

Stosownie do postanowień art. 23 ust. 2 pkt 10 ustawy – Prawo energetyczne, kontrolowanie dotrzymywania przez przedsiębiorstwo energetyczne parametrów jakościowych dostarczanej energii elektrycznej odbywa się na wniosek odbiorcy, tak więc podjęcie ewentualnych działań interwencyjnych w tym zakresie następuje w przypadku otrzymania sygnału od odbiorcy. Należy przy tym zauważyć, że Prezes URE w związku z brakiem stosownych narzędzi technicznych oraz z uwagi na ograniczone środki budżetowe nie dokonuje samodzielnie ustaleń w zakresie sprawdzenia dotrzymania parametrów technicznych w poszczególnych punktach odbioru, niemniej w podejmowanych przez regulatora działaniach dotyczących kontrolowania parametrów technicznych dostarczanych paliw lub energii, organ ten może wzywać przedsiębiorstwa energetyczne do stosowania środków oraz sposobów kontroli tych parametrów określonych w rozporządzeniu systemowym.

W związku z tym w 2015 r. prowadzony był bieżący monitoring w zakresie dotrzymywania przez przedsiębiorstwa energetyczne standardów jakościowych obsługi odbiorców, w szczególności podczas rozpatrywania skarg odbiorców na działalność przedsiębiorstw energetycznych. Podstawowym środkiem, służącym do ustalenia stanu faktycznego w powyższym zakresie, było kierowanie do przedsiębiorstw energetycznych wezwań w trybie art. 28 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Prezes URE żądał w nich od przedsiębiorstw energetycznych określonych informacji dotyczących dotrzymania standardów jakościowych oraz parametrów technicznych dostarczanej energii elektrycznej, w tym wyników przeprowadzonych przez przedsiębiorstwa badań parametrów technicznych energii elektrycznej, a także do przedstawienia stosownych dokumentów. Należy przy tym wskazać, że w związku z faktem, że brak odpowiedzi na wezwanie Prezesa URE, kierowane w trybie art. 28 ustawy – Prawo energetyczne lub wprowadzenie w błąd w zakresie przedstawianych informacji zagrożone jest wymierzeniem przez Prezesa URE kary pieniężnej na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 7 i 7a ustawy – Prawo energetyczne, taki sposób pozyskiwania informacji dotyczących dotrzymywania przez przedsiębiorstwa energetyczne standardów jakościowych dostarczanej energii elektrycznej jest jednym z podstawowych narzędzi regulacyjnych w tym zakresie.

Jako przykład działań podejmowanych przez urząd w 2015 r. można wskazać rozpatrzenie skargi odbiorcy energii elektrycznej, w której wystąpił on do Prezesa URE z prośbą o przeprowadzenie kontroli w zakresie standardów jakościowych dostarczanej energii elektrycznej oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców. Odbiorca zwrócił się do przedsiębiorstwa energetycznego o zbadanie i usunięcie

przyczyn „uciążliwych spadków napięcia” dostarczanej do jego domu energii elektrycznej. Przedsiębiorstwo energetyczne dokonało sprawdzenia parametrów napięcia i poinformowało o ich zgodności z obowiązującymi normami. Jednakże dla odbiorcy (zgodnie z jego wyjaśnieniami), odpowiedź przedsiębiorstwa energetycznego i brak reakcji na jego prośbę o wyeliminowanie przyczyn spadków napięcia, nie były wystarczające. W wyniku monitoringu Prezesa URE, przedsiębiorstwo energetyczne dokonało pełnych badań parametrów dostarczanej energii, wytypowało innego odbiorcę, który wpływał na zakłócenia w sieci i ustalono z nim, że podejmie kroki mające na celu eliminację zakłóceń. Wyjaśnienia i wyniki badań zasilania zostały przekazane skarżącemu przez przedsiębiorstwo energetyczne.

Wpływające do urzędu w 2015 r. skargi odbiorców oraz innych uczestników działających na rynku energii w zakresie standardów jakościowych obsługi odbiorców dotyczyły m.in.:

- nierozpatrzenia reklamacji lub wniosku w sprawie rozliczeń,
- niedochowania 14-dniowego terminu odpowiedzi na składane reklamacje w sprawie rozliczeń,
- nieuczciwych praktyk przedsiębiorstw obrotu energią elektryczną przy zawieraniu umów sprzedaży energii elektrycznej,
- nienależytej obsługi odbiorców, w tym trudności w dostępie do obsługi klienta,
- nieprawidłowości w sposobie prowadzenia rozliczeń za dostarczoną energię lub paliwa i świadczone usługi dystrybucji, w tym niewystawianie faktur przez okres kilku miesięcy lub wystawianie faktur na podstawie szacunku, który nie był skorelowany z zużyciem energii elektrycznej.

Ponadto do urzędu wpływały m.in. skargi odbiorców dotyczące nieuczciwych praktyk przedsiębiorstw prowadzących działalność w zakresie obrotu energią elektryczną oraz nienależytej obsługi odbiorców, już po dokonaniu procedury zmiany sprzedawcy. Odbiorcy w swych skargach wskazywali na niewłaściwy sposób postępowania przedstawicieli pozyskujących nowych klientów oraz trudności w komunikacji z przedsiębiorstwami energetycznymi, m.in. w zakresie wyjaśnienia kwestii związanych z wysokością naliczonych opłat za zużycie energii elektrycznej. Istotnym problemem zgłaszanym przez odbiorców była także kwestia naruszenia standardów jakościowych obsługi odbiorców w zakresie terminów i sposobów rozpatrywania przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się obrotem energią elektryczną reklamacji dotyczących prowadzonych rozliczeń, a także kwestia rozliczania na podstawie faktur szacunkowych oraz kwestia kar umownych za przedterminowe rozwiązanie umowy sprzedaży energii elektrycznej.

Należy również zauważyć, że od początku 2015 r. wielu wytwórców energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii skarżyło się do Prezesa URE na przedsiębiorstwo energetyczne, które wypowiedziało tym odbiorcom dotychczasowe umowy sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w OZE z powołaniem się na konieczność uregulowania w tych umowach kwestii kosztów bilansowania handlowego związanego z ich wykonaniem oraz kwestii dostosowania sposobu zakupu energii wytworzonej w odnawialnym źródle energii do zasad funkcjonowania rynku energii (grafikowanie dostarczonej energii elektrycznej).

Istotnym problemem, jaki może mieć wpływ na ocenę standardów obsługi odbiorców, jest fakt występowania obiektywnych problemów w zakresie komunikowania się odbiorców z przedsiębiorstwami energetycznymi (w tym z przedsiębiorstwami zajmującymi się obrotem energią elektryczną).

1.2. Skargi na działania przedsiębiorstw energetycznych

W 2015 r. do Prezesa URE wpłynęło ponad 3 tys. pism (skarg) z prośbą o interwencję w sprawach praktyk przedsiębiorstw energetycznych, które zdaniem odbiorców dokonały naruszeń w obszarze zmiany sprzedawcy. Prezes URE podjął szereg działań mających na celu wyjaśnienie zagadnień objętych skargami, dotyczących głównie przypadków utrudniania zmiany sprzedawcy energii elektrycznej.

Poniżej wymieniono najważniejsze zagadnienia, które występowały w skargach od odbiorców:

- nieprawidłowo funkcjonujące platformy wymiany informacji w systemach informatycznych w zakresie zgłaszania wniosków o zmianę sprzedawcy,
- zlecenie demontażu licznika, w wyniku błędu i niewłaściwego postępowania pracownika przedsiębiorstwa,
- podwójne fakturowanie,
- bezpodstawne uruchomienie sprzedaży rezerwowej,
- niezasadne zobowiązanie odbiorców do dostosowywania układów pomiarowo-rozliczeniowych,
- kwestionowanie skuteczności wypowiedzanych umów sprzedaży (np. złożonego wypowiedzenia bez dołączenia pełnomocnictwa),
- wypowiedzenie umów bez zachowania odpowiedniego terminu wypowiedzenia,
- bezpodstawne odrzucanie zgłoszeń zmiany sprzedawcy (np. w wyniku niepoprawnych danych odbiorcy lub niepoprawnych danych adresowych na PPE),
- brak umowy dystrybucyjnej po zakończonym procesie zmiany sprzedawcy,
- brak umowy w zakresie przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb rozliczeń na rynku bilansującym pomiędzy OSDp a OSDn,
- odmowa podpisania GUD-ów przez małych OSD,
- opóźnienia w przekazywaniu danych pomiarowych, niezbędnych do dokonania rozliczeń.

Działania podjęte przez regulatora w związku z powyższymi skargami w większości przypadków pomyślnie doprowadziły do wyjaśnienia sprawy, sprostowania pomyłek czy też błędów oraz do zmiany sprzedawcy przez odbiorców energii elektrycznej.

Poniżej przytoczono kilka przykładów obrazujących katalog problemów poruszanych w skargach od odbiorców w omawianym okresie.

Do Prezesa URE wpłynęło pismo odbiorcy, który skarżył się na wysokie opłaty za przekazywanie danych pomiarowo-rozliczeniowych. Powodem, dla którego odbiorca zwrócił się do Prezesa URE, były podjęte przez OSDp działania, które w sposób pośredni zmierzały do obciążenia go wysokimi opłatami za przekazywanie danych pomiarowych, na potrzeby rozliczeń rynku bilansującego. Opłaty te ustalono w dwustronnej umowie pomiędzy Operatorem Systemu Dystrybucyjnego lokalnego (OSDn), do którego sieci jest przyłączony odbiorca, a Operatorem Systemu Dystrybucyjnego nadrzędnego (OSDp). Zgodnie ze stanowiskiem Prezesa URE, strony, zawierając umowę dwustronną, nie mogą przerzucić na osobę trzecią bez jej zgody obowiązków poniesienia kosztów wynikających z realizacji danego świadczenia, gdyż stosunek zobowiązaniowy powoduje powstanie praw i obowiązków tylko pomiędzy stronami umowy. Ponadto Prezes URE podniósł, że przekazywanie przez OSD danych pomiarowych dotyczących zużycia energii elektrycznej przez odbiorców należy do jego ustawowych obowiązków, a koszty realizacji tychże obowiązków stanowią koszty uzasadnione działalności gospodarczej danego OSD i winny być skalkulowane w obowiązującej w OSD taryfie dystrybucyjnej. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej, powinno zatem już na etapie kalkulacji taryf uwzględnić wszelkie koszty związane zarówno z odczytem, jak i przekazywaniem uczestnikom rynku danych pomiarowo-rozliczeniowych. Narzucanie odbiorcom dodatkowych opłat za przekazywanie danych pomiarowych, niezależnie czy dotyczy to odbiorców korzystających z zasady TPA, czy też decydujących się nie zmieniać sprzedawcy energii elektrycznej, należy uznać za nieuzasadnione.

Kolejnym przykładem może być skarga jednego ze sprzedawców wobec lokalnego Operatora Systemu Dystrybucyjnego (OSDn), w związku z utrudnieniem przez niego zawarcia Generalnej Umowy Dystrybucyjnej (GUD) z tym sprzedawcą. OSDn argumentował brak zawarcia GUD faktem, że nie zawarł z nadrzędnym Operatorem Systemu Dystrybucyjnego (OSDp) umowy na przekazywanie danych pomiarowych. Ponadto wg OSDn, rozmowy z OSDp są zawieszono ze względu na trwający między nimi spór sądowy i postępowanie przed Urzędem Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Po przeprowadzeniu postępowania wyjaśniającego, Prezes URE – w odpowiedzi wysłanej sprzedawcy – wyraził swoje stanowisko, że obowiązkiem OSDn jest zawarcie ze sprzedawcą GUD. Prezes URE

zastrzegł również, że będzie monitorował proces zawierania ww. umowy. W piśmie skierowanym do OSDn, Prezes URE przypomniał, że zawarcie GUD-a należy do jego ustawowych obowiązków. Wskazał również, iż odmowa zawarcia GUD stanowi podstawę do wszczęcia przez Prezesa URE postępowania administracyjnego na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

Inna skarga wpłynęła od odbiorcy, który skarżył się na działania lokalnego OSD. Spór dotyczył rozliczeń za pobraną energię elektryczną, niedopuszczanie przedstawicieli OSD do licznika i w konsekwencji bezumowny pobór energii i przerwanie dostaw. W wyniku kilkuletniego sporu pomiędzy OSD a odbiorcą w sprawie rozliczeń za energię elektryczną oraz brakiem wnoszenia opłat za zużytą energię elektryczną, doszło do rozwiązania umowy kompleksowej. W wyniku braku podpisania nowej umowy dostarczania energii elektrycznej, nastąpił bezumowny pobór energii, co w konsekwencji było podstawą do podjęcia przez OSD działań związanych z przerwaniem dostaw tej energii. W pierwszej kolejności dokonano wirtualnego demontażu licznika (październik 2014 r.), a po uzyskaniu możliwości wstępu na posesję odbiorcy, w lutym 2015 r. dokonano fizycznego demontażu licznika. W okresie pomiędzy wirtualnym a fizycznym demontażem licznika odbiorca chciał dokonać zmiany sprzedawcy, jednak zgłoszenie zostało przez OSD odrzucone. Prezes URE, po przeprowadzeniu postępowania wyjaśniającego nie dopatrywał się uchybień w działaniach OSD. Jednocześnie w trakcie przedmiotowego postępowania wyjaśniającego, odbiorcy założono licznik przedpłatowy i wznowiono dostawy energii elektrycznej. Prezes URE ponadto poinformował odbiorcę o przysługujących mu prawach, w tym o możliwościach rozstrzygnięcia przez Prezesa URE sporów dotyczących nieuzasadnionego wstrzymania dostaw energii elektrycznej.

