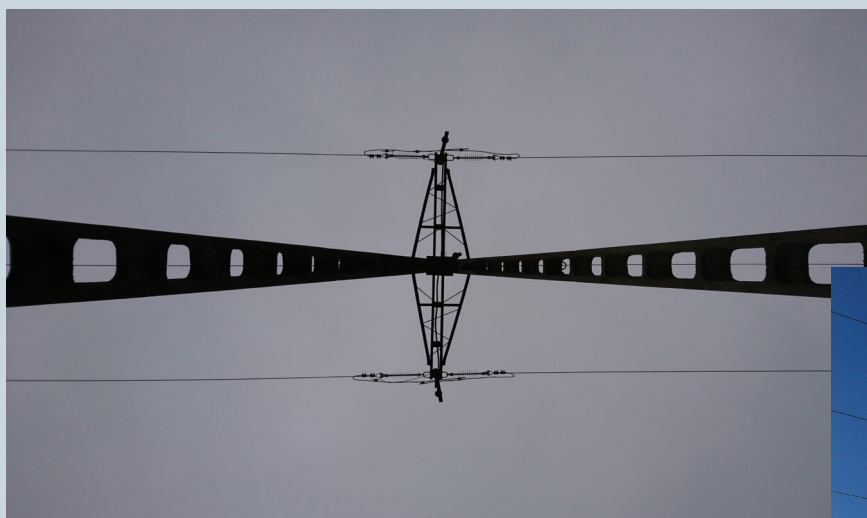




Urząd Regulacji
Energetyki



Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2017 r.



Warszawa, kwiecień 2018

Spis treści

5	Wykaz skrótów używanych w Sprawozdaniu
9	Słowo wstępne Prezesa URE
13	I. PREZES URE – INSTYTUCJA REGULACYJNA GOSPODARKI PALIWAMI I ENERGIĄ
13	1. Status prawny i ustawowe obowiązki Prezesa URE
22	2. Organizacja i funkcjonowanie urzędu
23	3. Zatrudnienie i kwalifikacje
25	4. Budżet
26	4.1. Dochody budżetu państwa wykonane przez URE
27	4.2. Wydatki
29	4.3. Inne
30	5. Sądowa kontrola działalności Prezesa URE
37	6. Kontrola działalności Prezesa URE przez Najwyższą Izbę Kontroli oraz inne instytucje kontrolne
41	7. Kontrola zarządcza
43	II. ELEKTROENERGETYKA
43	1. Rynek energii elektrycznej – sytuacja ogólna
43	1.1. Rynek hurtowy
51	1.2. Rynek detaliczny
56	2. Budowa wspólnego rynku energii elektrycznej – wdrożenie kodeksów sieciowych
63	3. Regulowanie działalności przedsiębiorstw elektroenergetycznych
63	3.1. Koncesje
67	3.2. Rejestr wytwórców w małych instalacjach odnawialnych źródeł energii
68	3.3. Taryfy i warunki ich kształtowania
72	3.4. Obowiązki sprawozdawcze i informacyjne przedsiębiorstw energetycznych związane z funkcjonowaniem systemów wsparcia OZE i CHP
74	4. Wyznaczanie operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych
75	5. Zatwierdzanie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci
76	6. Monitorowanie funkcjonowania operatorów
76	6.1. Monitorowanie realizacji zadań wykonywanych przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych
86	6.2. Kontrolowanie realizacji obowiązków w zakresie warunków dostępu do sieci
93	6.3. Monitorowanie warunków przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywanie napraw tej sieci
106	6.4. Monitorowanie procesu zmiany sprzedawcy
110	6.5. Ocena realizacji Programów Zgodności
112	7. Obowiązki wynikające z ustawy o rozwiązaniu kontraktów długoterminowych – KDT
115	8. Przesłanki i ocena bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej
115	8.1. Monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego i ocena bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej
130	8.2. Uzgadnianie projektów planów rozwoju elektroenergetycznych przedsiębiorstw sieciowych
132	8.3. Uzgadnianie planu wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej opracowanego przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego
134	8.4. Monitorowanie i kontrolowanie wypełniania obowiązku utrzymywania zapasów paliw
136	8.5. Monitorowanie planów inwestycyjnych przedsiębiorstw energetycznych w nowe moce wytwórcze

Spis treści

138	III. GAZOWNICTWO
138	1. Rynek gazu ziemnego – sytuacja ogólna, liberalizacja rynku gazu, budowa wspólnego rynku UE
138	1.1. Model funkcjonowania rynku gazu ziemnego w Polsce
138	1.1.1. Opis funkcjonowania rynku gazu. Zasady wynikające z instrukcji ruchu i eksploatacji sieci
141	1.1.2. Zatwierdzanie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci
142	1.1.3. Wdrożenie kodeksów sieciowych wraz z oceną efektów dla rozwoju rynku gazu
146	1.2. Wyniki z monitoringu wypełniania zadań przez operatora systemu przesyłowego w zakresie warunków dostępu do sieci
148	1.3. Rynek hurtowy
152	1.4. Rynek detaliczny
153	2. Regulowanie działalności przedsiębiorstw gazowniczych
153	2.1. Koncesje
159	2.2. Taryfy i warunki ich kształtowania
168	3. Wyznaczanie operatorów systemów gazowych
171	4. Certyfikaty niezależności
172	5. Monitorowanie funkcjonowania operatorów
173	5.1. Monitorowanie wypełniania zadań przez operatorów systemów przesyłowych, dystrybucyjnych i magazynowych w zakresie warunków dostępu do sieci i instalacji
178	5.2. Monitorowanie warunków przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywanie napraw tej sieci
180	5.3. Monitorowanie procesu zmiany sprzedawcy
181	5.4. Ocena realizacji Programów Zgodności
182	6. Przesłanki i ocena bezpieczeństwa dostarczania gazu ziemnego
183	6.1. Współpraca w zakresie budowy połączeń transgranicznych
189	6.2. Uzgadnianie projektów planów rozwoju gazowniczych przedsiębiorstw sieciowych
192	6.3. Udzielanie zgody na budowę gazociągu bezpośredniego
193	6.4. Weryfikacja lub ustalanie wielkości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego
194	6.5. Zatwierdzanie planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego. Podstawy prawne i istota planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego
196	6.6. Kontrolowanie wypełniania przez właściciela sieci przesyłowej oraz operatora systemu przesyłowego gazowego ich obowiązków, w tym monitorowanie powiązań oraz przepływu informacji między nimi
197	6.7. Monitorowanie wypełniania obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego. Ustawa o zapasach
203	6.8. Ocena bezpieczeństwa dostarczania gazu ziemnego
214	IV. DZIAŁANIA PREZESA URE O CHARAKTERZE MIĘDZYNARODOWYM
214	1. Kierunki współpracy międzynarodowej
218	2. Realizacja obowiązków wynikających z rozporządzenia REMIT
221	V. CIEPŁOWNICTWO
221	1. Rynek ciepła – sytuacja ogólna
221	1.1. Lokalne rynki ciepła
223	1.2. Bilans podaży i zużycia ciepła
223	2. Regulowanie działalności przedsiębiorstw ciepłowniczych
224	2.1. Koncesje
225	2.2. Taryfy i warunki ich kształtowania
226	2.3. Inne działania
227	3. Istotne aspekty nowych rozporządzeń dotyczących regulacji rynku ciepła

Spis treści

231	VI. SYSTEM WSPARCIA ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII, KOGENERACJI I EFEKTYWNOŚCI ENERGETYCZNEJ
231	1. Zmiany systemu wsparcia OZE – sytuacja ogólna
233	2. Wydawanie i umarzanie świadectw pochodzenia, świadectw pochodzenia biogazu rolniczego oraz świadectw pochodzenia z kogeneracji. Wydawanie gwarancji pochodzenia
236	3. Kontrola realizacji obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, świadectw pochodzenia biogazu rolniczego oraz świadectw pochodzenia z kogeneracji lub uiszczania opłat zastępczych
239	4. Odbiorcy przemysłowi w systemie wsparcia OZE i kogeneracji
242	5. Przetargi Prezesa URE na wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej. Podsumowanie
245	6. Wydawanie i umarzanie świadectw efektywności energetycznej
246	7. Kontrola realizacji obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw efektywności energetycznej lub uiszczenia opłaty zastępczej oraz obowiązku uzyskania oszczędności energii finalnej
247	8. Aukcje na sprzedaż energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii
251	9. Kalkulacja stawki opłaty OZE
252	10. Wyznaczanie sprzedawców zobowiązanych
253	11. Ustalanie jednostkowych opłat zastępczych
253	12. Sprawy sporne dotyczące odmowy przyłączenia do sieci odnawialnych źródeł energii
254	13. Inne obowiązki wynikające z ustawy o efektywności energetycznej. Audyty energetyczne
256	VII. PALIWA CIEKŁE I BIOPALIWA CIEKŁE
256	1. Rynek paliw ciekłych – sytuacja ogólna
256	1.1. Charakterystyka rynku
257	1.2. Prawo i praktyka koncesjonowania
261	1.3. Rejestr podmiotów przywożących
262	1.4. Obowiązki sprawozdawcze i informacyjne przedsiębiorstw energetycznych
264	1.5. Wielkości produkcji i przywozu paliw ciekłych
265	2. Monitorowanie rynku paliw ciekłych i biopaliw ciekłych
266	3. Monitorowanie realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego
269	VIII. INNE ZADANIA PREZESA URE
269	1. Kontrolowanie działalności przedsiębiorstw energetycznych
269	1.1. Naruszenia warunków koncesji w zakresie paliw ciekłych
269	1.2. Kontrola stosowania taryf
270	1.3. Działania interwencyjne
274	1.4. Kontrola realizacji obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej i paliw gazowych
276	2. Kontrolowanie zapewnienia równego i otwartego dostępu do sieci transportowej dwutlenku węgla i podziemnych składowisk dwutlenku węgla
276	3. Nakładanie kar pieniężnych
279	4. Rozstrzyganie sporów i skarg na działania przedsiębiorstw energetycznych
283	5. Statystyka publiczna
284	6. Publikowanie wskaźników cenowych
284	6.1. Średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym (roczna i kwartalne)
285	6.2. Średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji
286	6.3. Średnie ceny sprzedaży ciepła wytworzonego w należących do przedsiębiorstw posiadających koncesje jednostkach wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji
286	6.4. Wskaźniki referencyjne ustalone dla potrzeb kalkulacji taryf dla ciepła

Spis treści

287	6.5. Stopa wolna od ryzyka ustalana dla potrzeb kalkulacji taryf
287	6.6. Średnia cena energii elektrycznej dla gospodarstw domowych
288	6.7. Średnia kwartalna cena energii elektrycznej niepodlegająca obowiązkowi publicznej sprzedaży
289	6.8. Średnie kwartalne ceny zakupu gazu ziemnego z zagranicy
290	6.9. Średnia cena wytwarzanej energii elektrycznej wytwórców eksploatujących jednostki centralnie dysponowane opalane węglem (JWCD) oraz średnioważony koszt węgla, zużywany przez jednostki wytwórcze centralnie dysponowane (JWCD) na wytworzenie 1 MWh energii elektrycznej
290	7. Raport Prezesa URE o działalności gospodarczej w sektorze energetycznym oraz planach rozwoju operatorów systemu elektroenergetycznego i gazowego
291	8. Powoływanie komisji kwalifikacyjnych
293	IX. KOMUNIKACJA SPOŁECZNA I DZIAŁANIA NA RZECZ WZMOCNIENIA POZYCJI ODBIORCY
293	1. Formalne środki prawne na rzecz wzmocnienia pozycji odbiorcy
293	1.1. Kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców
294	1.2. Ochrona uzasadnionych interesów odbiorców w gospodarstwie domowym
295	2. Współdziałanie z właściwymi organami w przeciwdziałaniu praktykom przedsiębiorstw energetycznych ograniczającym konkurencję oraz z organizacjami konsumenckimi
296	3. Upowszechnianie wiedzy o rynku i prawach konsumenta
296	3.1. Działalność Punktu Informacyjnego dla Odbiorców Energii i Paliw Gazowych
300	3.2. Działalność informacyjno-edukacyjna
308	4. Współpraca ze środkami masowego przekazu
310	5. Współpraca z pojedynczym punktem kontaktowym – procedury dotyczące działalności gospodarczej
310	6. Udział w „Programie otwierania danych publicznych” i publikacja zasobów informacyjnych URE
312	X. URE W LICZBACH – DZIAŁALNOŚĆ REGULACYJNA URE I OT URE
315	XI. UWAGI KOŃCOWE