W lipcu 2015 r. wpłynęła skarga na jednego z alternatywnych sprzedawców energii elektrycznej w zakresie sprzedaży energii elektrycznej dla odbiorcy. Sprzedawca zawarł z odbiorcą umowę sprzedaży energii elektrycznej z dostawą na lata 2014–2015, jednak w okresie od stycznia do czerwca 2014 r. nie wywiązał się ze zobowiązań, które na nim ciążyły w zakresie zgłoszenia tej umowy do realizacji (zgłoszenie zmiany sprzedawcy). W międzyczasie okazało się, że sprzedawca alternatywny po kilku nieudanych próbach, skutecznie dokonał zmiany sprzedawcy dopiero od sierpnia 2014 r. W 2015 r. odbiorca otrzymywał od tego sprzedawcy faktury do zapłaty, mimo, że był już związany umową kompleksową z nowym sprzedawcą. W wyniku przeprowadzonego przez Prezesa URE postępowania wyjaśniającego sprawę zakończono polubownie.

W czwartym kwartale 2015 r. do Prezesa URE zaczęły wpływać także skargi od sprzedawców alternatywnych, którzy wskazywali na nieterminowe przekazywanie danych pomiarowych przez jednego z pięciu największych OSD. Prezes URE, działając na podstawie art. 28 ustawy – Prawo energetyczne, występował sukcesywnie, tj. wraz z wpływem skarg od poszczególnych przedsiębiorstw obrotu, o udzielenie wyjaśnień przez OSD. W związku z tym, że terminowe przekazywanie danych pomiarowych sprzedawcom ma fundamentalne znaczenie dla prawidłowego funkcjonowania zasady TPA, Prezes URE – mając na względzie konieczność rzetelnego i wszechstronnego wyjaśnienia sprawy – podjęte w roku sprawozdawczym czynności kontynuuje w 2016 r.

Skargi na przedsiębiorstwa energetyczne są rozpatrywane głównie przez oddziały terenowe URE¹⁵⁹⁾. W 2015 r. wpływały do nich skargi z prośbą o interwencję w sprawach działań przedsiębiorstw energetycznych, które zdaniem odbiorców naruszały ich interesy związane ze zmianą sprzedawcy.

Prezes URE podjął działania mające na celu wyjaśnienie zagadnień objętych zgłoszonymi skargami, które dotyczyły:

- nieuczciwych praktyk przedsiębiorstw energetycznych,
- nieuwzględniania reklamacji lub nieudzielania odpowiedzi na reklamacje dotyczące wystawionych faktur,
- nieprawidłowo ustalonych grup odbiorców w taryfie,
- braku właściwej obsługi klienta,
- sposobu rozliczania za dostarczoną energię lub paliwa i świadczone usługi dystrybucji,

¹⁵⁹⁾ Por. tab. 64 w pkt II.7. Sprawozdania.

- przyłączenia obiektów do sieci dystrybucyjnej (np. terminu realizacji umowy o przyłączenie do sieci, kalkulacji opłaty za przyłączenie),
- wstrzymania dostarczania paliw i energii elektrycznej,
- zmian grup taryfowych,
- przerw w dostawie energii elektrycznej,
- realizacji zapisów umów (np. sposobów i terminów wypowiedzenia umów, warunków odstąpienia od umowy, odszkodowań),
- parametrów jakościowych dostarczanego paliwa gazowego, energii elektrycznej i ciepła,
- kwestii związanych z kolizjami obiektów z infrastrukturą elektroenergetyczną,
- działania układów pomiarowo-rozliczeniowych,
- bezpodstawne uruchomienie sprzedaży rezerwowej,
- bezpodstawnego odrzucania zgłoszeń zmiany sprzedawcy (np. w wyniku niepoprawnych danych odbiorcy lub niepoprawnych danych adresowych na PPE),
- opóźnienia w przekazywaniu danych pomiarowych.

Działania podjęte przez regulatora w związku z powyższymi skargami w większości dotyczyły wyjaśnienia sprawy w przedsiębiorstwach energetycznych. W wielu przypadkach przedsiębiorstwa energetyczne uwzględniły skargi odbiorców i pozytywnie je rozpatrzyły. W przypadkach skarg, które nie dotyczyły kompetencji Prezesa URE, w korespondencji skierowanej do odbiorcy wskazano m.in. dalsze możliwości dochodzenia swoich praw, np. poprzez skierowanie sprawy na drogę postępowania cywilnego.

Na uwagę i podkreślenie zasługuje coraz większa świadomość odbiorców odnośnie przysługujących im praw. W okresie sprawozdawczym nastąpił wzrost skarg na działalność przedsiębiorstw energetycznych, w szczególności w zakresie rozliczeń, gdzie występowało zagrożenie wstrzymaniem dostaw paliw lub energii, realizacji umowy, czy spraw dotyczących zmiany sprzedawcy.

W obszarze skarg dotyczących zmiany sprzedawcy paliw i energii szczególnie niepokojące było zjawisko ujawniające, że przedstawiciele handlowi przedsiębiorstw energetycznych wywierali presję na zawarcie umów, co przekładało się na niesprzyjającą atmosferę na spokojne zapoznanie się z ofertą, czy dokumentami, w tym projektami umów, podsuwanymi do podpisu. Osoby te nie przedstawiały odbiorcom pełnej i rzetelnej informacji o ofercie oraz o prawach i obowiązkach odbiorców przy zmianie sprzedawcy energii elektrycznej i gazu, czy wręcz wprowadzali w błąd konsumentów.

W 2015 r., jak i w poprzednim roku, występowały liczne skargi dotyczące powoływania się przez przedstawicieli handlowych przedsiębiorstw obrotu na markę lokalnego OSD, czy też na autorytet URE. Z relacji skarżących wynikało, że odwiedzające je osoby wskazywały, że są przedstawicielami konkretnej spółki bądź pracownikami URE, co miało podkreślić ich wiarygodność w oczach odbiorców. Po zaistnieniu takich przypadków, na stronie internetowej urzędu opublikowano ostrzeżenia mające chronić odbiorców przed tego typu zachowaniami nieuczciwych sprzedawców energii elektrycznej.

2. WSPÓŁDZIAŁANIE Z WŁAŚCIWYMI ORGANAMI W PRZECIWDZIAŁANIU PRAKTYKOM PRZEDSIĘBIORSTW ENERGETYCZNYCH OGRANICZAJĄCYCH KONKURENCJĘ

W celu minimalizacji praktyk sygnalizowanych przez odbiorców w skargach opisanych wyżej, zwłaszcza nieetycznych zachowań handlowych, oraz mając na uwadze treść art. 23 ust. 2 pkt 14 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE podjął współpracę z Prezesem UOKiK przekazując w ok. 200 przypadkach pisma odbiorców.

W zgłaszanych przez odbiorców skargach dominowały sytuacje, gdzie przedstawiciele handlowi reprezentujący przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się sprzedażą energii:

- przedstawiali się jako pracownicy sprzedawcy z urzędu (przedsiębiorstwa, z którym zazwyczaj odbiorca miał podpisaną umowę kompleksową na sprzedaż i dystrybucję energii), w związku z czym odbiorcy zawierali nową umowę z innym sprzedawcą będąc przeświadczonymi o tym, że jest to umowa z dotychczasowym sprzedawcą,
- przedstawiali się jako pracownicy urzędu namawiając do podpisania nowej umowy,
- informowali odbiorców, że dotychczasowy sprzedawca kończy działalność i w związku z tym odbiorcy ci muszą podpisać nowe umowy,
- informowali odbiorców, że w związku ze zmianami przepisów prawa konieczna jest aktualizacja umów, w związku z czym odbiorcy podpisywali umowy z nowym sprzedawcą będąc przekonanymi, że jest to umowa z dotychczasowym sprzedawcą,
- obiecywali sprzedaż energii po niższej cenie niż ta, którą dotychczas płacił odbiorca, po czym odbiorca już przy pierwszym rachunku otrzymanym od nowego sprzedawcy zauważał, że płatności są większe niż dotychczas,
- przy zawieraniu umów nie przedstawiali pełnej informacji o warunkach oferty/umowy,
- w sytuacji gdy odbiorca zgłaszał, że ma zawartą umowę terminową z obecnym sprzedawcą, informowali, że umowa z dotychczasowym sprzedawcą zostanie rozwiązana bez żadnych konsekwencji finansowych wobec odbiorcy,
- nie informowali o prawie do odstąpienia od umowy,
- doręczając umowę przez kuriera, odbiorcy byli ponaglani do jak najszybszego podpisania dokumentów bez możliwości wcześniejszego zapoznania się z ich treścią.

Poza tym delegatura UOKiK zwracała się do Prezesa URE w sprawach dotyczących podania informacji w zakresie skarg konsumentów na działania jednego ze sprzedawców na rynku energii elektrycznej oraz w kwestii związanej z obciążaniem odbiorców przez jednego ze sprzedawców opłatami za sporządzenie i dostarczenie wezwań do zapłaty zaległych należności oraz wezwań przedsądowych.

Przedstawiciele URE byli także uczestnikami kilku spotkań konsultacyjnych w UOKiK oraz podejmowali współpracę w zakresie prac nad założeniami do projektu ustawy o pozasądowym rozwiązywaniu sporów konsumenckich. Aktywne włączenie się w konsultacje założeń nowej ustawy było niezwykle istotne z punktu widzenia projektowanej nowej instytucji koordynatora ds. rozwiązywania sporów konsumenckich w energetyce, który w założeniach miałby funkcjonować przy Prezesie URE.

3. WSPÓŁPRACA Z INNYMI ORGANIZACJAMI

W 2015 r. podobnie jak w latach poprzednich Prezes URE współpracował z organizacjami konsumenckimi w zakresie wymiany informacji dotyczących działań na rzecz wzmocnienia pozycji odbiorcy. Na szczególną uwagę zasługuje cykl dwustronnych spotkań merytorycznych mających na celu wsparcie Federacji Konsumentów w organizacji akcji grupowej zmiany sprzedawcy, której finał przypadać będzie w 2016 r. Dzięki kampanii „Energia Razem” konsumenci w łatwy sposób i nie wychodząc z domu będą mogli zmienić swojego sprzedawcę energii elektrycznej oraz zaoszczędzić na rachunku. Jednocześnie warunki wygranej oferty będą uczciwe, rzetelne i korzystne dla konsumentów. Akcja została objęta patronatem Prezesa URE. Wzajemna współpraca Federacji Konsumentów oraz

Prezesa URE w tej kwestii bez wątpienia wpłynie na zbudowanie dobrych praktyk na rynku energii elektrycznej oraz pobudzenia aktywności i świadomości konsumenckiej.

Poza tym urząd prowadzi stałą współpracę ze stowarzyszeniami branżowymi, a także instytucjami sektorowymi oraz pokrewnymi, takimi jak UOKiK czy UKE. Urząd uczestniczył ponadto w rządowych i sektorowych inicjatywach związanych ze społeczną odpowiedzialnością biznesu (ang. CSR).

4. UPOWSZECHNIANIE WIEDZY O RYNKU KONKURENCYJNYM I PRAWACH KONSUMENTA

4.1. Działalność informacyjno-edukacyjna

Prezes URE konsekwentnie prowadzi politykę zamierzającą do zwiększenia świadomości konsumenckiej odbiorców. Podejmowanie działań nakierowanych na popularyzację kluczowych zagadnień dla rozwoju rynku energii i paliw w Polsce oraz praw, jakie przysługują uczestnikom rynku było jednym z głównych zadań informacyjno-edukacyjnych urzędu.

Liczne komunikaty na stronie urzędu, udział przedstawicieli URE w ponad stu spotkaniach i konferencjach adresowanych do odbiorców energii, ponad pięćdziesiąt porozumień patronackich – to tylko niektóre z informacyjno-edukacyjnych działań URE w 2015 r.

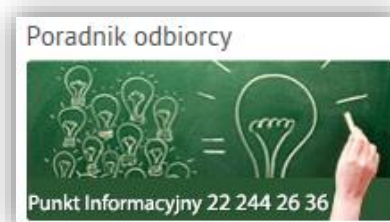
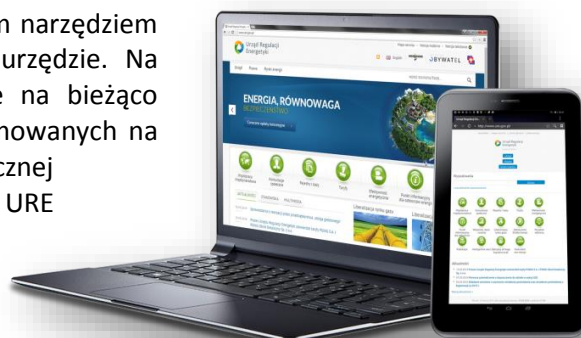
Serwisy internetowe ważnym narzędziem informacji o rynku energii

Strona internetowa www.ure.gov.pl jest istotnym narzędziem informacji o rynku energii wykorzystywanym w urzędzie. Na stronie URE publikowane są m.in. aktualizowane na bieżąco informacje, komunikaty dotyczące inicjatyw podejmowanych na rzecz rozwoju i liberalizacji rynku energii elektrycznej i gazu, relacje z wydarzeń z udziałem Prezesa URE i przedstawicieli urzędu, a także stanowiska regulatora oraz akty prawne związane z sektorem energetycznym.

Ważne miejsce na stronie internetowej zajmuje serwis informacyjno-edukacyjny poświęcony zmianie sprzedawcy *MaszWybor*, zawierający specjalną aplikację pomocną dla odbiorców energii elektrycznej w porównywaniu ofert cenowych sprzedawców – Cenowy Energetyczny Kalkulator Internetowy *CENKI*.

W specjalnie dedykowanym konsumentom „Poradniku Odbiorcy” znajdują się informacje i opracowania dotyczące działalności regulatora na rzecz odbiorców energii. W ramach poradnika dostępne są odpowiedzi na najczęściej zgłaszane problemy do Urzędu przez odbiorców energii – FAQ czyli najczęściej zadawane pytania. W poradniku znajdują się także informacje dotyczące racjonalnego wykorzystania energii.

Znaczące miejsce na stronie internetowej posiadają także obszary tematyczne dotyczące odnawialnych źródeł energii oraz liberalizacji rynku energii elektrycznej i liberalizacji rynku gazu.



Na stronie urzędu znajduje się również zakładka dotycząca efektywności energetycznej, gdzie w 2015 r. były publikowane m.in. przetargi na wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej, zagregowane dane dotyczące wydanych świadectw efektywności energetycznej oraz aktualne akty w tym zakresie.

Dedykowane miejsce na stronie urzędu posiada także REMIT, gdzie odbiorca znajdzie informacje o tym rozporządzeniu, dokumenty oraz aktualności związane z tą tematyką. W celu wykrywania nadużyć znowelizowano po raz kolejny ustawę – Prawo energetyczne wprowadzając do krajowego ustawodawstwa obowiązki związane z tzw. unijnym rozporządzeniem REMIT. Jego celem jest wykrywanie i zapobieganie manipulacjom na hurtowych rynkach energii. Wszystkie transakcje zakupu i sprzedaży energii elektrycznej i gazu ziemnego zawierane na TGE S.A., jak również informacje o funkcjonowaniu systemów energetycznych, mają być raportowane.



Statystyki odwiedzin wybranych stron i serwisów internetowych URE

www.ure.gov.pl – w 2015 r. wzrosła liczba odwiedzin głównego serwisu URE. Liczba odsłon przekroczyła 5 mln, wynosząc dokładnie 5 738 737, z liczbą 1 107 858 unikalnych użytkowników.

www.MaszWybor.ure.gov.pl – w omawianym roku liczba odwiedzin strony dedykowanej zmianie sprzedawcy energii elektrycznej wyniosła 390 482 (129 533 unikalnych użytkowników).



Biuletyn Informacji Publicznej (BIP URE) – serwis internetowy urzędu, stworzony na podstawie przepisów ustawy z 6 września 2001 r. o dostępie do informacji publicznej¹⁶⁰). BIP URE zawiera m.in.: bazy danych koncesjonowanych przedsiębiorstw i operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) elektroenergetycznych i gazowych, decyzje taryfowe, sprawozdania OSD elektroenergetycznych dotyczące wytwarzania energii elektrycznej w mikroinstalacji, wykaz odbiorców przemysłowych, Zbiory Praw Konsumenta, informacje o przetargach na wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej, za które można uzyskać świadectwa efektywności energetycznej czy aktualne informacje o urzędzie, jego statusie prawnym i kompetencjach Prezesa URE.

W 2015 r. odnotowano 6 103 450 odwiedzin i 403 954 unikalnych użytkowników.

Ponadto na BIP URE osobne miejsce zajmują opublikowane Biuletyny Branżowe zawierające m.in. decyzje w sprawie taryf dla energii elektrycznej i paliw gazowych, instrukcje ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej, programy zgodności oraz inne decyzje Prezesa URE. W omawianym roku przygotowano łącznie 285 Biuletynów, z czego 196 numerów Biuletynu Branżowego – Energia elektryczna oraz 89 wydań Biuletynu Branżowego – Paliwa gazowe.

W 2015 r. zwiększyła się również liczba czytelników dystrybuowanego raz w tygodniu **Newslettera URE**. 29 grudnia 2015 r. był wysłany do 2 662 użytkowników.

Biuletyny URE - wirtualna platforma wiedzy

Realizując postulaty e-administracji, w celu udostępnienia informacji wszystkim zainteresowanym uczestnikom rynku, Biuletyn URE ukazuje się od 2011 r. wyłącznie w sieci internetowej.

¹⁶⁰) Dz. U. z 2015 r. poz. 2058 z późn. zm.

W 2015 r., podobnie jak w latach ubiegłych, na stronie www urzędu opublikowane zostały cztery edycje Biuletynu URE, w formie kwartalników.

NR 1/2015

W pierwszym numerze w 2015 r. można było przeczytać m.in. o dobrych praktykach w zakresie grupowej zmiany sprzedawcy energii elektrycznej i gazu przeprowadzanej w Europie oraz Projekcie Polityki energetycznej Polski do 2050 r. z perspektywy odbiorcy w gospodarstwie domowym.

Ponadto w Biuletynie zamieszczone zostały informacje i komunikaty Prezesa URE istotne dla sektora energii, w tym m.in. zasady i sposób ustalania oraz uwzględniania w taryfach dla ciepła zwrotu z kapitału, wykaz odbiorców przemysłowych na 2015 r., średnie kwartalne ceny zakupu gazu ziemnego z zagranicy, informacje dotyczące obowiązku elektronicznej rejestracji uczestników hurtowego rynku energii, a także średnia cena energii elektrycznej dla gospodarstw domowych, średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym za 2014 r. czy też wskaźnik referencyjny ustalany dla potrzeb kalkulacji taryf.

Zaprezentowany został również obszerny aneks tabelaryczny z informacjami dotyczącymi taryf dla ciepła oraz decyzjami podjętymi w sprawie koncesji.



NR 2/2015

Drugi numer Biuletynu zawierał siedemnaście *Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2014 r.*

W Biuletynie zamieszczone zostały również informacje Prezesa URE istotne dla sektora energii, w tym m.in. wskaźniki stosowane przy ustalaniu zwrotu z kapitału w taryfach dla ciepła, średnia kwartalna cena energii elektrycznej sprzedawana na zasadach innych niż wynikające z art. 49a ust. 1 i 2 ustawy - Prawo energetyczne, średnie kwartalne ceny zakupu gazu ziemnego z zagranicy oraz jednostkowe opłaty zastępcze dla kogeneracji obowiązujące w 2016 r.

NR 3/2015

W trzecim wydaniu został przedstawiony raport Prezesa URE pt. *„Warunki podejmowania i wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej i paliw gazowych oraz realizacja przez operatorów systemu elektroenergetycznego i gazowego planów rozwoju uwzględniających zaspokojenie obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną i paliwa gazowe”*. Raport podzielony jest na trzy części. W pierwszej omówione zostały zagadnienia dotyczące gromadzenia i przekazywania do Komisji Europejskiej informacji o projektach inwestycyjnych będących w obszarze zainteresowania UE. Część druga zawiera ocenę warunków podejmowania i wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej i paliw gazowych. W części trzeciej zawarto zagadnienia i kwestie problemowe, które wymagają – według regulatora – podjęcia działań legislacyjnych zmierzających do sprawnej i prawidłowej realizacji polskiej polityki energetycznej.

W Biuletynie, oprócz raportu, znalazły się także ważne dla sektora informacje i komunikaty Prezesa URE, w tym m.in.: średnia kwartalna cena energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż wynikające z art. 49a ust. 1 i 2 Prawa energetycznego, wysokość zaktualizowanej na 2016 r. kwoty



kosztów osieroconych, wysokość korekt kosztów osieroconych i korekt kosztów na pokrycie kosztów zużycia odebranego i nieodebranego gazu ziemnego za 2014 r., średnie kwartalne ceny zakupu gazu ziemnego z zagranicy.

NR 4/2015

W ostatnim numerze w 2015 r. zostały wskazane możliwe zagrożenia, jakie mogą pojawiać się przy dokonywaniu zmiany sprzedawcy energii elektrycznej i drogi wyjścia z zawartych – często pochopnie podpisanych – umów. Ponadto w kwartalniku została przybliżona akcja grupowej zmiany sprzedawcy, zainicjowana przez Federację Konsumentów, a także zagadnienie służebności przesyłu według najnowszej judykatury.

Zamieszczone zostały także informacje i komunikaty Prezesa URE istotne dla sektora energii, w tym m.in.: średnie kwartalne ceny energii elektrycznej niepodlegające obowiązkowi publicznej sprzedaży oraz średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w II i III kwartale 2015 r., stopa wolna od ryzyka w IV kwartale 2015 r., stawki opłaty przejściowej na 2016 r., średnie kwartalne ceny zakupu gazu ziemnego z zagranicy, zasady i sposób ustalania oraz uwzględniania w taryfach dla ciepła zwrotu z kapitału na lata 2016–2020, wykazy odbiorców przemysłowych.

W aneksie tabelarycznym zawarto informacje o taryfach dla ciepła, decyzjach podjętych w sprawie koncesji oraz operatorach systemów elektroenergetycznych i gazowych.

Informacje i Komunikaty Prezesa URE

Istotną formą upowszechniania informacji o branży energetycznej, skierowaną przede wszystkim do przedsiębiorstw sektora, są Informacje i Komunikaty Prezesa URE. W 2015 r. Prezes URE wydał 49 Informacji i Komunikatów. Komunikaty Prezesa URE mają na celu przekazanie ważnych informacji dla wszystkich uczestników rynków energii. Wśród Informacji Prezesa URE znalazły się m.in. informacje dotyczące średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, wskaźników stosowanych przy ustalaniu zwrotu z kapitału w taryfach dla ciepła, wysokości zaktualizowanej na 2016 r., kwoty kosztów osieroconych czy informacja dotycząca stosowania przepisów ustawy o odnawialnych źródłach energii.

Wydarzenia branżowe

Konferencje, debaty i panele dyskusyjne jako ważny element polityki edukacyjno-informacyjnej Prezesa URE

Konferencje i debaty są ważnym elementem polityki edukacyjno-informacyjnej oraz skuteczną formą kreowania i promocji wizerunku URE jako instytucji dbającej o prawidłowe funkcjonowanie rynku i popularyzację wiedzy na temat rynku i praw odbiorcy. W 2015 r. do urzędu wpłynęło ponad trzysta zaproszeń na różnego rodzaju wydarzenia branżowe. Ponad 100 z nich odbyło się z udziałem Prezesa URE lub jego przedstawicieli.

Konferencje i spotkania poświęcono m.in. bezpieczeństwu energetycznemu, liberalizacji rynku energii i paliw gazowych oraz energii odnawialnej.

Na wydarzeniach branżowych z udziałem URE poruszono m.in. następujące zagadnienia:

- liberalizacja polskiego rynku gazu (Symposium „Europejski i polski rynek gazu – bieżące wyzwania”, 16–18.01.2015 r., organizator: Izba Gazownictwa Gospodarczego),
- rozwój polskiego rynku paliwowego (Debata „Perspektywy rozwoju polskiego rynku paliwowego – wyzwania i bariery”, 16.03.2015 r., organizator: Polska Agencja Prasowa),
- wpływ unijnej polityki energetycznej na rynek polski (Uroczyste podsumowanie IV edycji Akademii Energii, 30.03.2015 r., organizator: Fundacja im. L. Pagi),

- strategia bezpieczeństwa energetycznego UE oraz Polska na konkurencyjnym europejskim rynku energii i gazu (XXI Konferencja EuroPOWER, 8–9.04.2015 r., organizator: MM Conferences),
- rozwój gospodarczy i społeczny Europy (VII Europejski Kongres Gospodarczy, 20–22.04.2015 r., organizator: Grupa PTWP S.A.),
- bezpieczeństwo energetyczne, polityka klimatyczna UE, rola odnawialnych źródeł energii w systemie energetycznym (XXV Forum Ekonomiczne, 8–10.09.2015 r., organizator: Fundacja Instytut Studiów Wschodnich),
- przyszłość energetyki (XII Kongresu Nowego Przemysłu, 19–20.10.2015 r., organizator: Grupa PTWP S.A.),
- perspektywy rozwoju gospodarczego Polski w kontekście wymagań europejskich (XI Międzynarodowa Konferencja Power Ring, 18.12.2015 r., organizator: Procesy Inwestycyjne).

Patronaty Honorowe

Poparcie regulatora dla wielu inicjatyw znalazło wyraz m.in. w liczbie Patronatów Honorowych, których w 2015 r. przyznano ponad 50.