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
JWCD	Jednostki Wytwórcze Centralnie Dysponowane
KDT	Kontrakty długoterminowe
KE	Komisja Europejska
kpa	ustawa z 14 czerwca 1960 r. Kodeks postępowania administracyjnego (Dz. U. z 2017 r. poz. 1257 z późn. zm.)
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 2016/631	rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (Dz. U. UE L 112/1)
rozporządzenie 2016/1388	rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1388 z 17 sierpnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący przyłączenia odbioru (Dz. U. UE L 223/10)

rozporządzenie 2016/1447	rozporządzenia Komisji (UE) 2016/1447 z 26 sierpnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci określający wymogi dotyczące przyłączenia do sieci systemów wysokiego napięcia prądu stałego oraz modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego (Dz. U. UE L 241/1)
rozporządzenie 2016/1719	rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1719 z 26 września 2016 r. ustanawiające wytyczne dotyczące długoterminowej alokacji zdolności przesyłowych (Dz. U. UE L 259/42)
rozporządzenie 2017/2195	rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2195 z 23 listopada 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. U. UE L 312/6)
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 NC TAR	rozporządzenie Komisji (UE) 2017/460 z 16 marca 2017 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący zharmonizowanych struktur taryf przesyłowych dla gazu (Dz. U. UE L 72/29)
rozporządzenie paliwowe	rozporządzenie Ministra Energii z 15 grudnia 2016 r. w sprawie szczegółowego wykazu paliw ciekłych, których wytwarzanie, magazynowanie lub przeładunek, przesyłanie lub dystrybucja, obrót, w tym obrót z zagranicą, wymaga koncesji oraz których przywóz wymaga wpisu do rejestru podmiotów przywożących (Dz. U. z 2016 r. poz. 2039)
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 ADR	ustawa z 23 września 2016 r. o pozasądowym rozwiązywaniu sporów konsumenckich (Dz. U. z 2016 r. poz. 1823)
ustawa OZE	ustawa z 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2017 r. poz. 1148 z późn. zm.)
ustawa o finansach publicznych	ustawa z 27 sierpnia 2009 r. o finansach publicznych (Dz. U. z 2017 r. poz. 2077 z późn. zm.)
ustawa – Prawo energetyczne	ustawa z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2017 r. poz. 220 z późn. zm.)
ustawa z 8 stycznia 2010 r.	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 z 26 lipca 2013 r.	ustawa z 26 lipca 2013 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2013 r. poz. 984)
ustawa z 7 lipca 2016 r.	ustawa z 7 lipca 2016 r. o zmianie ustawy o podatku od towarów i usług oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2016 r. poz. 1052 i 1165)
ustawa z 22 lipca 2016 r.	ustawa z 22 lipca 2016 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2016 r. poz. 1165 i 1986)
ustawa z 30 listopada 2016 r.	ustawa z 30 listopada 2016 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2016 r. poz. 1986)
ustawa o biopaliwach	ustawa z 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych (Dz. U. z 2017 r. poz. 285 z późn. zm.)
ustawa o efektywności energetycznej	ustawa z 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2016 r. poz. 831)
<i>dotychczasowa ustawa o efektywności energetycznej</i>	<i>ustawa z 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2015 r. poz. 2167 z późn. zm.)</i>
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 2017 r. poz. 569 z późn. zm.)
ustawa o rynku mocy	ustawa z 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2018 r. poz. 9)
ustawa o statystyce	ustawa z 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej (Dz. U. z 2016 r. poz. 1068 z późn. zm.)
ustawa o swobodzie działalności gospodarczej	ustawa z 2 lipca 2004 r. o swobodzie działalności gospodarczej (Dz. U. z 2017 r. poz. 2168 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 2016 r. poz. 1928 z późn. zm.)
ustawa o zamówieniach publicznych	ustawa z 29 stycznia 2004 r. – Prawo zamówień publicznych (Dz. U. z 2017 r. poz. 1579 z późn. zm.)
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 2017 r. poz. 1210 z późn. zm.)



Szanowni Państwo,

Z przyjemnością przekazuję w Państwa ręce dwudzieste Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Dla Urzędu Regulacji Energetyki był to rok jubileuszowy. 10 kwietnia 2017 r. przypadała dwudziesta rocznica przyjęcia przez Sejm ustawy Prawo energetyczne, która ustanowiła Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki jako regulatora rynków energii i paliw w Polsce. Mam zaszczyt kierować Urzędem Regulacji Energetyki już jako piąty jego prezes.

Od początku misji Prezesa URE jest równoważenie interesów odbiorców, przede wszystkim indywidualnych oraz przedsiębiorstw energetycznych, przy zachowaniu zdrowych mechanizmów konkurencji oraz dbając o zrównoważony rozwój branży, a co za tym idzie – całej gospodarki. W pracy Regulatora jest to szczególnie widoczne i ważne w procesie zatwierdzania taryf dla energii elektrycznej i gazu, ponieważ dotyczy to wszystkich Polaków, a także ma bezpośredni wpływ na najważniejsze dziedziny gospodarki kraju. Prezes URE zatwierdzając taryfy musi pamiętać, że to podstawowy czynnik cenotwórczy za tak powszechne dobro, jakim jest energia. Zatwierdzanie taryf to corocznie żmudny proces dążący do osiągnięcia konsensusu pomiędzy dbałością o konsumentów końcowych, zwłaszcza w gospodarstwach domowych, a dbałością o rozwój przedsiębiorstw energetycznych i całego sektora. Nie można zapomnieć, że przychód przedsiębiorstwa, wynikający z zawartych w taryfie cen, musi pokryć koszty prowadzenia działalności. To bardzo trudne i odpowiedzialne zadanie. Co najmniej od trzech lat mamy do czynienia z sytuacją, że ostatecznie uznane przez Prezesa URE koszty przedsiębiorstw jako uzasadnione w zatwierdzonych taryfach były znacznie niższe niż oczekiwania przedsiębiorców przedstawiane we wnioskach taryfowych. Dzięki mojej konsekwentnej polityce, rachunki za energię elektryczną i gaz pozostawały w ostatnich latach, także w 2017 r., praktycznie na niezmiennym lub wręcz niższym poziomie.

2017 był przełomowym rokiem dla liberalizacji rynku gazu. 1 stycznia weszły w życie przepisy znowelizowanej ustawy Prawo energetyczne znoszące z mocy prawa nadzór Prezesa URE nad taryfami na sprzedaż gazu do odbiorców hurtowych, sprzedaż gazu LNG i CNG oraz na sprzedaż gazu do odbiorców końcowych, dokonujących zakupu w punkcie wirtualnym lub w trybie przetargów, aukcji lub zamówień publicznych. Od 1 października uwolnione zostały ceny dla pozostałych odbiorców, poza odbiorcami w gospodarstwach domowych. Ceny gazu dla tych odbiorców zostaną uwolnione dopiero od 1 stycznia 2024 r. Ten kilkuletni termin ma pomóc w dostosowaniu się przedsiębiorstw energetycznych i gospodarstw domowych do nadchodzących zmian. O rosnącej świadomości konsumentów mogą świadczyć dane, które cyklicznie publikujemy, pokazujące liczbę gospodarstw domowych decydujących się na zmianę dostawcy energii i gazu.

Tematem przyciągającym w minionym roku największą uwagę w obszarze energii elektrycznej była ustawa o rynku mocy. Przez cały rok trwały gorące dyskusje nad jej ostatecznym kształtem, w których

jako krajowy regulator rynku energii, wielokrotnie zabierałem głos, wskazując na konieczność rozwiązania tego palącego problemu. Zakończenie prac było tym bardziej trudne, że wynikające z ustawy dodatkowe wynagrodzenie dla firm jest uznawane za formę pomocy publicznej, a co za tym idzie ustawa musiała być również akceptowana przez Komisję Europejską. Ostatecznie przyjęta w grudniu 2017 r. ustawa o rynku mocy oznacza zasadniczą zmianę architektury rynku energii: z dotychczasowego rynku jednotowarowego na dwutowarowy. Oferty na wysokość oczekiwanego wynagrodzenia za moc będą wyłaniane w aukcjach, które rozpoczną się pod koniec 2018 r. Prezes URE będzie pełnił rolę arbitra oraz egzekwował obowiązki podmiotów, których aktywność jest wymagana dla prawidłowego działania rynku mocy.

Natomiast w sektorze odnawialnych źródeł energii 2017 rok był okresem spadku przyrostu mocy wytwórczych pochodzących z OZE, co także wiązało się ze zmniejszeniem liczby wniosków koncesyjnych i liczby udzielonych koncesji przez Prezesa URE. Rozwojowi branży nie sprzyjały działania legislacyjne w tym zakresie. W krótkim czasie następowały poważne zmiany ustawy OZE oraz przesunięcia terminów wejścia w życie najbardziej istotnych przepisów. Niekorzystnie na rozwój OZE wpływał również brak rozporządzeń wykonawczych lub ich publikacja ze znacznym opóźnieniem. Nieprecyzyjne regulacje prawne skutkowały koniecznością dokonywania szeregu wykładni niejednoznacznych i często kontrowersyjnych przepisów ustawy OZE, co pogarszało i tak trudną sytuację sektora OZE.

Jednak Urząd wywiązywał się w miarę skromnych możliwości z nałożonych obowiązków. Miniony rok był drugim z kolei, w którym odbyły się aukcje prowadzone za pośrednictwem Internetowej Platformy Aukcyjnej. Czerwcowe aukcje z 2017 r. były w zasadzie aukcjami uzupełniającymi za rok poprzedni, co nie było wystarczającym i oczekiwanym bodźcem rozwoju OZE w Polsce.

W segmencie paliw ciekłych ubiegły rok dla Urzędu był okresem bardzo intensywnej, wręcz pionierskiej w tym obszarze pracy. W praktyce i w biznesowej rzeczywistości wprowadzano poszczególne elementy nowych regulacji zainicjowanych w 2016 r., a związanych z wdrażaniem Pakietu Paliwowego. M.in. w życie weszło szereg nowych obowiązków sprawozdawczych, do których branża musi się jeszcze przyzwyczaić, a o których jako Urząd regularnie przypominamy naszym Klientom.

Znacząca część prac Prezesa URE dotyczyła energetycznych projektów infrastrukturalnych o międzynarodowym zasięgu oraz szczególnym znaczeniu dla bezpieczeństwa energetycznego Polski i naszego regionu Europy. Działania Regulatora w zakresie współpracy międzynarodowej wynikają z realizacji obowiązków nałożonych na Prezesa URE przepisami prawa krajowego i unijnego, a duża część realizowanych przez Prezesa URE zadań wynika z przyjętych na szczeblu UE wytycznych i kodeksów sieci.