Podobnie jak w latach ubiegłych, główne obszary tematyczne tych wydarzeń skupione były m.in. wokół zagadnień:

- polityka energetyczna Polski i UE,
- racjonalne wykorzystywanie energii elektrycznej, efektywność energetyczna,
- bezpieczeństwo energetyczne,
- innowacje w energetyce, nowe technologie,
- energetyka prosumencka,
- rozwój OZE,
- prawa odbiorcy na rynku energii.

Pełna lista inicjatyw odbywających się pod Patronatem Honorowym Prezesa URE w 2015 r. znajduje się na stronie www.ure.gov.pl w zakładce Patronaty -> Przedsięwzięcia objęte patronatem.

Patronatem zostały objęte m.in.:

- konferencje np. XXII Konferencja Energetyczna EuroPOWER, V Konferencja „Przyłączanie i współpraca OZE z systemem elektroenergetycznym”, XIII Międzynarodowa Konferencja i Wystawa Nafta-Gaz-Chemia 2015,
- kongresy, fora czy panele dyskusyjne, m.in. III Opolski Kongres Energetyczny (OKEN), Międzynarodowy Kongres Naukowo-Przemysłowy Energia 21, VIII Forum Nowej Gospodarki, panel dyskusyjny „Przyszłość energetyczna Polski”,
- konkursy i projekty adresowane do uczniów i studentów, takie jak: Konkurs: „ENERGIA Przyszłości. Moja szkoła jako wyspa energetyczna”, XI Letnie Praktyki Badawcze czy Program Bezpieczne Praktyki i Środowisko 2015,
- kampanie edukacyjno-informacyjne, np. Kampania edukacyjno-informacyjna „Sprawdź swojego dostawcę paliwa”, Kampania edukacyjno-informacyjna w zakresie świadomego wyboru sprzedawcy energii elektrycznej.

Wśród wydarzeń objętych Honorowym Patronatem Prezesa URE znalazły się również debaty, sympozja i seminaria. W 2015 r. Prezes URE objął także Patronatem Honorowym akcję dotyczącą grupowej zmiany sprzedawcy energii skierowaną do odbiorców w gospodarstwach domowych. Akcja „Energia Razem – grupowa zmiana sprzedawcy energii” była przygotowana przez Federację Konsumentów.

Promowanie działań na rzecz liberalizacji rynku gazu

W 2015 r. Prezes URE realizował działalność informacyjno-edukacyjną w zakresie sektora gazowego w Polsce, czego wyrazem były m.in. publikowane oraz ogólnodostępne na stronach internetowych URE materiały oraz podpisane porozumienie o współpracy z Izbą Gospodarczą Gazownictwa.

- **Porozumienie o współpracy Prezesa URE z Izbą Gospodarczą Gazownictwa**

16 czerwca 2015 r. w siedzibie URE zostało podpisane przez Prezesa URE oraz Prezesa Zarządu IGG Porozumienie o współpracy, mające na celu podejmowanie wspólnych inicjatyw w tworzeniu optymalnych warunków funkcjonowania rynku paliw gazowych w Polsce.

Podpisany dokument daje podstawę do bieżącego oraz projektowego współdziałania Izby z Prezesem URE w sprawach ważnych dla rozwoju, kształtowania zasad i regulacji funkcjonowania krajowego rynku paliw gazowych w Polsce.

28 października 2015 r. w siedzibie Izby Gospodarczej Gazownictwa odbyło się pierwsze posiedzenie Rady Konsultacyjnej ds. Gazownictwa, powstałej na mocy Porozumienia.

- **Monitoring hurtowego obrotu gazem ziemnym**

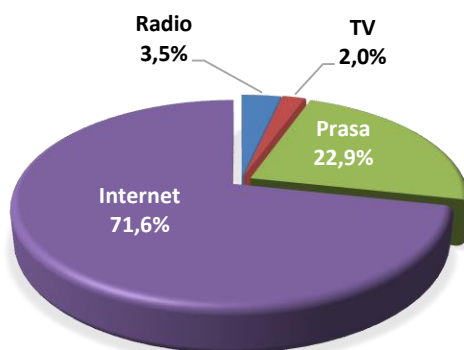
Zgodnie z transparentną polityką prowadzoną przez regulatora, dane zebrane w wyniku monitoringu, są cyklicznie publikowane na stronie internetowej urzędu w formie Informacji o obrocie gazem ziemnym i jego przesyle.

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 2015 r. ukazało się ponad 40 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 5,5 tys. przekazów medialnych dotyczyło działalności Prezesa URE, a duża ich część powstała przy współpracy z URE.

Urząd wydał prawie 200 komunikatów prasowych i udzielił przedstawicielom mediów ponad tysiąc odpowiedzi na bieżące pytania dotyczące rynku elektroenergetycznego oraz działań podejmowanych przez regulatora. Ponadto urząd rozpowszechniał wiedzę na temat funkcjonowania rynku elektroenergetycznego poprzez wywiady kierownictwa urzędu.

Rysunek 44. Przekazy medialne na temat URE – udział procentowy



Źródło: IMM.

4.3. Działalność Punktu Informacyjnego dla Odbiorców Energii i Paliw Gazowych

Punkt Informacyjny dla Odbiorców Energii i Paliw Gazowych został powołany w 2011 r. i funkcjonuje w strukturze Departamentu Rozwoju Rynków i Spraw Konsumentckich. Jego działalność stanowi realizację art. 3 § 12 dyrektywy 2009/72/WE oraz art. 3 § 9 dyrektywy 2009/73/WE¹⁶¹⁾, które nakładają na państwa członkowskie obowiązek zapewnienia funkcjonowania kompleksowych punktów kontaktowych, które dostarczałyby informacji o prawach konsumentów na rynku energii oraz udzielałyby informacji na temat funkcjonujących sposobów rozwiązywania sporów i załatwiania skarg.

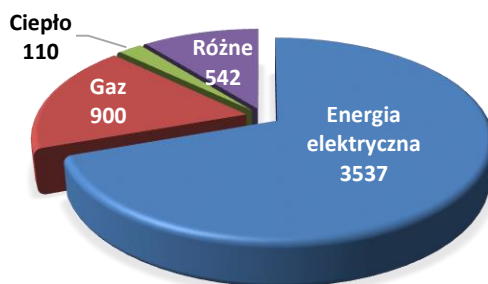
Zgodnie z zakresem kompetencji Punkt Informacyjny dla Odbiorców Energii i Paliw Gazowych w 2015 r. wspierał odbiorców, głównie poprzez udzielanie im porad prawnych w zakresie relacji z przedsiębiorstwami energetycznymi.

W 2015 r. podstawowym działaniem Punktu Informacyjnego było informowanie odbiorców o przysługujących im prawach, ale też o ich obowiązkach względem przedsiębiorstw energetycznych, przyjmowanie skarg na nieuczciwe działania przedstawicieli handlowych sprzedawców energii oraz wspieranie odbiorców poradą konsumencką.

W szczególnych przypadkach zgłaszanych przez odbiorców, pracownicy Punktu Informacyjnego podejmowali indywidualne interwencje, które związane były głównie z problemami dotyczącymi kwestii odstąpienia od umów zawartych poza lokalem przedsiębiorstwa w kontekście zmiany sprzedawcy. W 2015 r. odbiorcy, którzy zostali wprowadzeni w błąd zawierając umowę na sprzedaż energii poza lokalem przedsiębiorstwa, często mylnie przesyłali swoje oświadczenia o odstąpieniu od umowy do siedziby URE. Pracownicy Punktu Informacyjnego podejmowali działania mające na celu umożliwienie odbiorcom skuteczne, tj. w 14-dniowym terminie, zrealizowanie prawa do odstąpienia od umowy. Działania te były realizowane dwutorowo: do odbiorców oraz do przedsiębiorstw energetycznych (sprzedawców). W odniesieniu do odbiorców, nawiązywano kontakty telefoniczne, w czasie których odbiorcy informowani byli o właściwym adresacie, do którego powinni przesłać swoje oświadczenia o odstąpieniu, zachowując przewidziany przepisami termin. Równocześnie Punkt Informacyjny przekazywał mylnie przesłane oświadczenia o odstąpieniu od umowy właściwym sprzedawcom energii.

Punkt Informacyjny realizował swoje zadania głównie udzielając odpowiedzi na zgłaszane przez odbiorców problemy. Dominującą rolę w kontaktach z odbiorcami odgrywał kontakt telefoniczny (86,7% zgłoszonych zapytań), resztę stanowiły odpowiedzi na zapytania zgłoszone pisemnie drogą elektroniczną, pocztą tradycyjną, a także w czasie bezpośrednich wizyt odbiorców w siedzibie URE (13,3%). Na rysunku poniżej przedstawiono informację o tematyce spraw kierowanych do Punktu Informacyjnego.

Rysunek 45. Struktura sektorowa zapytań skierowanych do Punktu Informacyjnego w 2015 r.



Źródło: URE.

¹⁶¹⁾ Także § 4.5 noty interpretacyjnej do dyrektywy 2009/72/WE i dyrektywy 2009/73/WE.

W 2015 r. do Punktu Informacyjnego odbiorcy skierowali łącznie 5 089 spraw. Spośród zgłaszanych zapytań dominowały problemy z zakresu podsektora elektroenergetycznego (69,50%), gazowego (17,69%) i ciepłowniczego (2,16%). Sprawy różne, stanowiące 10,65% zapytań odbiorców dotyczyły kwestii nieleżących w kompetencji Punktu Informacyjnego jak np. koncesji, opłat koncesyjnych, świadectw pochodzenia, odnawialnych źródeł energii.

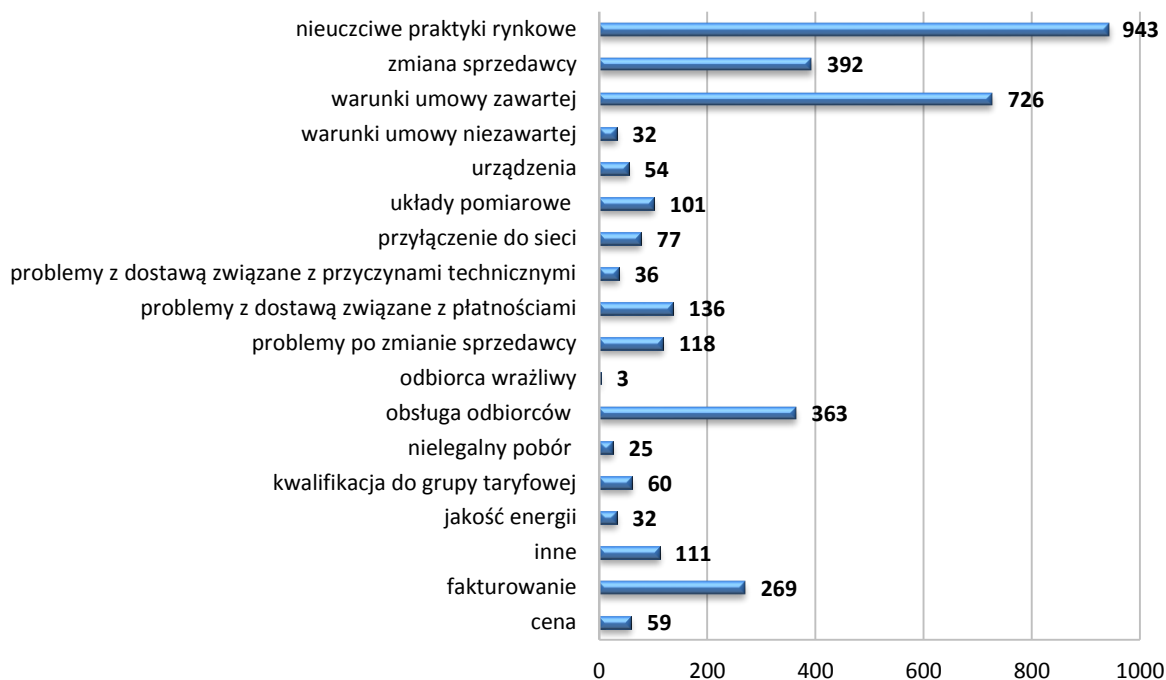
Struktura przedmiotowa spraw kierowanych przez odbiorców nie uległa w ostatnim roku zasadniczej zmianie. Problemy i zapytania odbiorców koncentrowały się wokół zagadnień związanych z możliwością zmiany sprzedawcy energii elektrycznej, warunkami zawartych umów, obsługą odbiorców, rozliczeniami ze sprzedawcami energii, gazu i ciepła (wystawianie faktur, dokonywanie odczytów liczników, opłaty widoczne na rachunku, ceny). Odbiorcy zgłaszali także problemy związane z terminowością realizacji umów o przyłączenie do sieci.