Ponadnarodowy charakter działań i decyzji podejmowanych przez Prezesa URE w minionym roku w największym stopniu dotyczył rynku gazu, ze względu na planowane i realizowane w tym segmencie bardzo ważne przedsięwzięcia, w tym dwie inicjatywy regionalne, stanowiące priorytety rozwoju infrastruktury energetycznej UE czyli: gazowe połączenia międzysystemowe Północ-Południe w Europie Środkowo-Wschodniej i Południowo-Wschodniej (NSI East Gas) oraz plan połączeń międzysystemowych na rynku energii państw bałtyckich dla gazu (BEMIP Gas) z kluczowym elementem tej inicjatywy – Baltic Pipe.

Najwyższy priorytet w 2017 r. otrzymała realizacja koncepcji Bramy Północnej poprzez stworzenie bezpośredniego połączenia polskiej sieci przesyłowej ze złożami gazu w Norwegii – projekt Baltic Pipe oraz rozbudowa i zwiększenie zdolności regazyfikacyjnych terminalu LNG w Świnoujściu. W marcu 2017 r. Prezes URE wydał Decyzję o zatwierdzeniu metod alokacji zdolności przesyłowych dla Punktu Wejścia/Wyjścia dla tego gazociągu, a latem zatwierdził parametry testu ekonomicznego dla Baltic Pipe. Był to niezbędny etap do przeprowadzenia testu ekonomicznego, którego wynik warunkował kontynuację tego ważnego projektu. Ze względu na przebieg planowanego gazociągu Baltic Pipe w ub.r. szczególnie intensywna była współpraca z duńskim organem regulacyjnym, która dotyczyła m.in. postępowań w sprawie wniosków inwestycyjnych, koordynacji postępowań prowadzonych równocześnie w Polsce i Danii, sposobu procesowania, ustaleń odnośnie kompletności wniosku, ewentualnych wezwań operatorów, tj. OGP Gaz-System S.A. i Energinet do korekty wniosku, koordynacji działań i wymiany informacji. Obecnie jest kontynuowana dalsza współpraca z duńskim regulatorem, czego są już efekty.

W odniesieniu do innych połączeń międzysystemowych, działania Prezesa URE w 2017 r. dotyczyły także monitorowania wdrażania również ważnych inwestycji, takich jak połączeń gazowych na pozostałych ‘granicach’ Polski: z Czechami, Słowacją, Litwą oraz Ukrainą.

Z innych istotnych prac o wymiarze ponadregionalnym trzeba wspomnieć o zaangażowaniu Prezesa URE w prace nad pakietem „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków”. W 2017 r. Prezes URE, w ramach trwających konsultacji, opracował i przekazał do Ministerstwa Energii szereg opinii i wkładów do Stanowisk Rządu RP do poszczególnych propozycji KE. Równolegle trwały także prace nad pakietem w ramach stowarzyszenia CEER, którego członkiem jest Prezes URE.

W ramach budowy wspólnego, europejskiego rynku energii elektrycznej i wdrażania kodeksów sieciowych, wydanych zostało szereg rozporządzeń unijnych, których realizacja na poziomie krajów UE jest monitorowana przez regulatorów poszczególnych państw.

Wśród zagadnień podejmowanych przez instytucje Unii Europejskiej, szeroko komentowanym wydarzeniem, który istotnie zmienia obraz energetyki w całej Europie, był opublikowany w listopadzie 2017 r. przez Komisję Europejską projekt Pakietu Zimowego. Konsekwentnie promuje on dekarbonizację i energetykę niskoemisyjną, a w bieżącym roku rozmowy i uzgodnienia są prowadzone w obrębie poszczególnych państw członkowskich. Konsument energii staje się podmiotem działań energetyki UE.

Z perspektywy Regulatora, za szczególnie istotne uznaję te zmiany, które mają silny wymiar konsumencki oraz wzmacniają pozycję odbiorcy. W maju 2017 r. rozpoczął działalność Koordynator ds. negocjacji przy Prezesie URE. Ta nowa instytucja daje **konsumentom możliwość** alternatywnego rozwiązywania **sporów z przedsiębiorstwami energetycznymi, nie tylko** na drodze sądowej. Daje szansę w sposób bezstronny i polubowny dojść do porozumienia, ale tylko w przypadku dobrej woli obu Stron, a z tym bywa różnie. Zachęcam do zapoznania się – z niezależnym od Prezesa URE – Sprawozdaniem z działalności Koordynatora ds. Negocjacji.

Całościowe podsumowanie prac prowadzonych w Urzędzie Regulacji Energetyki w 2017 r. przedstawia niniejsze Sprawozdanie. O tym, jak złożona i wielowątkowa jest problematyka energetyczna, którą zajmuje się Urząd, niech świadczy fakt, że do zakresu działań i kompetencji Prezesa URE, poza ustawą Prawo energetyczne, odnoszą się zapisy kilkunastu innych ustaw. Było to podkreślane także przy okazji jubileuszowej, międzynarodowej konferencji naukowej z okazji 20-lecia uchwalenia Prawa energetycznego i ustanowienia Prezesa URE jako centralnego organu administracji rządowej realizującego zadania z zakresu regulacji gospodarki paliwami i energią.

Choć coroczne Sprawozdanie z działalności Prezesa URE dotyczy konkretnego roku, jest ono w istocie kompendium wiedzy o wszystkich aspektach rynku energetycznego w Polsce. Jego integralnym uzupełnieniem są także raporty dotyczące zbiorczych informacji na temat rozwoju OZE w Polsce, m.in. wytwarzaniu energii z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji lub małej instalacji czy Raport Krajowy dla Komisji Europejskiej. Informacje i statystyki zawarte w Sprawozdaniu są tym bardziej ciekawe, że staramy się przedstawiać je w ujęciu historycznym, prezentując dane porównawcze z lat poprzednich, co pozwala na obserwowanie zarówno dotychczasowych tendencji, jak i refleksję na przyszłość, której życzę Wszystkim Czytelnikom.

Zapraszam do lektury,



CZĘŚĆ I.

Prezes URE – instytucja regulacyjna gospodarki paliwami i energią

1. Status prawny i ustawowe obowiązki Prezesa URE

I. Rok 2017 był 20 rokiem obowiązywania ustawy – Prawo energetyczne i jednocześnie dwudziestym rokiem funkcjonowania Prezesa URE – centralnego organu administracji rządowej, utworzonego przez tę ustawę w 1997 r., w celu realizacji zadań z zakresu regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji. Ustawa – Prawo energetyczne na przestrzeni dwudziestu lat obowiązywania była wielokrotnie nowelizowana (kilkadziesiąt razy), czterokrotnie też ogłoszono jej tekst jednolity (ostatnio 6 lutego 2017 r.¹⁾). Kolejne nowelizacje ustawy – Prawo energetyczne czynią jej przepisy coraz bardziej złożonymi, co skutkuje występowaniem licznych rozbieżności czy wątpliwości interpretacyjnych i to zarówno na poziomie postępowania administracyjnego, jak i sądowego. Ma to istotny wpływ na konieczność podejmowania decyzji nie tylko w złożonych stanach faktycznych, ale przede wszystkim prawnych.

Zmiany ustawy – Prawo energetyczne, 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 energetycznej i odnawialnych źródeł energii, ochrona odbiorców, w tym zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych, 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 nakładanie kar pieniężnych. Znajdowało to odzwierciedlenie w szczególności w brzmieniu art. 23 tej ustawy. Z kolei niektóre z ostatnich zmian prawa na rynku paliw ciekłych oraz rozszerzanie zakresu kompetencji kontrolnych skutkują wyposażeniem Prezesa URE w uprawnienia typowo inspekcyjne, czy wręcz „operacyjne” (REMIT). W związku z tym, ze względu na dużą rozpiętość zakresu rynków regulowanych, coraz trudniejsze jest jednoznaczne zdefiniowanie charakteru kompetencji tego organu.

Pamiętać również należy, że na regulacje krajowe przekładają się zmiany uwarunkowań zewnętrznych związanych z polityką realizowaną przez Unię Europejską (w tym wprowadzanych w wyniku wejścia w życie rozporządzeń mających zastosowanie bez konieczności ich implementacji do prawa polskiego), które wraz z przyjętą krajową polityką energetyczną determinują poszerzanie obszarów podlegających właściwości rzeczowej Prezesa URE.

Rok 2017, podobnie jak lata ubiegłe, przebiegał pod znakiem wzmożonych prac legislacyjnych nad ustawami dotyczącymi zakresu kompetencji Prezesa URE. W roku sprawozdawczym działania te ukierunkowane zostały na zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju, poprawy jakości środowiska, dalszego uszczelnienia rynku paliw ciekłych, w szczególności podejmowane zmiany zmierzały

¹⁾ Dz. U. z 2017 r. poz. 220.

do zapewnienia bezpieczeństwa gazowego kraju oraz zagwarantowania pewności dostaw energii elektrycznej oraz rozwoju infrastruktury elektroenergetycznej.

Prace te zostały zakończone nowelizacją ustawy – Prawo energetyczne, uchwaleniem i nowelizacją ustawy o zapasach ropy i gazu oraz uchwaleniem ustawy o rynku mocy czy ustawy o elektromobilności. Zmianie uległ także szereg rozporządzeń regulujących zasady działania przedsiębiorstw energetycznych (np. wprowadzenie regulacji dotyczących tzw. taryfy antysmogowej). Warto także podkreślić, że istotny wpływ na funkcjonowanie Prezesa URE miała także duża nowela ustawy kodeks postępowania administracyjnego.

II. 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 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 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 wysokosprawnej kogeneracji,
- 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) kontrolowania 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 wydobytego 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 oraz rozporządzeń wydanych na podstawie art. 6 i art. 18 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, a także wykonywanie obowiązków organu regulacyjnego wynikających z rozporządzeń przyjętych na podstawie art. 8 oraz art. 23 tego rozporządzenia,
- 19) zatwierdzanie metod alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami, opracowanych zgodnie z przepisami rozporządzenia 714/2009 oraz rozporządzeń przyjętych na podstawie art. 6 i art. 18 tego rozporządzenia lub rozporządzenia 715/2009 oraz rozporządzeń przyjętych na podstawie art. 8 i art. 23 tego rozporządzenia,
- 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 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 instalacje odnawialnego 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) zbieranie i przetwarzanie informacji dotyczących przedsiębiorstw energetycznych, w tym obliczanie i ogłaszanie, w terminie do 90 dni od dnia zakończenia każdego kwartału, średnich cen sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w poprzednim kwartale, oraz ogłaszanie sposobu ich obliczania,
 - 32) gromadzenie informacji dotyczących istniejącej, będącej w budowie lub planowanej infrastruktury energetycznej w sektorach gazu ziemnego i energii elektrycznej (w tym energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach odnawialnego źródła energii, 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 Energii, w terminie i zakresie określonym w rozporządzeniu 256/2014,
 - 33) gromadzenie i przekazywanie do Komisji Europejskiej informacji o ilości energii elektrycznej importowanej z państw niebędących członkami Unii Europejskiej,
 - 34) wykonywanie zadań, obowiązków oraz korzystanie z uprawnień określonych w sposób wiążący dla organu regulacyjnego w rozporządzeniu REMIT,
 - 35) 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,

- 36) 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. 44,
- 37) wydawanie świadectw pochodzenia z kogeneracji oraz ich umarzanie,
- 38) 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 ustawy,
- 39) kontrolowanie przedsiębiorstwa energetycznego lub podmiotu przywożącego na zasadach określonych w ustawie,
- 40) prowadzenie w postaci elektronicznej:
 - a) rejestru podmiotów przywożących;
 - b) wykazu podmiotów, które złożyły wnioski o udzielenie, zmianę lub cofnięcie koncesji albo o udzielenie lub zmianę promesy koncesji;
 - c) rejestru przedsiębiorstw energetycznych posiadających koncesję;
 - d) wykazu podmiotów posiadających promesę koncesji;
 - e) wykazu podmiotów, wobec których toczyło się postępowanie w sprawie udzielenia koncesji, które zostało następnie umorzono lub zakończyło się odmową udzielenia koncesji lub pozostawieniem wniosku bez rozpoznania;
 - f) wykazu przedsiębiorstw energetycznych, którym cofnięto koncesję;
 - g) wykazu podmiotów, którym koncesja wygasła, wraz z podaniem podstawy i daty wygaśnięcia koncesji,
- 41) podejmowanie działań informacyjnych mających na celu ochronę uzasadnionych interesów odbiorców paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym, w szczególności publikowanie na stronie internetowej URE informacji dotyczących powtarzających się lub istotnych problemów prowadzących do sporów między przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym, a także o przedsiębiorstwach energetycznych, na które zostały złożone uzasadnione skargi tych odbiorców dotyczące tych problemów²⁾,
- 42) 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,
- 43) wykonywanie innych zadań określonych w ustawie lub ustawach odrębnych.

²⁾ Przepis dodany ustawą ADR, który wszedł w życie 10 stycznia 2017 r.

Dla zobrazowania poszerzenia zakresu kompetencji organu regulacyjnego na przestrzeni dwudziestolecia działalności, warto w tym miejscu odwołać się do pierwotnego brzmienia art. 23 ustawy – Prawo energetyczne. Zgodnie z art. 23 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne w brzmieniu obowiązującym w dniu wejścia w życie tej ustawy (tj. 5 grudnia 1997 r.):

„2. Do zakresu kompetencji i obowiązków Prezesa URE należy w szczególności:

- 1) udzielanie, odmowa udzielenia, zmiana i cofanie koncesji,
- 2) zatwierdzanie i kontrolowanie taryf paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła pod względem zgodności z zasadami określonymi w art. 45 i 46 oraz zatwierdzanie i kontrolowanie cen węgla brunatnego na zasadach określonych w art. 48,
- 3) uzgadnianie projektów planów, o których mowa w art. 16,
- 4) kontrolowanie parametrów jakościowych dostaw i obsługi odbiorców w zakresie obrotu paliwami gazowymi i energią elektryczną,
- 5) rozstrzyganie sporów w zakresie określonym w art. 8 ust. 1,
- 6) nakładanie kar pieniężnych na zasadach określonych w ustawie,
- 7) współdziałanie z właściwymi organami w przeciwdziałaniu praktykom monopolistycznym przedsiębiorstw energetycznych,
- 8) publikowanie informacji służących zwiększeniu efektywności użytkowania paliw i energii,
- 9) zbieranie i przetwarzanie informacji dotyczących gospodarki energetycznej,
- 10) kontrola kwalifikacji osób, o których mowa w art. 54.”

Z powyższego wynika, że zakres kompetencji Prezesa URE od dnia wejścia w życie ustawy ulegał nieustającemu i znaczącemu zwiększaniu. Nie tylko pod względem ilości, ale również stopnia złożoności kolejnych zadań, zmieniając tym samym charakter nadzoru Prezesa URE nad rynkami regulowanymi, który jest determinowany zmieniającymi się warunkami zewnętrznymi oraz zmierza do jak najpełniejszego wykorzystania instrumentów prawnych do realizacji powierzonych zadań.

III. W 2017 r. dokonano kilku istotnych zmian z zakresu szeroko rozumianego obszaru prawa energetycznego. W odniesieniu do nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne, stwierdzić należy, że w większości przypadków nie wniosły one kluczowych zmian z punktu widzenia kompetencji Prezesa URE oraz funkcjonowania obszarów objętych regulacją. Miały raczej charakter porządkujący i dostosowujący do zmian innych istotnych przepisów ustawowych. Zmiany ustawy – Prawo energetyczne dokonane zostały w następujących aktach prawnych:

- 1) ustawie z 16 listopada 2016 r. Przepisy wprowadzające ustawę o Krajowej Administracji Skarbowej³⁾,
- 2) ustawie z 9 marca 2017 r. o zmianie ustawy o obrocie instrumentami finansowymi oraz niektórych innych ustaw⁴⁾,
- 3) ustawie z 11 maja 2017 r. o biegłych rewidentach, firmach audytorskich oraz nadzorze publicznym⁵⁾,
- 4) ustawie z 20 lipca 2017 r. – Prawo wodne⁶⁾.

Wśród przepisów nowelizujących ustawę – Prawo energetyczne, istotne miejsce zajmuje zmiana wprowadzona ustawą z 7 lipca 2017 r. o zmianie ustawy o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa państwa i zakłóceń na rynku naftowym oraz niektórych innych ustaw⁷⁾. Nowela ta miała na celu dostosowanie przepisów ustawy – Prawo energetyczne do nowych regulacji w zakresie

³⁾ Dz. U. z 2016 r. poz. 1948.

⁴⁾ Dz. U. z 2017 r. poz. 791.

⁵⁾ Dz. U. z 2017 r. poz. 1089.

⁶⁾ Dz. U. z 2017 r. poz. 1566.

⁷⁾ Dz. U. z 2017 r. poz. 1387.

utrzymywania obowiązkowych zapasów gazu ziemnego, wprowadzonych ustawą zmieniającą ustawę o zapasach, w szczególności w odniesieniu do zasad koncesjonowania.

IV. W 2017 r. ustawodawca wprowadził nowe uregulowania w zakresie funkcjonowania sektora elektroenergetycznego. W celu zapewnienia średnio- i długoterminowego bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych, w sposób efektywny kosztowo, niedyskryminacyjny i zgodny z zasadami zrównoważonego rozwoju przyjęto ustawę o rynku mocy. Ustawa z 8 grudnia 2017 r. ogłoszona została 3 stycznia 2018 r. i weszła w życie 14 dni od dnia ogłoszenia tj. 18 stycznia 2018 r., zatem ocena jej funkcjonowania nie jest obecnie możliwa. Niewątpliwie jednak w istotny sposób wpłynie ona na działalność sektora elektroenergetycznego. Ustawa całkowicie zmienia dotychczasowe postrzeganie rynku energii elektrycznej, który dotychczas funkcjonował jako rynek jednotorowy, wprowadzając regulacje tzw. rynku dwutorowego tj. rynku energii i rynku mocy. Warto przy tym nadmienić, że przepisy ustawy o rynku mocy ustanawiają nowe uprawnienia i obowiązki organu regulacyjnego, które będą stopniowo wprowadzane w życie począwszy od 2018 r. Toteż ocena skutków tej regulacji możliwa będzie najwcześniej w kolejnym roku sprawozdawczym. Tym niemniej, należy wskazać najważniejsze obowiązki Prezesa URE wynikające z tej ustawy tj.:

- zatwierdzenie regulaminu rynku mocy przedłożonego przez PSE S.A.,
- rozstrzyganie sporów w sprawach dotyczących m.in. procesów certyfikacji oraz aukcji mocy (art. 79),
- monitorowanie przebiegu certyfikacji procesów zachodzących na rynku mocy (m.in. certyfikacji ogólnej, certyfikacji do aukcji i aukcji dodatkowych, aukcji wstępnej, przebiegu i wyników aukcji),
- opiniowanie parametrów aukcji,
- uprawnienie do wstrzymania, wznowienia a nawet unieważnienia aukcji mocy,
- uprawnienie do wymierzania kar pieniężnych.

Ustawa ta dokonuje także zmian w ustawie – Prawo energetyczne i to w niezwykle ważnym, w szczególności dla przedsiębiorstw energetycznych obszarze, a mianowicie w zasadach obliczania wysokości corocznej opłaty koncesyjnej wnoszonej z tytułu udzielonej koncesji. Zmianie uległa również wysokość najniższej (obecnie 1 000 zł), jak również najwyższej (obecnie 2 500 000 zł) opłaty koncesyjnej. Należy oczekiwać, że wprowadzona regulacja rozwieje wątpliwości interpretacyjne, które pojawiały się pod rządami dotychczasowych przepisów.

V. Do istotnych zmian w zakresie taryfowania zaliczyć należy zmiany art. 47 ustawy – Prawo energetyczne, dokonane ustawą z 30 listopada 2016 r.⁸⁾ Zgodnie z dodaną powyższą ustawą art. 47 ust. 1a taryfy ustalane przez przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję na obrót paliwami gazowymi lub na obrót gazem ziemnym z zagranicą w zakresie określonym w tej koncesji nie podlegają, co do zasady, zatwierdzeniu przez Prezesa URE. Omawiane regulacje zostały wprowadzone ustawą z 30 listopada 2016 r., jednakże znalazły zastosowanie dopiero w 2017 r., ponieważ ustawa weszła w życie 1 stycznia 2017 r. Od tego dnia obowiązek przedłożenia do zatwierdzenia taryf nie dotyczy sprzedaży paliw gazowych:

- 1) w punkcie wirtualnym,
- 2) w postaci skroplonego gazu ziemnego (LNG) lub sprężonego gazu ziemnego (CNG),
- 3) paliw gazowych sprzedawanych w trybie przetargów, aukcji lub zamówień publicznych.

Powyższe regulacje stopniowo zmierzają (począwszy od 1 stycznia 2017 r.) do zniesienia obowiązku ustalania i przedkładania do zatwierdzenia przez Prezesa URE taryf dla paliw gazowych. Z dniem 1 października 2017 r. zniesiony został obowiązek ustalania i zatwierdzania przez Prezesa URE taryf dla paliw gazowych sprzedawanych pozostałym grupom odbiorców z wyjątkiem odbiorców w gospodarstwach domowych. Obowiązek zatwierdzania taryf dla tej kategorii odbiorców zostaje utrzymany do 31 grudnia 2023 r.

⁸⁾ Ustawa weszła w życie – co do zasady – 1 stycznia 2017 r.

VI. W odniesieniu do sektora gazowego, na uwagę zasługują również zmiany dokonane ustawą z 7 lipca 2017 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. Ustawa ta po pierwsze wprowadziła zmiany w ustawie – Prawo energetyczne (o czym była mowa powyżej w pkt III), a po wtóre określiła nowe zasady magazynowania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego.

Poza wskazanymi wyżej zmianami w zakresie koncesjonowania (nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne), ustawa nałożyła na przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą oraz podmioty dokonujące przywozu gazu ziemnego jednorazowy obowiązek przekazania, w terminie do 10 października 2017 r., Ministrowi Energii oraz Prezesowi URE informacji o rzeczywistej wielkości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego utrzymywanych w okresie od 1 października 2017 r. do 30 września 2018 r. oraz miejscu ich magazynowania, według stanu na 1 października 2017 r. Powyższa regulacja miała na celu „zakończenie” dotychczasowego systemu utrzymywania zapasów obowiązkowych i wdrożenie nowych zasad w tym zakresie.

Podkreślenia wymaga nowe podejście do obowiązku utrzymywania zapasów wyrażające się m.in. w brzmieniu art. 24 ust. 3 oraz art. 24a ust. 1 (obowiązującym od 1 października 2017 r.). Przywołane przepisy formułują wymóg fizycznego utrzymywania zapasów obowiązkowych w instalacji magazynowej. Oznacza to, że w celu wykazania rzeczywistej wielkości utrzymywanych zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, przedsiębiorstwa energetyczne winny wskazać daną instalację magazynową z podaniem wielkości zapasów fizycznie alokowanych w danej instalacji magazynowej.