Energia elektryczna

Wśród zapytań kierowanych przez odbiorców energii elektrycznej dominowała tematyka związana z nieuczciwymi praktykami (26,66%). Na uwagę zasługuje konsekwentny wzrost liczby spraw związanych z działalnością przedsiębiorstw obrotu energią, które swoją ofertę – nierzadko za pośrednictwem przedstawicieli handlowych – kierują do odbiorców w gospodarstwach domowych. W 2015 r. na tym właśnie tle dochodziło do nieprawidłowości. Co czwarty kontakt z Punktem Informacyjnym był związany z nieuczciwymi praktykami handlowymi akwizytorów, którzy nierzadko wprowadzali odbiorców w błąd przy zawieraniu umowy, często przedstawiali się jako pracownicy URE lub przedstawiciele dotychczasowego sprzedawcy energii, oraz nie informowali konsumentów o wszystkich elementach oferty (np. o dodatkowym ubezpieczeniu, czy sankcji finansowej za wcześniejsze rozwiązanie umowy). Mimo, że Prezes URE nie jest organem właściwym w przypadku opisanych wyżej działań i praktyk przedstawicieli handlowych sprzedawców energii elektrycznej, to informując o możliwości zmiany sprzedawcy tej 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, bez wcześniejszego zapoznania się z treścią umowy, a później mieli problemy z odstąpieniem bądź rozwiązaniem 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 przedsiębiorstwa można odstąpić w terminie 14 dni od zawarcia umowy bez podawania przyczyn i bez konsekwencji finansowych z tym związanych.

Kolejnymi najczęściej pojawiającymi się kategoriami zagadnień były zapytania odbiorców energii elektrycznej dotyczące warunków zawartej umowy i obsługi odbiorców (30,79%). W odniesieniu do tych kategorii odbiorcy zgłaszali problemy i nieprawidłowości dotyczące nieprzestrzegania m.in. standardów jakości obsługi odbiorców, w tym terminowości udzielania odpowiedzi na składane reklamacje oraz standardów obsługi odbiorców wynikających z zawartych umów, np. terminowość przesyłania faktur.

Rysunek 46. Problemy odbiorców energii elektrycznej w 2015 r.

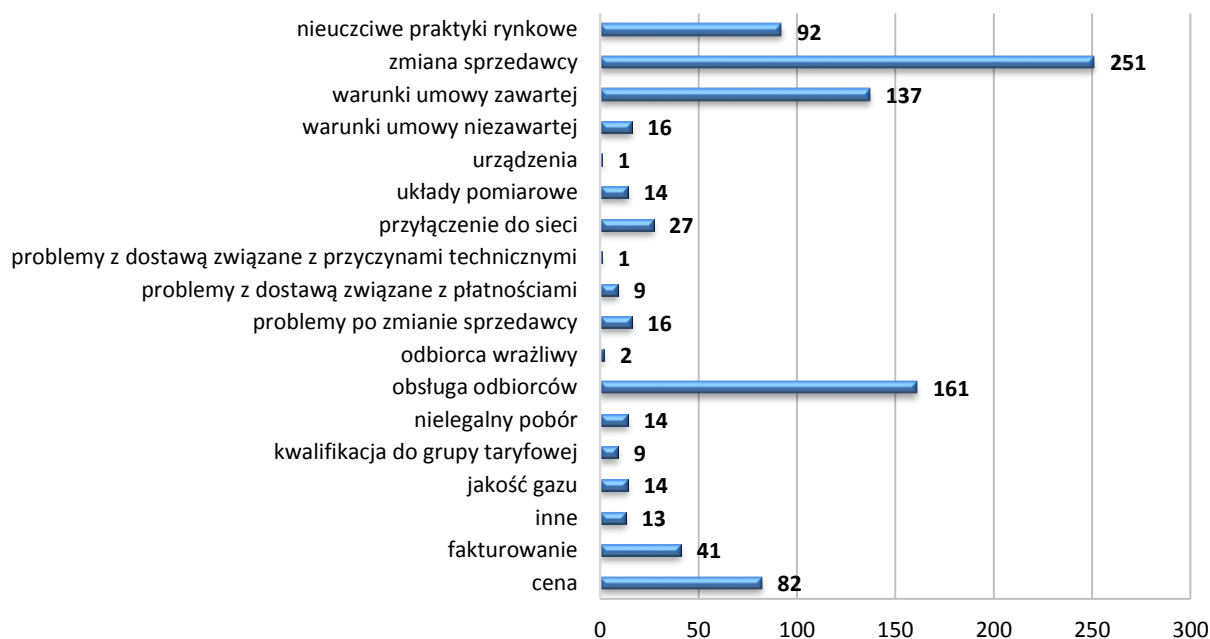


Źródło: URE.

Paliwa Gazowe

W odniesieniu do paliw gazowych zauważalny wzrost spraw zgłaszanych przez odbiorców dotyczył kwestii związanych ze zmianą sprzedawcy gazu (27,9%). Bezpośrednio z tą tematyką związane były kwestie dotyczące nieuczciwych praktyk rynkowych (10,2%). Podobnie jak w przypadku energii elektrycznej, odbiorcy zgłaszali problemy związane z naruszeniem standardów jakościowych obsługi (określonych w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z 2 lipca 2010 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego) oraz wynikające z umów już zawartych (terminowość odpowiedzi na reklamację, terminowość wystawiania faktur, zapytania o kontakt/numer telefonu do przedsiębiorstwa) – łącznie 33,1%.

Rysunek 47. Problemy odbiorców paliw gazowych w 2015 r.

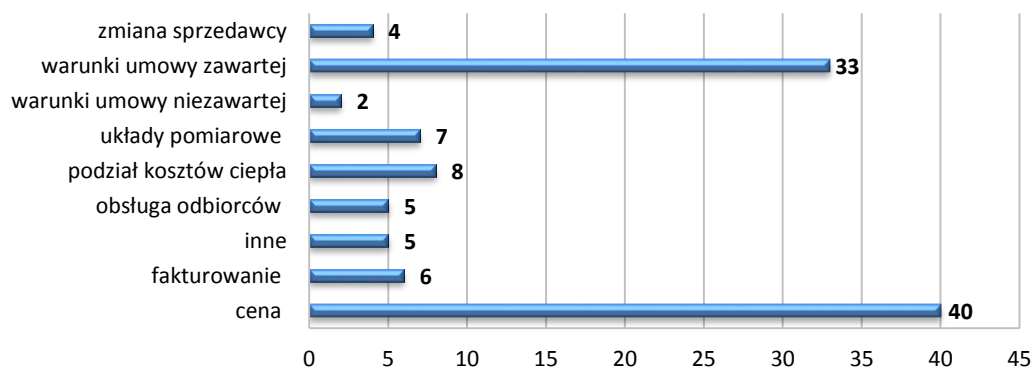


Źródło: URE.

Ciepło

Stosunkowo najmniej spraw w 2015 r. trafiło do Punktu Informacyjnego od odbiorców ciepła (110 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 w 2015 r. dominującą kategorią pytań były te związane z ceną ciepła (36,4%) oraz dotyczące szeroko rozumianych warunków umów zawartych oraz niezawartych (31,8%). Kolejną kategorię stanowiły zagadnienia związane z podziałem kosztów ciepła w budynkach wielolokalowych przez spółdzielnie mieszkaniowe oraz wspólnoty mieszkaniowe (7,3%).

Rysunek 48. Problemy odbiorców ciepła w 2015 r.



Źródło: URE.

WNIOSKI I UWAGI

ELEKTROENERGETYKA

Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej

W związku z mającymi miejsce w sierpniu 2015 r. ograniczeniami w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, a także przekazanym Prezesowi URE przez PSE S.A. raportem dotyczącym tych ograniczeń oraz przedłożoną Ministrowi Energii przez Prezesa URE opinią do raportu, zostały zidentyfikowane obszary wymagające podjęcia zdecydowanych działań. Prezes URE zwrócił w opinii do Raportu uwagę na potrzebę zmiany regulujących powyższą kwestię przepisów prawa, a przede wszystkim rozporządzenia 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 ciepła¹⁶²⁾. Postulowane zmiany zacierają głównie do uszczegółowienia przepisów ustanawiających podmiotowe i przedmiotowe wyłączenia spod obowiązku podlegania ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej oraz wprowadzenia dodatkowego stopnia zasilania „0”, oznaczającego brak ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej. Prezes URE zwrócił uwagę na potrzebę zmiany ww. rozporządzenia w taki sposób, aby wyznaczanie poszczególnych stopni zasilania w opracowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne „Planach wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej” w rzeczywisty sposób oddawało potencjał redukcji zapotrzebowania przez odbiorców objętych ograniczeniami. Odpowiednie zmiany powinny zatem, w ocenie Prezesa URE, dotyczyć także treści oraz częstotliwości aktualizacji Planów wprowadzania ograniczeń tak, aby dane w nich zawarte uwzględniały zmiany wynikające z zawarcia nowych umów, ich rozwiązania albo zmiany, a co za tym idzie – zmiany wielkości mocy umownych w nich zawartych. Przeanalizowania wymaga także sposób komunikacji pomiędzy OSD a przedsiębiorstwami zobowiązanymi do stosowania ograniczeń oraz system testowania.

Obowiązek publicznej sprzedaży energii elektrycznej

Propozycja zwiększenia wolumenu energii elektrycznej podlegającej obowiązkowi publicznej sprzedaży dla przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej, którym zakończył się okres otrzymywania pomocy publicznej na mocy ustawy o rozwiązaniu KDT

W związku z kończącym się w 2016 r. okresem korygowania dla wytwórcy energii elektrycznej PGE GiEK S.A., od 2017 r. wytwórca ten nie będzie podlegał pod obowiązek sprzedaży 100% wytworzonej energii elektrycznej w sposób określony w art. 49a ustawy – Prawo energetyczne (obliga giełdowego), co może spowodować odptyw z rynku giełdowego dużej ilości energii elektrycznej. Taka sytuacja może zatem zniwelować cel, który przyświecał wprowadzeniu obliga giełdowego¹⁶³⁾. Wydaje się zasadnym

¹⁶²⁾ Dz. U. z 2007 r. Nr 133, poz. 924.

¹⁶³⁾ Z uzasadnienia do projektu ustawy zmieniającej wprowadzającej w 2010 r. obowiązek, o którym mowa w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne wynika, że: „zapropozowana regulacja ma na celu eliminację zjawiska polegającego na sprzedaży przez wytwórców energii elektrycznej spółce obrotu w ramach jednej grupy po cenie znacznie odbiegającej od ceny, jaką ustala się na zewnątrz grupy (rynkowej) i tym samym zaniżania przychodów wytwórcy, które uwzględniane są w kalkulacji korekt wysokości rekompensat wypłacanych na pokrycie kosztów osieroconych przewidzianych przez ustawę z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (ustawa KDT). Po wprowadzeniu art. 49a wykluczona zostanie możliwość ewentualnego nadużywania pomocy publicznej udzielanej w ramach ustawy KDT mogąca powodować podwyższenie stawki opłaty przejściowej i zakłócanie funkcjonowania konkurencyjnego rynku energii elektrycznej w Polsce.”

wprowadzenie zmiany w wielkości obliża (tj. jego zwiększenie) tak, aby objąć obliżem większy wolumen energii elektrycznej wytwarzanej przez przedsiębiorstwa energetyczne, które już nie korzystają z pomocy publicznej na mocy ustawy o rozwiązaniu KDT, w celu zachowania płynności i przejrzystości rynku energii elektrycznej po 2016 r. (propozycja nowelizacji art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne).

Nowelizacja ustawy OZE z dniem 4 maja 2015 r. dokonała zmiany m.in. art. 49a ust. 5 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne, zgodnie z którym obowiązek, o jakim mowa w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne (tj. obowiązek publicznej sprzedaży energii elektrycznej), nie dotyczy energii elektrycznej wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii¹⁶⁴). Zgodnie z ustawą OZE, instalację odnawialnego źródła energii stanowi również m.in. instalacja spalania wielopaliwowego (art. 2 pkt 15 ustawy OZE), w której energia elektryczna lub ciepło są wytwarzane z biomasy (tj. w ramach tzw. współspalania), biopłynów, biogazu lub biogazu rolniczego spalanych wspólnie z innymi paliwami. Stosując wykładnię przepisów ustawy – Prawo energetyczne dotyczących obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej, uwzględniając definicje instalacji odnawialnego źródła energii oraz instalacji spalania wielopaliwowego, przedsiębiorstwa energetyczne objęte obowiązkiem publicznej sprzedaży energii elektrycznej i dysponujące instalacjami spalania wielopaliwowego, 4 maja 2015 r., na mocy art. 49a ust. 5 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne, uzyskały bezwarunkowe (nieograniczone) uprawnienie do skutecznego wyłączenia spod obowiązku publicznej sprzedaży całego wolumenu energii elektrycznej wyprodukowanej w instalacji spalania wielopaliwowego, niezależnie od tego, czy energia ta pochodzi z odnawialnych źródeł energii czy z paliw kopalnych. Natomiast, przed wejściem w życie nowelizacji powołanego przepisu, tylko wolumen energii elektrycznej uznanej za wytworzoną w odnawialnym źródle energii (tj. potwierdzony odpowiednią ilością świadectw pochodzenia) mógł pomniejszyć ilość energii elektrycznej podlegającej obowiązkowi publicznej sprzedaży.

Potencjalne zachowanie przedsiębiorstw energetycznych zmierzające do wyłączenia spod obowiązku publicznej sprzedaży jak największej ilości energii elektrycznej może implikować poważne konsekwencje dla utrzymania płynności i przejrzystości rynku energii elektrycznej oraz kształtowania się ceny rynkowej. Bowiern zakres zwolnienia z obliża giełdowego w praktyce może zwiększyć się z ok. 3,6 TWh do ok. 63 TWh tj. z ok. 3,5% do prawie 60% produkcji energii elektrycznej brutto w tych jednostkach wytwórczych¹⁶⁵). W konsekwencji może to prowadzić do problemów z prawidłowym rozliczeniem pomocy publicznej, gdyż przychody ze sprzedaży energii elektrycznej, rezerw mocy i usług systemowych na rynku konkurencyjnym na gruncie ustawy KDT stanowią podstawę do kalkulacji wypłacanych wytwórcom energii elektrycznej rekompensat z tytułu tzw. kosztów osieroconych (art. 27 ust. 4 ustawy o rozwiązaniu KDT).

Biorąc powyższe pod uwagę i kierując się dążeniem do zachowania obecnej funkcji obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej¹⁶⁶), wydaje się zasadnym doprecyzowanie przepisu art. 49a ust. 5 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne.

Dlatego też Prezes URE, zwrócił się do ministra właściwego do spraw energii z prośbą o podjęcie w najbliższym możliwym terminie prac legislacyjnych, zmierzających do rozwiązania tej kwestii.

¹⁶⁴) Do 4 maja 2015 r. przepis art. 49a ust. 5 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne brzmiał następująco: „*Obowiązek, o którym mowa w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne nie dotyczy energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii*”.

¹⁶⁵) Na podstawie danych za 2014 r. Przy czym w czterech kwartałach 2015 r. całkowity wolumen obrotu energią elektryczną na TGE S.A., na której realizowane jest w większości obliża giełdowe, w praktyce pozostał na niezmiennym poziomie w porównaniu do 2014 r., tj. okresu przed wejściem w życie zmian do ustawy – Prawo energetyczne wprowadzonych ustawą OZE.

¹⁶⁶) Zgodnie z uzasadnieniem do projektu ustawy wprowadzającej „obliża giełdowe” w 2010 r. „*zapropnowana regulacja ma na celu eliminację [...] zaniżania przychodów wytwórcy, które uwzględniane są w kalkulacji korekt wysokości rekompensat wypłacanych na pokrycie kosztów osieroconych przewidzianych przez ustawę z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach [...] (ustawa KDT). Po wprowadzeniu art. 49a wykluczona zostanie możliwość ewentualnego nadużywania pomocy publicznej udzielanej w ramach ustawy KDT mogąca powodować podwyższenie stawki opłaty przejściowej i zakłócanie funkcjonowania konkurencyjnego rynku energii elektrycznej w Polsce.*”.

Zasadnym wydaje się również podjęcie działań legislacyjnych w celu dokonania korekty w art. 49a ust. 5 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne poprzez zmianę powołanego przepisu art. 9a ust. 10 pkt 1 lit. a na art. 9a ust. 16 pkt 1 lit. a, odnoszącego się do pojęcia *średniorocznej sprawności przemiany*. W aktualnie obowiązującej ustawie – Prawo energetyczne, na skutek nowelizacji dokonanej w 2015 r., odwołanie do pojęcia średniorocznej sprawności przemiany zawiera art. 9a ust. 16 pkt 1 lit. a ww. ustawy, a nie art. 9a ust. 10 pkt 1 lit. a ww. ustawy. Jednakże przy okazji nowelizacji ww. ustawy w 2015 r. w treści art. 49a ust. 5 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne nie odzwierciedlono ww. zmian. Art. 49a ust. 5 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne nadal powołuje starą jednostkę redakcyjną, tj. art. 9a ust. 10 pkt 1 lit. a.

Urząd, biorąc pod uwagę dotychczasowe doświadczenia z kontroli obowiązku publicznej sprzedaży, o którym mowa w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne, w zakresie energii elektrycznej sprzedanej operatorom systemów elektroenergetycznych, niezbędnej do realizacji ich ustawowo określonych zadań, tj. kategorii niepodlegającej obowiązkowi publicznej sprzedaży, stosownie do art. 49a ust. 5 pkt 5 tej ustawy, uważa za konieczne doprecyzowanie tego przepisu w ustawie – Prawo energetyczne i/lub Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej. W opinii Prezesa URE przedsiębiorstwa energetyczne, w sposób nieuprawniony zaliczają sprzedaż energii elektrycznej do operatorów systemów elektroenergetycznych, jako niezbędną do wykonywania przez tych operatorów ich zadań określonych w ustawie – Prawo energetyczne, będącą skutkiem ograniczeń technicznych wynikających z parametrów pracy jednostek wytwórczych (tzw. energia elektryczna nieplanowanych odchyłeń – EBND_OD, energia elektryczna wymuszeń elektrownianych – EBND_WE). Zgodnie z § 24 ust. 5 rozporządzenia Ministra Gospodarki z 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego¹⁶⁷⁾, ograniczenia te powinny być usuwane przez wytwórców. W szczególności do tej kategorii nie powinno zaliczać się energii bilansującej nieplanowanej dostarczonej przez wytwórcę na rynek bilansujący, będącej wynikiem np. nieplanowanej produkcji energii elektrycznej ze względu na wymuszenie po stronie dostarczania ciepła, wynikającej z powodu błędnej prognozy zapotrzebowania na ciepło (EBND_OD). Wprowadzenie do sieci elektroenergetycznej powyższych kategorii bilansującej nieplanowanej energii elektrycznej nie wynika z zaplanowanych przez OSP działań. Wprowadzenie do sieci ww. kategorii energii przez wytwórców energii elektrycznej wymusza na OSP podjęcie działań zaradczych w celu zbilansowania KSE.

Obowiązek sporządzania i przedkładania Prezesowi URE przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w źródłach o łącznej mocy zainstalowanej nie mniejszej niż 50 MW prognoz na okres 15 lat

Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w źródłach o łącznej mocy zainstalowanej nie mniejszej niż 50 MW, sporządzają i przedkładają Prezesowi URE prognozy na okres 15 lat – zgodnie z art. 16 ust. 20 ustawy – Prawo energetyczne, a także, w myśl art. 16 ust. 21 tej ustawy, **co dwa lata w terminie do 30 kwietnia danego roku aktualizują prognozy**, o których mowa w ust. 20 oraz informują o tych aktualizacjach Prezesa URE oraz operatorów systemów elektroenergetycznych, do których sieci są przyłączone.

¹⁶⁷⁾ Dz. U. z 2007 r. Nr 93, poz. 623 z późn. zm. Na mocy art. 21 ustawy nowelizującej, do czasu wejścia w życie przepisów wykonawczych wydanych na podstawie art. 9 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne, moc zachowują dotychczasowe przepisy wykonawcze.

Propozycja ograniczenia obowiązku przedkładania prognoz na okres 15 lat i ich aktualizacji do koncesjonowanych przedsiębiorstw energetycznych

W obecnie obowiązującym stanie prawnym pod obowiązek sporządzenia i przedkładania Prezesowi URE prognoz na okres 15 lat oraz ich aktualizacji podlegają zarówno przedsiębiorstwa energetyczne, których działalność gospodarcza w zakresie wytwarzania energii elektrycznej wymaga uzyskania koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej, jak i przedsiębiorstwa energetyczne, których działalność gospodarcza w zakresie wytwarzania energii elektrycznej nie wymaga uzyskania koncesji, tj. w źródłach energii o łącznej mocy zainstalowanej równej 50 MW niezaliczanych do instalacji odnawialnego źródła energii lub do jednostek kogeneracji (art. 32 ust. 1 pkt 1 lit. b ustawy – Prawo energetyczne). W praktyce monitorowania i egzekwowania tego obowiązku występuje trudność w identyfikacji ww. przedsiębiorstw nieposiadających koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej. Wydaje się zatem zasadnym ograniczenie obowiązku przedkładania prognoz na okres 15 lat oraz ich aktualizacji wyłącznie do przedsiębiorstw podlegających pod obowiązek uzyskania stosownej koncesji, które można zwerifikować na podstawie posiadanych przez Urząd danych.

Uzupełnienie przepisów o termin przedłożenia przez przedsiębiorstwa energetyczne prognoz na okres 15 lat

W obecnym stanie prawnym art. 16 ust. 20 ustawy – Prawo energetyczne nie określa terminu, w jakim przedsiębiorstwa energetyczne mają przedłożyć Prezesowi URE prognozy 15-letnie. Wobec powyższego zasadnym jest uzupełnienie art. 16 ust. 20 ustawy o przedmiotowy termin analogicznie, jak to zostało określone w art. 16 ust. 21 ustawy – Prawo energetyczne.

Nakładanie kar pieniężnych

W aktualnym stanie prawnym art. 56 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne nie zawiera sankcji za brak realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 16 ust. 20 ustawy, tj. obowiązku sporządzenia i przedkładania Prezesowi URE przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w źródłach o łącznej mocy zainstalowanej nie mniejszej niż 50 MW prognoz na okres 15 lat. W celu skutecznego egzekwowania od podmiotów obowiązanych realizacji przedmiotowego obowiązku zasadnym jest uzupełnienie art. 56 ust. 1 pkt 1c ustawy – Prawo energetyczne o przesłanki do nałożenia kary pieniężnej w przypadku nie przedstawienia informacji, o których mowa w art. 16 ust. 20 ustawy – Prawo energetyczne.

Instrukcje ruchu i eksploatacji sieci

W związku ze zmieniającymi się regulacjami prawnymi (m.in. wejście w życie i wdrożenie rozwiązań przyjętych w kodeksach sieci oraz intensywne prace w zakresie uchwalenia kolejnych kodeksów, zarówno w zakresie gazownictwa, jak i elektroenergetyki), jak również mając na uwadze stały rozwój poszczególnych segmentów rynku energii elektrycznej i gazu w Polsce, uzasadnione staje się wprowadzenie odpowiednich zmian w zakresie usprawnienia procesu efektywnego wdrażania nowych przepisów w instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci OSP i OSD. W obecnych uwarunkowaniach prawnych, zgodnie z przepisami art. 9g ust. 7-8 ustawy – Prawo energetyczne, OSP i OSD przedkładają instrukcję Prezesowi URE do zatwierdzenia decyzją administracyjną. Oznacza to, że Prezes URE nie posiada obecnie możliwości wszczęcia postępowania w zakresie zatwierdzenia instrukcji bez odpowiedniego wniosku ze strony operatora w tej kwestii. W przypadku braku zgody stron postępowania w zakresie części przepisów, ww. unormowania prawne mogą prowadzić do nadmiernego wydłużania procesu zatwierdzenia całości przepisów. Biorąc pod uwagę powyższe,

zasadnym jest wyposażenie Prezesa URE w uprawnienia do ustalania instrukcji, zarówno w całości, jak i w części, przygotowywanych przez operatorów w przypadku, gdy operator mimo wezwania nie przedkłada instrukcji do zatwierdzenia lub przedkłada instrukcję niespełniającą wymagań określonych w obowiązujących przepisach prawa. Proponowane rozwiązanie ma na celu uniknięcie rozbieżności między treścią instrukcji, a obowiązującymi przepisami prawa. Doświadczenie w zakresie prowadzenia postępowań administracyjnych dotyczących zatwierdzenia instrukcji wskazuje na celowość wprowadzenia takiego rozwiązania, co przyczyni się do zwiększenia efektywności i przyspieszenia procesu wdrażania regulacji krajowych oraz unijnych do instrukcji ruchu i eksploatacji operatorów systemów. Dodatkowo, dążąc do równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych oraz odbiorców gazu i energii elektrycznej Prezes URE uzyska możliwość wprowadzania odpowiednich zmian do instrukcji w oparciu o zgłaszane uwagi i opinie użytkowników systemu.

Funkcjonowanie wspólnego rynku energii elektrycznej

Prezes URE w 2014 r. podjął próbę rozwiązania problemu przepływów kołowych, które negatywnie wpływają m.in. na bezpieczeństwo polskiego systemu elektroenergetycznego, jak również na możliwość integracji polskiego rynku z rynkami sąsiadującymi. Zakres tego zjawiska widoczny był w sierpniu 2015 r., kiedy konieczne okazało się ograniczenie dostaw energii elektrycznej w kraju. Opinia ACER wydana we wrześniu 2015 r., potwierdzająca niezgodność z prawem unijnym braku procedury alokacji na granicy niemiecko-austriackiej, jest istotnym krokiem otwierającym potencjalne możliwości rozwiązania problemu. Próba implementacji zaleceń Opinii wskazała, że osiągnięcie porozumienia między regulatorami i operatorami co do możliwych działań będzie wymagało szeregu uzgodnień. Prezes URE będzie angażował się we wszystkie działania w zakresie jego kompetencji zmierzające do rozwiązania sytuacji przepływów kołowych i tym samym do poprawy bezpieczeństwa polskiego systemu elektroenergetycznego.