Ponadto, pojawiła się nowa kompetencja organu regulacyjnego, tj. wydawanie decyzji w sprawie wyrażania zgody na zawarcie umowy o wykonywanie zadań w zakresie utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego (art. 24b ust. 7 ustawy o zapasach). Umowa ta pozwala przedsiębiorstwu energetycznemu wykonującemu działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą oraz podmiotowi dokonującemu przywozu gazu ziemnego zlecić wykonywanie zadań w zakresie utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego innemu przedsiębiorstwu energetycznemu wykonującemu działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą lub przedsiębiorstwu energetycznemu wykonującemu działalność gospodarczą w zakresie obrotu paliwami gazowymi. Przedsiębiorstwa – zleceniodawcy są obowiązani do przedłożenia projektu tej umowy Prezesowi URE oraz uzyskania zgody na jej zawarcie.

Ustawa powyższa zmodyfikowała i uporządkowała obowiązki informacyjne przedsiębiorstw energetycznych w zakresie utrzymywania zapasów obowiązkowych, których naruszenie skutkuje sankcjami karnymi. Ustawa nałożyła także podobny obowiązek informacyjny na Prezesa URE, który zobowiązany został do przedstawienia Ministrowi Energii oraz operatorowi systemu przesyłowego gazowego lub operatorowi systemów połączonych gazowych informacji o wielkościach zapasów obowiązkowych.

Ponadto ustawa rozszerza katalog kar o możliwość nałożenia kary za wykorzystywanie zdolności przesyłowych zarezerwowanych na potrzeby dostarczania zapasów utrzymywanych poza terytorium Rzeczypospolitej na inne cele, brak ustalenia wielkości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, brak usunięcia uchybień wskazanych w protokole kontroli przedsiębiorstw energetycznych, którym zlecono utrzymywanie zapasów obowiązkowych gazu ziemnego.

VII. Na uwagę zasługuje zmiana ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych w zakresie regulacji dotyczących Narodowego Celu Wskaźnikowego, a także rocznego odroczenia, tj. do 1 stycznia 2018 r., obowiązku spełnienia przez biokomponenty zaliczane do realizacji NCW kryterium ograniczenia emisji gazów cieplarnianych na poziomie 50%, pozostawiając poziom ww. ograniczenia na rok 2017 w dotychczasowej wysokości. Powyższa regulacja została wprowadzona w życie ustawą z 30 listopada 2016 r. i weszła w życie 1 stycznia 2017 r. Natomiast w odniesieniu do biokomponentów wytworzonych w instalacjach, w których produkcja została rozpoczęta po 5 października 2015 r.,

kryterium ograniczenia emisji gazów cieplarnianych zostało ustalone na poziomie co najmniej 60%. Przepis ten obowiązuje od 10 września 2017 r.

VIII. Kolejną zmianą, która ma zasadnicze znaczenie dla praktyki Prezesa URE jest nowelizacja kpa, która weszła w życie 1 czerwca 2017 r. i co do zasady nowe przepisy dotyczą postępowań wszczętych tym dniem. Ustawa z 7 kwietnia 2017 r. o zmianie ustawy – Kodeks postępowania administracyjnego oraz niektórych innych ustaw⁹⁾ (nowelizacja kpa) wprowadza istotne zmiany w modelu procedury administracyjnej. Do najważniejszych zmian należą:

- 1) modyfikacja zasad ogólnych – zasada przyjaznej interpretacji przepisów oraz nakaz rozstrzygnięcia niedających się usunąć wątpliwości faktycznych na korzyść strony (art. 7a kpa oraz art. 81a kpa),
- 2) nowe instytucje w postępowaniu administracyjnym, tj. ponaglenie (art. 37 kpa), mediacja (rozdział 5a, art. 96a i następane), zrzeczenie się uprawnień do wniesienia odwołania (art. 127a kpa),
- 3) nowe obowiązki organów administracji publicznej, tj. wskazanie niespełnionych przesłanek do wydania decyzji zgodnej z żądaniem strony (art. 79a kpa), pouczenie o wysokości opłat z tytułu wnoszonych środków zaskarżenia (art. 107 kpa),
- 4) jednoznaczne przesądzenie, że decyzje ostateczne, których nie można zaskarżyć do sądu, są prawomocne,
- 5) przepisy dotyczące ogólnych zasad wymierzania administracyjnych kar pieniężnych, które nie znajdują jednak zastosowania w przypadkach uregulowania tej kwestii w przepisach szczególnych.

IX. Rok sprawozdawczy był pierwszym rokiem funkcjonowania nowych regulacji wprowadzonych do ustawy – Prawo energetyczne ustawą ADR. Ustawa ta wprowadziła do systemu prawnego instytucję polubownego rozwiązywania sporów z udziałem konsumentów, stanowiącą alternatywę dla dochodzenia roszczeń na drodze administracyjnej (przed Prezesem URE) i sądowej. Ustawa ta dokonała szeregu zmian ustaw szczególnych, w tym ustawy – Prawo energetyczne, dodając nowy rozdział 4a. Przepisy tego rozdziału przewidują powołanie przy Prezesie URE Koordynatora ds. negocjacji (zwanego dalej „Koordynatorem”) oraz określają zakres jego działania. Postępowanie w sprawie pozasądowego rozwiązywania sporów między odbiorcą paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym albo prosumentem będącym konsumentem a przedsiębiorstwem energetycznym, jest prowadzone przez Koordynatora, na wniosek odbiorcy paliw lub energii albo na wniosek prosumenta będącego konsumentem. Ponieważ pozasądowe rozwiązywanie sporów opiera się na dobrej woli i chęci porozumienia, z tego względu poddanie się tej procedurze wymaga zgody obu stron. Prowadząc postępowania w sprawie pozasądowego rozwiązywania sporów konsumenckich, Koordynator umożliwia zbliżenie stanowisk stron w celu rozwiązania sporu lub przedstawia stronom propozycję rozwiązania sporu. Zmiany powyższe weszły w życie 10 stycznia 2017 r. Prezes URE 22 maja 2017 r. powołał Koordynatora, który przystąpił do wykonywania określonych ustawą zadań.

Koordynator ds. negocjacji sporządza sprawozdanie z działalności pozasądowego rozwiązywania sporów konsumenckich w zakresie prowadzonych przez niego postępowań za każdy rok kalendarzowy i w terminie do 30 kwietnia roku następnego udostępnia go na stronie internetowej URE w zakładce „Koordynator ds. negocjacji”. Co 2 lata sprawozdanie przekazywane jest także Prezesowi UOKiK.

X. Rok 2017 był drugim rokiem obowiązywania ustawy o odnawialnych źródłach energii. Ustawa ta reguluje system wsparcia dla wytwarzania energii i biogazu rolniczego w instalacjach odnawialnego źródła energii, w tym w szczególności zasady i warunki wykonywania działalności wytwórczej z wykorzystaniem tych instalacji oraz mechanizmy i instrumenty wspierające. W 2017 r. trwały prace nad jej kolejną nowelizacją nie tyle rozszerzającą zakres kompetencji Prezesa URE, co znacznie je zmieniającą zarówno w zakresie oceny dopuszczalnej pomocy publicznej, z jakiej mogą korzystać przedsiębiorstwa energetyczne, jak i samego sposobu przeprowadzania aukcji na wytwarzanie energii

⁹⁾ Dz. U. z 2017 r. poz. 935, ustawa weszła w życie 1 czerwca 2017 r.

elektrycznej z odnawialnych źródeł energii. Prezes URE aktywnie uczestniczył w pracach dotyczących tej nowelizacji. Prace nad zmianą tej ustawy nie zostały zakończone w 2017 r. i są kontynuowane w 2018 r.

XI. Rok 2017 był pierwszym rokiem, w którym Prezes URE był zobowiązany do zebrania informacji o obowiązku, o którym mowa w art. 36 ustawy o efektywności energetycznej. Zgodnie z tym przepisem przedsiębiorca (z wyjątkiem mikroprzedsiębiorcy, małego lub średniego przedsiębiorcy) zobowiązany jest do przeprowadzenia co 4 lata audytu energetycznego przedsiębiorstwa. Zgodnie z przepisem przejściowym pierwszy audyt powinien zostać przeprowadzony w terminie 12 miesięcy od dnia wejścia w życie ustawy tj. do 1 października 2017 r. Zgodnie z ustawą brak wykonania tego obowiązku podlega karze.

XII. W 2017 r. trwały także prace nad ustawą o elektromobilności i paliwach alternatywnych. Ustawa weszła w życie już w 2018 r.¹⁰⁾, a jej przepisy nałożyły nowe obowiązki na przedsiębiorstwa energetyczne w zakresie zapewnienia dostępu do stacji ładowania pojazdów oraz budowy stacji gazu ziemnego, powierzając Prezesowi URE uprawnienia do wymierzania kar pieniężnych w przypadku braku ich realizacji.

Jak wynika z powyższego opisu, rok sprawozdawczy, podobnie jak lata ubiegłe, przyniósł także dalsze nowelizacje innych ustaw, określających zakres kompetencji Prezesa URE. 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 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,
- 8) ustawa o zamówieniach publicznych,
- 9) ustawa o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw,
- 10) ustawa ADR,
- 11) ustawa o rynku mocy,
- 12) o elektromobilności.

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

¹⁰⁾ Ustawa z 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych (Dz. U. z 2018 r. poz. 317).

energetyczne oraz Zarządzenia Nr 110 Prezesa Rady Ministrów z 29 sierpnia 2016 r. zmieniającego zarządzenie w sprawie nadania statutu Urzędowi Regulacji Energetyki¹¹⁾.

W 2017 r. w skład URE wchodziły następujące komórki organizacyjne i wyodrębnione stanowiska:

- 1) Departament Efektywności Energetycznej i Kogeneracji,
- 2) Departament Prawny i Rozstrzygania Sporów,
- 3) Departament Komunikacji Społecznej,
- 4) Departament Rynków Energii Elektrycznej i Ciepła,
- 5) Departament Rynku Paliw Gazowych,
- 6) Departament Rynku Paliw Ciekłych,
- 7) Departament Rozwoju Rynków i Spraw Konsumentckich,
- 8) Departament Źródeł Odnawialnych,
- 9) Biuro Dyrektora Generalnego,
- 10) Stanowisko do Spraw Ochrony Informacji Niejawnych,
- 11) Stanowisko do Spraw Audytu Wewnętrznego.

W 2017 r. w skład URE wchodziły następujące oddziały terenowe:

- 1) Północny Oddział Terenowy z siedzibą w Gdańsku,
- 2) Południowy Oddział Terenowy z siedzibą w Katowicach,
- 3) Południowo-Wschodni Oddział Terenowy z siedzibą w Krakowie,
- 4) Wschodni Oddział Terenowy z siedzibą w Lublinie,
- 5) Środkowo-Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Łodzi,
- 6) Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Poznaniu,
- 7) Północno-Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Szczecinie,
- 8) Południowo-Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą we Wrocławiu.

Oddziały terenowe URE obejmowały swoim zasięgiem terytorialnym następujące województwa:

- 1) Północny Oddział Terenowy z siedzibą w Gdańsku – pomorskie i warmińsko-mazurskie,
- 2) Południowy Oddział Terenowy z siedzibą w Katowicach – śląskie i świętokrzyskie,
- 3) Południowo-Wschodni Oddział Terenowy z siedzibą w Krakowie – małopolskie i podkarpackie,
- 4) Wschodni Oddział Terenowy z siedzibą w Lublinie – lubelskie i podlaskie,
- 5) Środkowo-Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Łodzi – łódzkie i mazowieckie,
- 6) Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Poznaniu – wielkopolskie i kujawsko-pomorskie,
- 7) Północno-Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Szczecinie – zachodniopomorskie i lubuskie,
- 8) Południowo-Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą we Wrocławiu – dolnośląskie i opolskie.