Stosowanie rozporządzenia REMIT

Do zadań Prezesa URE wynikających z rozporządzenia REMIT należy m.in. prowadzenie postępowań kontrolnych i postępowań wyjaśniających w sprawach manipulacji lub prób manipulacji na hurtowym rynku energii oraz w sprawach niezgodnego z prawem wykorzystywania informacji wewnętrznej (o czym szerzej w cz. II pkt 1.2.7. Sprawozdania). W związku z tym, na etapie opracowywania projektu ustawy zmieniającej ustawę – Prawo energetyczne, dla realizacji nowych zadań przez Prezesa URE związanych z rozporządzeniem REMIT w dokumencie OSR wskazano konieczność zwiększenia środków finansowych oraz zasobów kadrowych Prezesa URE. Do końca 2015 r. Prezes URE nie otrzymał dodatkowych środków finansowych na niezbędne narzędzia ani dodatkowe etaty.

Konieczność prowadzenia działań ukierunkowanych na ochronę odbiorców z uwagi na liczbę skarg dotyczących działań przedsiębiorstw energetycznych

Biorąc pod uwagę wzrost liczby odbiorców dokonujących zmiany sprzedawcy, który odzwierciedla dynamikę liberalizacji rynku, a także wzrastającą liczbę skarg na działalność sprzedawców energii elektrycznej i gazu, podjęto działania monitorujące, mające na celu zdefiniowanie naruszeń i ochronę uzasadnionych interesów odbiorców.

Doświadczenia zebrane w 2015 r. spowodowały, że w lutym 2016 r. na stronie internetowej URE opublikowano informację o istotnych, powtarzających się problemach prowadzących do sporów pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami, a także listę objętych monitoringiem przedsiębiorstw energetycznych.

Zasadnym wydaje się również rozważenie ograniczenia z mocy prawa możliwości nakładania na odbiorców opłat należnych w przypadku rozwiązania przez nich umowy sprzedaży energii elektrycznej i paliwa gazowego zawartej na czas określony, przed upływem terminu jej obowiązywania. Obowiązujące przepisy pozwalają spółkom obrotu uzyskiwać przychody z opłat za rozwiązane przed terminem umowy sprzedaży, które w wielu przypadkach znacznie przewyższają przychody, które spółki te otrzymałyby w przypadku kontynuowania umowy. Należności, o których mowa wyżej, są też obecnie istotną barierą w swobodnej zmianie sprzedawcy. Dlatego celowym byłoby rozważenie dokonania zmian w prawie, które w pewnym zakresie „chroniłyby” odbiorcę przed agresywnymi działaniami sprzedawców energii np. poprzez zakaz sprzedaży „door to door”, wprowadzenie maksymalnego okresu, na jaki mogą być zawierane umowy dotyczące sprzedaży energii elektrycznej do 24 miesięcy, lub uniemożliwienie sprzedawcom energii stosowania sankcji umownych za rozwiązanie umowy zawartej na czas określony, tj. przed terminem.

GAZOWNICTWO

Liberalizacja rynku gazu

W kwestii kontrolowanego i stopniowego uwolnienia rynku gazu w Polsce podkreśla się potrzebę podjęcia działań, które przyczyniałyby się do zwiększenia jego liberalizacji. Celem takich działań powinno być usunięcie barier stwarzających ograniczenia na hurtowym rynku gazu ziemnego, przy jednoczesnym zachowaniu środków, które zapewnią bezpieczeństwo dostaw paliw gazowych w przypadku wystąpienia sytuacji kryzysowych np. nagłego ograniczenia dostaw lub nieprzewidzianego wzrostu zużycia gazu. W związku z powyższym w ocenie Prezesa URE należy rozważyć modyfikacje następujących regulacji:

– **rozporządzenia Rady Ministrów z 24 października 2000 r. w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy**

W obecnym stanie prawnym, według ustawy – Prawo energetyczne oraz rozporządzenia w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy, kryterium dywersyfikacji, tj. zróżnicowania źródeł pozyskania gazu ziemnego, opiera się na źródle pochodzenia oraz kraju pochodzenia tego gazu. Natomiast maksymalny udział gazu importowanego określony jest przez maksymalny udział gazu importowanego z jednego kraju pochodzenia w stosunku do całkowitej wielkości gazu importowanego w danym roku.

Od dnia wydania rozporządzenia na polskim rynku gazu zaszły duże zmiany. Powstały nowe formuły handlu gazem, które nie występowały w dacie ustalania kryteriów i zasad dywersyfikacji – np. zakup na giełdzie, wirtualny rewers.

Dotychczasowe doświadczenia wynikające z funkcjonowania przepisów regulujących kwestię dywersyfikacji prowadzą do wniosku, że konieczne jest wypracowanie takich rozwiązań legislacyjnych, które z jednej strony stanowiąc będą skutecznym środkiem zapewniającym bezpieczeństwo dostaw paliw gazowych w sytuacjach kryzysowych, z drugiej zaś nie będą stanowić istotnej bariery dla rozwoju hurtowego rynku paliw gazowych.

– **ustawy o zapasach**

Ustawa – Prawo energetyczne wprowadza w art. 24 ust. 1 obowiązek utrzymywania zapasów gazu ziemnego przez przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przywozu gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży odbiorcom. Regulacja dotyczy zatem wszystkich przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się importem oraz nabyciem wewnątrzwspólnotowym gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży każdemu podmiotowi, który otrzymuje lub pobiera paliwo gazowe na podstawie umowy z przedsiębiorstwem energetycznym. Ustawodawca przewidział możliwość zwolnienia z obowiązku utrzymywania zapasów dla podmiotów, których liczba odbiorców jest nie większa niż 100 tys. i przywóz gazu ziemnego nie przekracza w ciągu

roku kalendarzowego 100 mln m³. Oznacza to, że każde przedsiębiorstwo energetyczne, które sprowadzi na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej gaz ziemny w ilości przekraczającej 100 mln m³ (w celu jego dalszej odsprzedaży), zobowiązane jest do utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego.

Funkcjonujące obecnie rozwiązanie zniechęca przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się importem oraz nabyciem wewnątrzwspólnotowym, w szczególności nowe podmioty, do aktywności na polskim rynku gazu, co w rezultacie utrudnia osiągnięcie pożądanego zróżnicowania wśród dostawców gazu i źródeł dostaw. Jak wynika z opinii uczestników rynku, obowiązek utrzymywania zapasów przez podmioty sprowadzające z zagranicy gaz ziemny w ilości przekraczającej 100 mln m³ stanowi przeszkodę dla rozwoju konkurencyjnego i płynnego rynku. Podmioty te wskazują, że dodatkowy koszt związany z magazynowaniem gazu ziemnego (zarówno w kraju, jak i za granicą) stawia pod znakiem zapytania rentowność przywozu z zagranicy znacznych wolumenów gazu. Ponadto, ww. przedsiębiorstwa postrzegają powyższe rozwiązania jako barierę, która wpływa na podejmowanie przez nie decyzji o rozpoczęciu lub skali prowadzonej działalności w tym zakresie.

W sytuacji bliskiego uruchomienia nowych kierunków dostaw gazu ziemnego do Polski zasadne jest podjęcie prac mających na celu dostosowanie systemu utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego do kształtujących się nowych możliwości pozyskania tego gazu przez uczestników krajowego rynku gazu. Nowe regulacje dotyczące utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego powinny, z jednej strony, gwarantować odpowiedni poziom bezpieczeństwa energetycznego kraju, z drugiej zaś nie stanowić istotnej bariery dla rozwoju rynku paliw gazowych.

Rozważyć należy zmianę ustawy o zapasach poprzez dodanie także przepisów określających następujące kwestie:

- podanie w ustawie o zapasach relewantnej wielkości przywozu gazu ziemnego wyrażonej w jednostkach energii
Nieuwzględnienie w ustawie o zapasach wdrożenia od dnia 1 sierpnia 2014 r. (zgodnie z § 46 ust. 1 rozporządzenia taryfowego) systemu rozliczeń opartego na jednostkach energii oznacza konieczność zamawiania przez odbiorców mocy umownych w jednostkach energii zamiast w jednostkach objętości – w zakresie określenia kryterium możliwości uzyskania zwolnienia z obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, o którym mowa w art. 24 ust. 5-6 tej ustawy.
- podanie w rozporządzeniu Rady Ministrów w sprawie sposobu i trybu wprowadzenia ograniczeń w poborze gazu ziemnego wartości granicznych określonych w jednostkach energii (kWh/h), odpowiadających wartości 417 m³/h, dla poszczególnych rodzajów gazu ziemnego, przy której dany odbiorca powinien być ujęty w danym planie ograniczeń.

Wyznaczanie operatorów systemów gazowych

Kolejnym obszarem, w którym zasadne byłoby wprowadzenie zmian legislacyjnych jest proces wyznaczania operatorów systemów gazowych, tj. OSP, OSD, OSM i OSGZ. Obecnie, w związku z treścią art. 4e¹ ustawy – Prawo energetyczne, usługi przesyłania, dystrybucji, magazynowania paliw gazowych, skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego mogą być świadczone wyłącznie odpowiednio przez operatora systemu przesyłowego, operatora systemu dystrybucyjnego, operatora systemu magazynowania paliw gazowych, operatora systemu skraplania gazu ziemnego lub operatora systemu połączonego. Oznacza to, że każdy przedsiębiorca, który zamierza prowadzić działalność gospodarczą w zakresie przesyłania, dystrybucji, magazynowania paliw gazowych lub skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego zobowiązany jest przed rozpoczęciem tej działalności do uzyskania zarówno stosownej koncesji, jak i statusu operatora systemu. Posiadanie koncesji na powyższe rodzaje działalności nie upoważnia koncesjonariuszy do wykonywania działalności nimi objętej. W efekcie uzyskanie niezbędnych uprawnień umożliwiających świadczenie wymienionych wyżej usług staje się procesem długotrwałym.

W związku z tym zasadne wydaje się wprowadzenie zmian legislacyjnych, które umożliwią połączenie uprawnień wynikających z koncesji i wyznaczenia operatorem systemu w ramach jednego aktu administracyjnego. Udzielenie koncesji na powyższe rodzaje działalności powinno być warunkowane także spełnieniem przez wnioskodawcę kryteriów pozwalających na wyznaczenie go operatorem danego systemu gazowego.

Obowiązek sprzedaży gazu na giełdzie (art. 49b ustawy – Prawo energetyczne)

Obecnie obowiązująca wielkość obowiązku sprzedaży gazu na giełdzie oraz zwolnienie z tego obowiązku podmiotów o mniejszej skali działalności na rynku krajowym powoduje, że koncentracja obrotu gazem na giełdzie jest wysoka. Jednocześnie wysokie obligo giełdowe nie przekłada się na dynamikę zmian na rynku detalicznym w oczekiwanym wcześniej stopniu. Dlatego należy rozważyć obniżenie poziomu tego obowiązku oraz rozszerzenie zakresu jego obowiązywania na inne przedsiębiorstwa obrotu.

Tworzenie zapasów obowiązkowych

Pozyskane ankiety za 2015 r. wykazały utratę udziałów w rynku przez podmiot dominujący, w porównaniu z rokiem ubiegłym. Jest to o tyle istotne z perspektywy oceny bezpieczeństwa dostaw, że obecnie PGNiG S.A. jest jedynym podmiotem faktycznie utrzymującym zapasy obowiązkowe na mocy ustawy o zapasach. Pozostałe przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przywozu gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży odbiorcom w 2015 r. dysponowały ważnymi zwolnieniami Ministra Gospodarki z obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych oraz prowadziły działalność w zakresie pozwalającym na utrzymanie warunków tego zwolnienia, tj. zasadniczo sprowadzającego się do nieprzekraczania rocznego limitu przywozu 100 mln m³. Ponadto w 2015 r. zaobserwowano realizację dostaw gazu ziemnego do Polski poprzez samodzielne nabywanie gazu na połączeniach międzysystemowych na granicy z Niemcami przez dużych odbiorców przemysłowych na własne potrzeby, co wyłącza stosowalność przepisów ustawy o zapasach – odnoszących się do przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie przywozu gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży odbiorcom.

Wskazane zjawiska, w warunkach zwiększającego się poziomu zdolności przesyłowych na połączeniach z UE sprawiają, że coraz bardziej aktualna staje się kwestia stworzenia nowego systemu zapasów obowiązkowych, pozwalającego na zapewnienie satysfakcjonującego poziomu bezpieczeństwa dostaw oraz co najmniej neutralnego wpływu na warunki konkurencji – tak aby w szczególności nie zmniejszać poziomu rezerw obowiązkowych gromadzonych w skali całego kraju, nie obniżać popytu na krajowe usługi magazynowe oraz nie ograniczać wolumenu transakcji zawieranych na terenie kraju. W tym kontekście warto zauważyć, że obowiązujące regulacje z jednej strony wymuszają na podmiocie dominującym obrót giełdowy poprzez ustawowe obligo sprzedaży określonych ilości gazu za pośrednictwem giełdy, z drugiej – zniechęcają innych sprzedawców do prowadzenia sprzedaży gazu przy wykorzystaniu tego sposobu handlu z uwagi na uwarunkowania dotyczące zapasów obowiązkowych, w rezultacie których promowane jest samodzielne nabywanie gazu przez odbiorców końcowych na potrzeby własne poza granicami kraju.

Obecny kształt projektowanych na poziomie UE mechanizmów przemawia za przeniesieniem obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych z przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie przywozu gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży odbiorcom na przedsiębiorstwa wykonujące działalność gospodarczą w zakresie sprzedaży gazu ziemnego odbiorcom chronionym, niezależnie od sposobu pozyskania przez nie gazu.

Instrukcje ruchu i eksploatacji sieci

Mając na uwadze zapewnienie bezpieczeństwa dostarczania paliw gazowych oraz funkcjonowania systemów gazowych, należy podkreślić, że zarówno operator systemu magazynowanego, jak i operator systemu skraplania gazu ziemnego powinni zostać zobowiązani do opracowania odpowiednich instrukcji ruchu i eksploatacji swoich systemów na wzór dokumentów opracowywanych obecnie przez OSP i OSD. Instrukcje te (instrukcja ruchu i eksploatacji instalacji magazynowej oraz instrukcja ruchu i eksploatacji instalacji skroplonego gazu ziemnego) powinny podlegać zatwierdzeniu decyzją administracyjną Prezesa URE. Dzięki wprowadzeniu powyższego obowiązku, byłaby możliwość kontroli realizacji zasady niedyskryminacyjnego dostępu stron trzecich, zasad przyłączania do instalacji oraz zarządzania ograniczeniami systemowymi w ramach ww. systemów. Wymienione powyżej działania są kluczowe w kontekście postępującego procesu liberalizacji rynku gazu ziemnego. Wyjątek od tej reguły będzie stanowić sytuacja, w której operator systemu skraplania gazu ziemnego będzie operatorem na instalacjach skroplonego gazu ziemnego o łącznej zdolności regazyfikacji lub skraplania nie wyższej niż 150 mln m³ rocznie. Zastosowanie takiego wyjątku jest uzasadnione ze względu na analogiczne uregulowania w odniesieniu do małych OSD.

PALIWA, BIOPALIWA CIEKŁE

Przeniesienie obsługi zabezpieczeń majątkowych, związanych z wykonywaniem działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania paliw ciekłych lub obrotu paliwami ciekłymi z zagranicą do naczelników urzędów skarbowych

Zgodnie z art. 33 ust. 1b, art. 35 ust. 2, art. 38a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, wprowadzonymi 22 lipca 2014 r. na mocy ustawy z 30 maja 2014 r. o zmianie ustawy o zapasach oraz niektórych innych ustaw, wykonywanie działalności koncesjonowanej w zakresie wytwarzania paliw ciekłych lub obrotu paliwami ciekłymi z zagranicą związane jest z obowiązkiem złożenia zabezpieczenia majątkowego w wysokości 10 mln zł w celu zabezpieczenia powstałych albo mogących powstać należności związanych z wykonywaną działalnością koncesjonowaną, których konkretne tytuły zostały wymienione w ustawie – Prawo energetyczne.

Z obserwacji rynku paliw ciekłych wynika, że zabezpieczenia majątkowe mają stanowić zabezpieczenie przede wszystkim w obszarze należności z tytułu zobowiązań podatkowych (podatek od towarów i usług oraz podatek akcyzowy), gdzie notowane są największe straty budżetowe. Skoro zatem należności podatkowe są tymi, którym w pierwszej kolejności dedykowane jest zabezpieczenie majątkowe, zasadnym wydaje się ulokowanie obsługi tych zabezpieczeń, w tym ich uruchamiania, w strukturach organów podatkowych, tj. u naczelników urzędów skarbowych. Istotne jest przy tym odpowiednie przygotowanie techniczno-prawne organów podatkowych do obsługi tego instrumentu. Ustawa z 29 sierpnia 1997 r. Ordynacja podatkowa od przeszło 10 lat zawiera bowiem przepisy o zabezpieczeniach majątkowych, z uwzględnieniem form identycznych jak wprowadzone w ustawie – Prawo energetyczne.

Zważywszy na powyższe oraz uwzględniając zainteresowanie wyrażane w toku roboczych kontaktów przez Szefa Służby Celnej i Administracji Podatkowej w Ministerstwie Finansów, Prezes URE po raz kolejny proponuje przedstawioną wyżej korektę kompetencyjną jako skuteczny sposób zwiększenia efektywności działań na rzecz ograniczenia zjawiska szarej strefy na rynku paliw ciekłych.

CIEPŁOWNICTWO

Modyfikacja przepisów dotyczących uproszczonego kształtowania taryf dla ciepła ze względu na ochronę interesów odbiorców

Prezes URE przekazał z końcem 2015 r. do Ministra Energii informację związaną z analizą i oceną skutków stosowania uproszczonego kształtowania cen i stawek opłat ciepła wytworzonego w kogeneracji na podstawie art. 47 ust. 2f ustawy – Prawo energetyczne oraz § 13 rozporządzenia Ministra Gospodarki z 17 września 2010 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło¹⁶⁸⁾, sugerując weryfikację przepisów tego rozporządzenia (informacje były także przekazywane w I kwartale 2016 r.).

Ponieważ uproszczony sposób kształtowania taryf dla ciepła, oparty na analizie porównawczej i poza bezpośrednim powiązaniem z oceną kosztów przedsiębiorstwa powoduje, jak dotychczas, coroczne podwyżki cen ciepła wytworzonego w kogeneracji, zwłaszcza w okresie, w którym ceny paliw pierwotnych charakteryzują się znaczącą tendencją spadkową, w ocenie Prezesa URE konieczna jest modyfikacja przepisów dotyczących uproszczonego kształtowania taryf dla ciepła ze względu na ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem i wzrostem cen ciepła ze źródeł kogeneracyjnych stosujących uproszczony sposób kształtowania taryf dla ciepła.

ODNAWIALNE ŹRÓDŁA ENERGII

Obowiązki informacyjne i sprawozdawcze wytwórców energii elektrycznej w mikroinstalacjach

Pomimo, że na wytwórcach energii elektrycznej w mikroinstalacjach spoczywa obowiązek informacyjny i sprawozdawczy wynikający z art. 5 ustawy OZE, wielu wytwórców nie przekazało tych informacji. W związku z tym, zgodnie z art. 168 pkt 12 ww. ustawy podlegają oni karze pieniężnej. Wysokość kary jest ściśle określona przez art. 170 ust. 4 pkt 2 i wynosi 1 tys. zł. Należy zwrócić uwagę, że w myśl art. 174 ust. 2 ustawy OZE Prezes URE może odstąpić od wymierzenia kary w sytuacji, jeżeli zakres naruszeń jest znikomy, a podmiot zaprzestał naruszania prawa lub zrealizował obowiązek, zanim Prezes URE powziął o tym wiadomość. Obydwie przesłanki muszą występować łącznie.

W związku z trwającymi pracami nad nowelizacją ustawy OZE rozważenia wymaga dokonanie także zmiany przepisu art. 170 ust. 4 pkt 1 tej ustawy poprzez wyłączenie z regulacji objętej tym przepisem przypadku nieprzedstawienia w terminie Prezesowi URE sprawozdań kwartalnych przez wytwórców energii elektrycznej w małej instalacji (art. 168 pkt 11 ustawy OZE). Kara pieniężna w wysokości 10 tys. zł za opóźnienie w złożeniu kwartalnych sprawozdań wytwórców energii elektrycznej w małej instalacji, wydaje się karą nadmiernie represyjną. W przypadku wskazanej wyżej nieprawidłowości w prowadzonej działalności gospodarczej przez ww. podmioty wysokość kary pieniężnej powinna być miarkowana według ogólnych zasad określonych w art. 170 ust. 1 ustawy OZE. Utrzymanie dotychczasowych zapisów wydaje się przykładem za daleko posuniętej regulacji.

¹⁶⁸⁾ Dz. U. Nr 194, poz. 1291.

INNE PROPOZYCJE ZMIAN LEGISLACYJNYCH DO USTAWY – PRAWO ENERGETYCZNE ORAZ AKTÓW WYKONAWCZYCH DO TEJ USTAWY

Ustawa – Prawo energetyczne

1. W związku z rozwojem rynku gazu ziemnego i związanym z tym rosnącym zainteresowaniem zmianą sprzedawcy paliw gazowych, właściwe wydaje się zabezpieczenie interesów odbiorców w gospodarstwach domowych poprzez wprowadzenie zapisu dotyczącego sprzedaży rezerwowej, analogicznie jak dla energii elektrycznej.

2. Mając na celu możliwość korzystania z TPA odbiorców paliw gazowych przyłączonych do sieci małych OSD proponuje się zmianę zapisu art. 4h ustawy – Prawo energetyczne. Proponowana zmiana ma na celu ograniczenie blokowania zasady TPA przez małe przedsiębiorstwa zintegrowane pionowo do czasu rozstrzygnięcia przez Prezesa URE zasadności wniosku w zakresie odmowy dostępu do sieci. W aktualnym stanie prawnym złożenie przez przedsiębiorstwo wniosku do Prezesa URE na podstawie art. 4h automatycznie zamyka dostęp do sieci dla alternatywnych sprzedawców na okres toczącego się postępowania oraz – w przypadku odmowy przez Prezesa URE – dalszych postępowania odwoławczych/sądowych. Taka sytuacja jest niekorzystna szczególnie dla odbiorców, którzy nie mogą skorzystać z prawa do zmiany sprzedawcy, jak i dla możliwości działania alternatywnych sprzedawców.

3. Z dotychczasowej praktyki na rynku energii elektrycznej wynika, że powierzanie usługi w zakresie obsługi klienta OSD podmiotowi świadczącemu również usługi na rzecz innych spółek wchodzących w skład tej samej co OSD grupy kapitałowej, zwiększa ryzyko dostępu do danych wrażliwych osobom nieuprawnionym. Ponadto z sygnałów płynących z rynku widać, że grupy kapitałowe dążą do przekazywania spraw natury prawnej wspólnym podmiotom (kancelariom), co w kontekście ewentualnego sporu pomiędzy OSD a spółką obrotu z tej samej grupy kapitałowej należy uznać za niedopuszczalne.

4. Wprowadzenie sankcji karnych z tytułu niedostarczenia odbiorcom z grupy gospodarstw domowych zbioru praw konsumenta energii elektrycznej i paliw gazowych, opracowanych przez Prezesa URE w porozumieniu z Prezesem UOKiK, a także za posługiwanie się tymi dokumentami celem wprowadzenia odbiorców w błąd.

5. Wprowadzenie sankcji karnych z tytułu nieprzestrzegania przez sprzedawców art. 4j ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne wskazującego, że dotychczasowy sprzedawca zobowiązany został do rozliczenia z odbiorcą, który skorzystał z prawa do zmiany sprzedawcy, nie później niż w okresie 42 dni od dnia dokonania tej zmiany. Tym samym ewentualne opóźnienie dotychczasowego sprzedawcy w rozliczeniu z odbiorcą przekraczające ten termin jest niezgodne z przepisami ustawy. W związku z powyższym, oraz biorąc pod uwagę dużą liczbę prowadzonych w URE spraw dotyczących problemów odbiorców związanych z opóźnieniami w rozliczeniach za zużytą energię po zmianie sprzedawcy, wydaje się zasadne wprowadzenie przez ustawodawcę możliwości nałożenia sankcji przez Prezesa URE – za przekroczenie terminu rozliczenia z odbiorcą przez dotychczasowego sprzedawcę.

6. Wskazanie w ustawie maksymalnego 24 miesięcznego okresu dla umów zawieranych na czas oznaczony z odbiorcami z grupy gospodarstw domowych.

7. Wprowadzenie zakazu sprzedaży „door to door” poprzez dodanie zapisu o uznaniu za niedozwolone zawieranie umów z odbiorcą w gospodarstwie domowym w formie określonej w art. 2 ust. 2 ustawy o prawach konsumenta.

8. Uniemożliwienie sprzedawcom energii stosowanie sankcji umownych w stosunku do odbiorców w gospodarstwach domowych wypowiadających umowę zawartą na czas oznaczony przed terminem jej upływu, poprzez wprowadzenie odpowiednich zapisów.

9. Doprecyzowanie treści zapisu ustawy, dotyczącego terminu wznowienia dostaw energii, gazu lub ciepła po ustaniu przyczyn uzasadniających ich wstrzymanie oraz ustanowienie sankcji za przekroczenie tego terminu.

10. Proponuje się dodanie zapisu o obowiązku stosowania przez OSD własnego znaku graficznego, nazwy oraz innych elementów w zakresie komunikacji i marki, które nie będą powodować nieporozumień w odniesieniu do odrębnej tożsamości części przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, zajmującego się obrotem paliwami gazowymi lub energią elektryczną. Z dotychczasowej praktyki wynika, że takie same logo OSD oraz podobna nazwa w odniesieniu do spółki obrotu wchodzącej w skład tej samej co OSD grupy kapitałowej, wprowadzają odbiorców w błąd odnośnie niezależności OSD. Taki zabieg wizualny premiuje spółkę obrotu z grupy kapitałowej OSD, poprzez sugerowanie, że właśnie ten sprzedawca w najlepszym stopniu zapewni bezpieczeństwo dostaw energii lub paliw gazowych do odbiorcy.