3. Zatrudnienie i kwalifikacje

31 grudnia 2017 r. w urzędzie zatrudnione były 364 osoby, z czego 328 osób to członkowie korpusu służby cywilnej, a 36 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 stanowisku Koordynatora ds. negocjacji (1 osoba), na stanowiskach pomocniczych, robotniczych i obsługi (34 osoby).

Według stanu na 31 grudnia 2017 r. w URE zatrudnionych było 215 kobiet i 149 mężczyzn, 14 osób posiadało orzeczoną stopień niepełnosprawności.

Na 31 grudnia 2017 r. urząd zatrudniał członków korpusu służby cywilnej w następujących grupach stanowisk:

wyższe stanowiska w służbie cywilnej	– 24 osoby,
stanowiska średniego szczebla zarządzania	– 2 osoby,
stanowiska koordynujące w służbie cywilnej	– 29 osób,
stanowiska samodzielne w służbie cywilnej	– 106 osób,

¹¹⁾ M. P. z 2016 r. poz. 891.

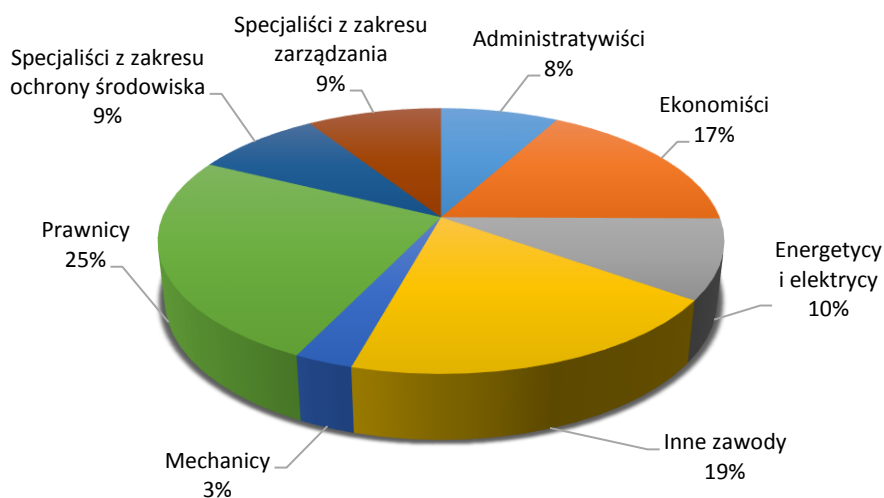
stanowiska specjalistyczne w służbie cywilnej – 165 osób,
 stanowiska wspomagające w służbie cywilnej – 2 osoby.

Spośród osób zatrudnionych w urzędzie, na 31 grudnia 2017 r., 65 posiadało status urzędnika służby cywilnej, w tym 57 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 – 350 osób (tj. ok. 96% zatrudnionych), w tym:

doktor – 5 osób,
 magister inżynier – 84 osoby,
 magister – 245 osób,
 inżynier – 5 osób,
 licencjat – 11 osób.

Rysunek 1. Pracownicy URE według rodzaju wykształcenia



Źródło: URE.

W omawianym okresie do pracy w urzędzie przyjęto 59 osób, z czego 6 zatrudniono na podstawie umowy na czas określony – czas zastępstwa nieobecnego pracownika. Pracownicy przyjmowani w 2017 r. na czas zastępstwa, stanowili 10% ogółu przyjętych do pracy w urzędzie.

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.

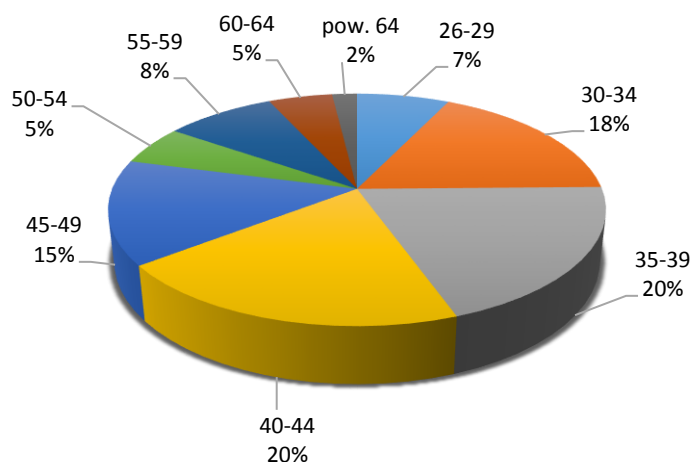
Stosunek pracy rozwiązano z 36 osobami, w tym w trybie:

porozumienia stron – 7 osób,
 z upływem czasu, na który umowa była zawarta – 3 osoby,
 w związku z przejściem na emeryturę lub rentę – 9 osób,
 wypowiedzenia przez pracownika – 13 osób,
 wypowiedzenia przez pracodawcę – 1 osoba,
 odwołania – 3 osoby.

Spośród osób zwolnionych w 2017 r., 3 osoby zatrudnione były na podstawie umowy na czas określony – czas zastępstwa.

Wskaźnik rotacji w urzędzie w 2017 r. wynosił 13,19%.

Rysunek 2. Struktura wiekowa pracowników URE w 2017 r. zatrudnionych w przedziałach wiekowych



Źródło: URE.

Pracownicy do 44 roku życia stanowili 65% ogółu zatrudnionych w URE. Udział pracowników URE w wieku powyżej 44 lat kształtował się na poziomie 35%. Pracownicy ze stażem pracy powyżej 20 lat stanowili w urzędzie 38% zatrudnionych.

4. Budżet

Plan dochodów i wydatków na 31 grudnia 2017 r. dla części 50 – Urząd Regulacji Energetyki wynosił:

- dochody: 106 000 tys. zł,
- wydatki: 46 994 tys. zł.

Wykonanie budżetu urzędu wyniosło:

- dochody przekazane do budżetu państwa: 114 937 tys. zł, tj. 108% planu,
- wydatki (bez wynagrodzeń): 10 901 tys. zł, tj. 99% planu,
- wydatki (w tym wynagrodzenia): 45 173 tys. zł, tj. 96% planu,

Na poniesione w 2017 r. wydatki URE (bez wynagrodzeń) składają się koszty:

- najmu pomieszczeń biurowych, energii elektrycznej oraz usług telekomunikacyjnych – 6 527 tys. zł, tj. 59,9%,
- obowiązkowych opłat, w tym: wpłat na PFRON, odpisy na ZFŚS, składki do organizacji międzynarodowych, badania wstępne i okresowe – 969 tys. zł, tj. 8,9%,
- podróży służbowych krajowych i zagranicznych – 278 tys. zł, tj. 2,6%,
- zakupu: materiałów (m.in. biurowych, paliwa, części zamiennych i eksploatacyjnych), usług remontowych, usług pozostałych (m.in. informatycznych, monitoringu, czystości, pocztowych), postępowań sądowych – 2 334 tys. zł, tj. 21,4%,
- wydatki majątkowe, w tym: zakup licencji, oprogramowania, systemów i sprzętu – 780 tys. zł, tj. 7,2%.

Tak niski plan wydatków URE i struktura ponoszonych ww. koniecznych wydatków uniemożliwiła wręcz realizację innych, nakładanych na Prezesa URE zadań, w tym m.in. prowadzenie czynności kontrolnych (przewidzianych w ustawie z 22 lipca 2016 r.), czy przygotowanie modeli: oceny posiadania przez podmiot ubiegający się o koncesję odpowiednich środków umożliwiających prowadzenie działalności, regulacji OSDn, regulacji OSDp.

Dodatkowo należy podkreślić, że niepełne wykorzystanie budżetu na wynagrodzenia było spowodowane trudnościami z zatrudnieniem, w ramach możliwości płacowych urzędu, odpowiednich pracowników do realizacji stawianych zadań. Potwierdza to zjawisko, że w prowadzonych przez URE naborach systematycznie maleje liczba składanych ofert, a wyłonieni kandydaci często rezygnują z podjęcia pracy ze względu na niekonkurencyjne warunki płacowe.

Odnotowania wymaga fakt, że wyżej przedstawiony plan wydatków obejmuje również środki z czterech rezerw celowych (łącznie 4 832 tys. zł), przeznaczonych głównie na wynagrodzenia pracowników realizujących część spośród nowych zadań ustawowych. Z powyższego wynika, że zapewnienie działalności URE w dużej mierze uzależnione jest od środków – przyznawanych decyzjami Ministra Finansów w danym roku – których dostępność i poziom uwarunkowane są każdorazowo od niemożliwych do precyzyjnego zaplanowania zmiennych.

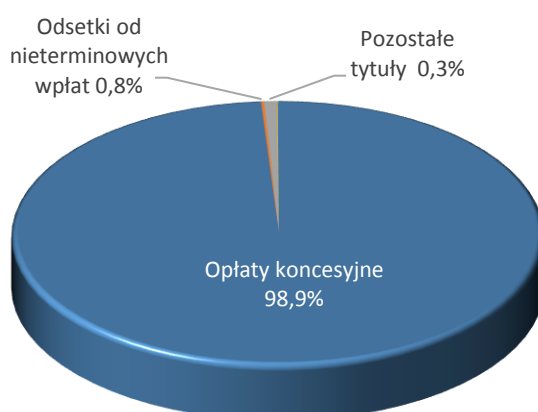
4.1. Dochody budżetu państwa wykonane przez URE

Na 2017 r. urząd planował wykonanie dochodów w wysokości 106 000 tys. zł. Dochody zrealizowano w wysokości 114 937 tys. zł, tj. 108,4% planu ogółem. Na powyższą kwotę złożyły się wpływy z tytułu:

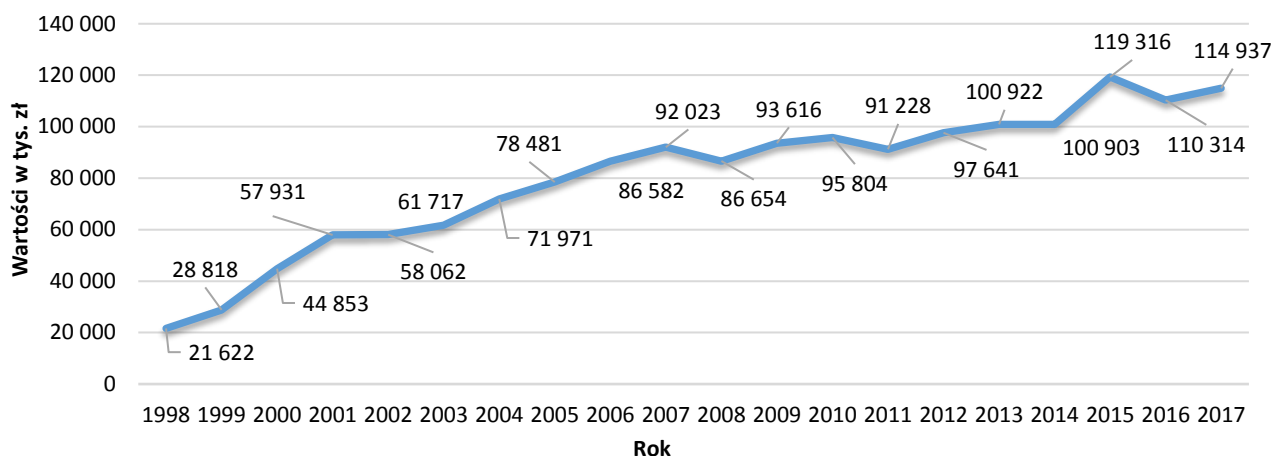
- opłat koncesyjnych – 113 703 tys. zł,
- grzywn i innych kar pieniężnych od osób prawnych i innych jedn. organizacyjnych – 202 tys. zł,
- odsetek od nieterminowych wpłat opłat koncesyjnych – 907 tys. zł,
- odsetek od kaucji – 44 tys. zł,
- wpłat z różnych opłat – 68 tys. zł,
- różnych dochodów, w tym rozliczeń z lat ubiegłych – 12 tys. zł,
- sprzedaży składników majątkowych – 1 tys. zł.

Dochody realizowane przez URE pochodzą głównie z corocznych opłat wnoszonych przez przedsiębiorstwa energetyczne, którym udzielono koncesji na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, magazynowania, przesyłania i dystrybucji oraz obrotu paliwami i energią.

Rysunek 3. Struktura zrealizowanych dochodów URE w 2017 r.



Źródło: URE.

Rysunek 4. Dochody odprowadzone przez URE do budżetu państwa w latach 1997-2017

Źródło: URE.

4.2. Wydatki

W 2017 r. Urząd realizował wydatki budżetowe w rozdziale 75001 Urzędy naczelnych i centralnych organów administracji rządowej. Zgodnie z ustawą budżetową na rok 2017 limit wydatków w części 50 – Urząd Regulacji Energetyki ustalony został w wysokości 42 162 tys. zł, w tym:

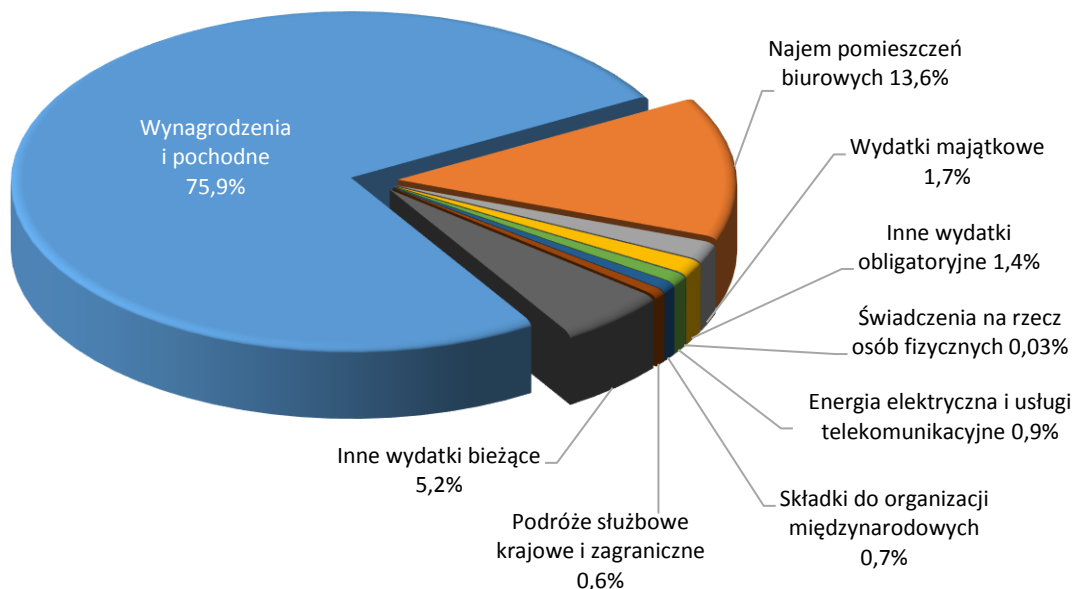
- świadczenia na rzecz osób fizycznych: 5 tys. zł,
- wydatki bieżące: 40 957 tys. zł,
w tym:
 - *wynagrodzenia* 27 179 tys. zł;
 - *pochodne od wynagrodzeń* 4 615 tys. zł;
 - *pozostałe wydatki bieżące* 9 163 tys. zł,
- wydatki majątkowe: 1 200 tys. zł.

Do 31 grudnia 2017 r. dokonano 21 zmian w planie wydatków. Sześć zmian wynikało z decyzji Ministra Rozwoju i Finansów, które dotyczyły zwiększenia budżetu URE o kwotę 4 832 463 zł z przeznaczeniem na sfinansowanie zadań wynikających z ustawy o pozasądowym rozwiązywaniu sporów konsumenckich, ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, ustawy OZE oraz sfinansowanie dodatków służby cywilnej dla osób mianowanych z dniem 1 grudnia 2016 r. oraz z dniem 1 grudnia 2017 r. Natomiast pozostałe zmiany były zmianami wewnętrznymi (bez skutków finansowych).

Plan po zmianach wynosił 46 994 tys. zł, w tym:

- świadczenia na rzecz osób fizycznych: 14 tys. zł,
- wydatki bieżące: 46 196 tys. zł,
w tym:
 - *wynagrodzenia* 30 489 tys. zł;
 - *pochodne od wynagrodzeń* 5 470 tys. zł;
 - *pozostałe wydatki bieżące* 10 237 tys. zł,
- wydatki majątkowe: 784 tys. zł.

Rysunek 5. Struktura wydatków URE w 2017 r.



Źródło: URE.

Największą pod względem wielkości realizacji pozycją wydatków bieżących urzędu były wynagrodzenia wraz z pochodnymi, które wyniosły 34 272 tys. zł i stanowiły 75,9% poniesionych wydatków ogółem oraz wydatki związane z najmem pomieszczeń biurowych w wysokości 6 119 tys. zł, tj. 13,6% wydatków ogółem.

Pozostałe wydatki bieżące dotyczyły:

- składek do organizacji międzynarodowych (339 tys. zł, tj. 0,7% wydatków ogółem),
- różnych obligatoryjnych wydatków, w tym: wpłat na PFRON, odpisów na ZFŚS, badań wstępnych i okresowych, szkoleń (630 tys. zł, tj. 1,4%),
- podróży służbowych krajowych i zagranicznych (278 tys. zł, tj. 0,6% wydatków ogółem),
- energii elektrycznej oraz usług telekomunikacyjnych (408 tys. zł, tj. 0,9% wydatków ogółem),
- innych wydatków bieżących, w tym: wynagrodzeń bezosobowych, zakupu materiałów (m.in. biurowych, tonerów, paliwa, części zamiennych i eksploatacyjnych) i wyposażenia, zakupu usług remontowych, zakupu usług pozostałych (m.in. informatycznych, monitoringu, czystości, pocztowych), analiz i opinii, różnych opłat i składek, kosztów postępowania sądowego (2 334 tys. zł, tj. 5,2% wydatków ogółem).

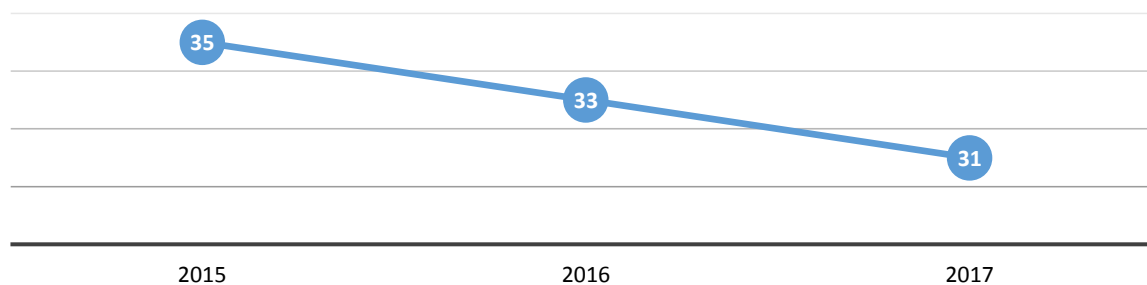
Wydatki majątkowe wyniosły 780 tys. zł, tj. 1,7% ogółu poniesionych wydatków i dotyczyły głównie zakupów sprzętów i oprogramowania.

Świadczenia na rzecz osób fizycznych wyniosły 13 tys. zł, tj. 0,03% ogółu poniesionych wydatków.

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.

W kolejnych latach na Prezesa URE nakładane są kolejne zadania bez zapewnienia wystarczających środków na ich realizację (ustawa z 22 lipca 2016 r. czyli tzw. „pakiet paliwowy”, ustawa ADR, nowelizacja ustawy o odnawialnych źródłach energii, wejście w życie nowych rozporządzeń związanych z budową wspólnego rynku energii elektrycznej i gazu).

Spadek dostępnych dla urzędu środków na wydatki bieżące (z wyłączeniem wydatków na wynagrodzenia wraz z pochodnymi) na przestrzeni ostatnich trzech lat obrazuje poniższy rysunek.

Rysunek 6. Wydatki bieżące bez wynagrodzeń (w tys. zł) w przeliczeniu na 1 etat

Źródło: URE.

Powyższy spadek skutkuje brakiem możliwości zapewnienia ciągłości pracy urzędu i realizacji na odpowiednim poziomie wszystkich zadań nakładanych na Prezesa URE. Według wycień urzędu, budżet URE powinien zostać zwiększony o co najmniej 7 mln zł.

4.3. Inne

W 2017 r. prowadzono intensywne działania windykacyjne w celu dochodzenia należności z tytułu opłat koncesyjnych i kar pieniężnych.

- wydano 373 decyzje w obszarze windykacji należności z tytułu opłat koncesyjnych i kar pieniężnych:
 - na podstawie § 6 ust. 4 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 – 297 decyzji w sprawie wysokości opłaty koncesyjnej;
 - w trybie art. 115 i 116 ustawy z 29 sierpnia 1997 r. Ordynacja podatkowa – 36 decyzji o odpowiedzialności solidarnej członka zarządu lub wspólnika spółki za niewniesienie należności;
 - w trybie art. 67b § 1 pkt 2 w związku z art. 67a § 1 pkt 2 ustawy z 29 sierpnia 1997 r. Ordynacja podatkowa – 20 decyzji z wniosku przedsiębiorcy o udzielenie ulgi w spłacie zobowiązań;
 - na podstawie art. 154 § 1 i 2 kpa, w związku z art. 30 ust. 1 i art. 34 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne – 12 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 – 8 decyzji umarzających postępowanie administracyjne,
- w trybie art. 15 ustawy z 17 czerwca 1966 r. o postępowaniu egzekucyjnym w administracji wystawiono 422 upomnienia,
- zgodnie z art. 26 § 1 ww. ustawy wystawiono 323 tytuły wykonawcze do urzędów skarbowych, w zakresie windykowanych należności dotyczących opłat i kar pieniężnych, w celu wszczęcia postępowania egzekucyjnego.

5. Sądowa kontrola działalności Prezesa URE

I. W 2017 r. Prezes URE wydał łącznie 12 979 decyzji administracyjnych. Natomiast odwołania do SOKiK wniesiono od 363 decyzji. Zatem odsetek zaskarżonych decyzji kształtuje się na poziomie 2,8%.

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
2017	12 979	363	2,80%
2016	7 673	179	2,33%
2015	7 843	189	2,40%
2014	6 549	153	2,33%
2013	5 454	134	2,45%
2012	5 402	170	3,15%

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 pozostawał na zbliżonym poziomie, przy czym w ujęciu procentowym zachowując tendencję malejącą, ulegał nieznacznym wahaniom. Natomiast w roku sprawozdawczym zaobserwować należy zarówno podwojenie liczby wydanych przez organ decyzji, jak również podwojenie liczby wniesionych odwołań. Jednak w ujęciu procentowym liczba wniesionych odwołań w stosunku do liczby wydanych decyzji, mimo pewnego zwiększenia, pozostaje na podobnym poziomie.

W 2017 r. do SOKiK przekazane zostały 342 odwołania, a w 21 przypadkach Prezes URE zmienił decyzję w trybie samokontroli na podstawie art. 479⁴⁸ § 2 ustawy z 17 listopada 1964 r. – Kodeks postępowania cywilnego¹²⁾.

Odrębną kategorię postępowań przed SOKiK stanowią zażalenia na postanowienia wydane przez Prezesa URE. W 2017 r. wniesiono 62 zażalenia.

II. Do 31 grudnia 2017 r. SOKiK wydał łącznie 28 wyroków, w tym w 23 przypadkach oddalił odwołania od decyzji Prezesa URE, w 3 zmienił zaskarżone decyzje, a w 2 przypadkach uchylił zaskarżone decyzje.

W 2017 r. SOKiK wydał 91 postanowień, w tym w 10 przypadkach oddalił zażalenia na postanowienia Prezesa URE, w 41 przypadkach odrzucił odwołanie, w 19 odrzucił zażalenia, a w 17 sprawach umorzył postępowanie sądowe, w tym w 14 sprawach Sąd umorzył postępowania odwoławcze. Jedynie w 3 sprawach Sąd uchylił postanowienia Prezesa URE. Ponadto 1 postanowienie tego Sądu dotyczyło odrzucenia apelacji.

III. W 2017 r. w 10 przypadkach wyroki SOKiK zostały zaskarżone do Sądu Apelacyjnego w Warszawie, przy czym w 5 sprawach apelacje zostały wniesione przez Prezesa URE, zaś w 5 – przez strony. Ponadto do Sądu Apelacyjnego wniesiono 12 zażaleń na postanowienia SOKiK, w tym 5 zażaleń pochodziło od Prezesa URE, zaś 7 – od stron.

Sąd Apelacyjny w Warszawie w 2017 r. rozpoznał 32 apelacje wniesione od wyroków SOKiK (w tym 2 wniesione przez Prezesa URE, a 30 – przez strony). W wyniku rozpoznania tych apelacji Sąd Apelacyjny wydał 31 wyroków, w których: w 17 przypadkach oddalił apelacje uwzględniając stanowisko SOKiK, przy czym w 16 przypadkach oddalone zostały apelacje wniesione przez strony, zaś w 1 – przez Prezesa URE. W 1 sprawie wyrok Sądu I instancji został uchylony. Z kolei w 13 sprawach Sąd Apelacyjny zmienił zaskarżone wyroki. Natomiast w 1 przypadku odrzucił apelację.

¹²⁾ Dz. U. z 2016 r. poz. 1822 z późn. zm., dalej „Kpc”.

Sąd ten rozpoznał także 27 zażaleń wniesionych na postanowienia wydane przez SOKiK. Spośród tych zażaleń 11 (w tym 4 wniesione przez Prezesa URE) zostało przez Sąd Apelacyjny oddalonych, 2 zostały odrzucone, w 6 sprawach – na skutek zażalenia stron – Sąd Apelacyjny uchylił postanowienie SOKiK. W 1 przypadku Sąd Apelacyjny umorzył postępowanie apelacyjne, a w 7 przypadkach zmienił zaskarżone postanowienie.

Z kolei w 1 przypadku Sąd przedstawił Sądowi Najwyższemu do rozstrzygnięcia zagadnienie prawne.

IV. Od wyroków Sądu Apelacyjnego w 2017 r. wniesiono 16 skarg kasacyjnych. W 11 przypadkach skargę wniósł Prezes URE, zaś w pozostałych 5 przypadkach – strony.

W 2017 r. Sąd Najwyższy rozpoznał 13 skarg kasacyjnych, przy czym w 6 przypadkach skargę kasacyjną wniósł Prezes URE, a w 7 – przedsiębiorstwo energetyczne. Rozpoznając skargi kasacyjne Sąd Najwyższy oddalił 2 skargi wniesione przez Prezesa URE oraz 5 przez stronę. W 6 przypadkach Sąd uchylił zaskarżone wyroki Sądu Apelacyjnego, uwzględniając w 4 przypadkach skargę kasacyjną Prezesa URE. Natomiast w 1 sprawie Sąd Najwyższy uchylił postanowienie Sądu Apelacyjnego odrzucające odwołanie.

Z kolei w 2 sprawach oddalił zażalenie Prezesa URE na postanowienie Sądu Apelacyjnego w przedmiocie odrzucenia skargi kasacyjnej. Sąd Najwyższy w roku sprawozdawczym w 9 przypadkach odmówił przyjęcia skargi kasacyjnej do rozpoznania, przy czym 1 skarga kasacyjna została wniesiona przez Prezesa URE, a 8 przez stronę.

W 2017 r. Sąd Najwyższy wydał również 5 postanowień w przedmiocie przyjęcia skarg kasacyjnych do rozpoznania, w tym 2 skarg wniesionych przez Prezesa URE.

Ponadto Sąd Najwyższy w 1 przypadku odmówił podjęcia uchwały dotyczącej zagadnienia prawnego przedstawionego przez Sąd Apelacyjny: „Czy nałożenie w art. 3 ustawy z dnia 25 sierpnia 2006 r. o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw (t. j. Dz. U. z 2016 r., poz. 1928 ze zm.) na przedsiębiorcę obowiązku wprowadzania do obrotu paliwa ciekłego spełniającego wymogi jakościowe wynikające z przepisów prawa i penalizacja niewywiązania się z tego obowiązku jako czynu zawinionego w świetle art. 31 tej ustawy wyłącza możliwość objęcia tego obowiązku przepisem art. 56 ust. 1 pkt 12 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (t. j. Dz. U. z 2017 r., poz. 220 ze zm.), jeżeli w koncesji nie określono dodatkowych wymogów określających jakość tego paliwa?” (postanowienie Sądu Apelacyjnego w Warszawie z 26 czerwca 2017 r., VI ACa 65 /16).

V. Spośród orzeczeń Sądu Najwyższego wydanych w roku sprawozdawczym na szczególną uwagę zasługują zaprezentowane poniżej orzeczenia.

Wyrokiem z **20 kwietnia 2017 r. sygn. akt III SK 13/16** oddalającym skargę kasacyjną przedsiębiorstwa energetycznego, Sąd Najwyższy zakończył trwające ponad 10 lat postępowanie odwoławcze od decyzji Prezesa URE odmawiającej zmiany taryfy dla paliw gazowych. Przyczyną odmowy zmiany taryfy była w przedmiotowej sprawie zmiana okoliczności zewnętrznych (tj. cen surowców ropopochodnych oraz kursu dolara), jaka dokonała się w okresie od dnia złożenia wniosku o zmianę taryfy do dnia wydania zaskarżonej decyzji.

Rozpoznając po raz trzeci skargę kasacyjną na orzeczenie Sądu Apelacyjnego, Sąd Najwyższy odniósł się do m.in. zarzutów naruszenia art. 316 Kpc, stwierdzając, że „w okolicznościach konkretnej sprawy, którą należy oceniać indywidualnie Sąd Okręgowy w Warszawie – Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów oceniając prawidłowość decyzji Prezesa URE o odmowie zmiany zatwierdzonej taryfy pod kątem przesłanek zmiany decyzji ostatecznej określonych w art. 155 k.p.a., w tym zwłaszcza słusznego interesu strony wnoszącej o zmianę taryfy powinien uwzględnić stan prawny i faktyczny istniejący w dacie wydania zaskarżonej decyzji, a zatem czy istnieje potrzeba ukształtowania taryfy dla paliw gazowych na takim poziomie, by zapewnione było pokrycie uzasadnionych kosztów ponoszonych przez przedsiębiorcę, z zasady pod względem czasowym powinno być oceniane *ex ante*. Sąd pierwszej instancji może dokonać także oceny trafności prognoz z uwzględnieniem „rzeczywistości rynkowej” istniejące po dniu wydania decyzji odmawiającej zmiany taryfy ale głównie w celu ewentualnego

potwierdzenia lub krytycznej weryfikacji rezultatów oceny poprawności metodologicznej i rachunkowej prognoz ujętych we wniosku przedsiębiorcy”.

W odniesieniu do stawianego Prezesowi URE zarzutu nieeliminowania subsydiowania skrośnego Sąd Najwyższy podkreślił, że obowiązek przeciwdziałania temu zjawisku ciąży przede wszystkim na przedsiębiorstwie energetycznym. W ocenie Sądu to przedsiębiorstwo „a nie Prezes URE powinno prowadzić rachunkowość zgodnie z wymogami rozdziału księgowego oraz tak ustalać taryfy, by kalkulowanie wysokości cen i stawek opłat nie zakładało subsydiowania skrośnego. Innymi słowy, obowiązek eliminowania subsydiowania skrośnego spoczywa w pierwszej kolejności na przedsiębiorstwie energetycznym. Oczywiście Prezes URE w ramach realizacji powierzonego mu przez ustawodawcę zadania, tj. zatwierdzania i kontrolowania stosowania taryf pod względem zgodności z zasadami określonymi w art. 44, 45 i 46 Prawa energetycznego, w tym analizowania i weryfikowania kosztów przyjmowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne do kalkulacji cen i stawek opłat w taryfach (art. 23 ust. 2 pkt 2 Prawa energetycznego) powinien weryfikować, czy kształt taryfy lub praktyka jej stosowania nie prowadzi do subsydiowania skrośnego. Rola Prezesa URE jest jednak tutaj wtórna, sprawdzająca. Nie można więc stawiać Prezesowi URE zarzutu naruszenia prawa energetycznego poprzez nieeliminowanie subsydiowania skrośnego”. Sąd Najwyższy zauważył także, że „charakter decyzji wydawanej w trybie art. 155 k.p.a. przemawia przeciwko uwzględnianiu na etapie jej wydawania analizy dotyczącej subsydiowania skrośnego. To pierwotna decyzja zatwierdzająca taryfę powinna być skonstruowana w sposób zapewniający pokrycie kosztów z działalności przedsiębiorstwa energetycznego, jego godziwy zysk oraz ochronę odbiorców energii przed nieuzasadnionym poziomem cen i stawek opłat przy uwzględnieniu konieczności eliminowania subsydiowania skrośnego. Rynkowe zmiany w cenach energii mogą prowadzić do mniejszej opłacalności działalności przedsiębiorstwa na rynku, którego dotyczy taryfa w okresie następującym po wydaniu decyzji przez Prezesa URE. Zmiana w trybie art. 155 k.p.a. wcześniej zatwierdzonej taryfy pozostaje w takiej sytuacji w zakresie uznania Prezesa URE, przy czym dopuszczalna jest zmiana taryfy, jeżeli przemawia za tym słuszny interes strony związany z koniecznością dostosowania taryfy do uzasadnionych kosztów (...) Ze względu jednak na uznaniowy charakter decyzji wydawanej na podstawie art. 155 k.p.a., dopuścić można także odmowę zmiany taryfy opartą o argument, że wysokości cen i stawek opłat zawarte w pierwotnej decyzji taryfowej zakładały pokrycie kosztów i zysk przedsiębiorstwa energetycznego, a ewentualne późniejsze zmniejszenie opłacalności działalności przedsiębiorstwa energetycznego może być rekompensowane przychodami osiąganymi na innych rynkach. Podkreślić należy także, że zmiana decyzji taryfowych w trybie art. 155 k.p.a. w związku z nową sytuacją rynkową nie powinna stać się regułą. Godziłoby to bowiem w ostateczny charakter decyzji administracyjnych.”.

Na uwagę zasługuje pogląd wyrażony przez Sąd Najwyższy w sporze powstałym na gruncie ustawy o rozwiązaniu KDT. Mianowicie, **w wyroku z 26 stycznia 2017 r. sygn. akt III SK 25/14** Sąd Najwyższy rozstrzygnął kwestię określania składu grupy kapitałowej przy ustalaniu zasad rekompensaty kosztów osieroconych. Spór ten dotyczył wykładni art. 32 ww. ustawy, a dokładnie problemu prawnego sprowadzającego się do odpowiedzi na pytanie: czy do przynależności wytwórcy do danej grupy kapitałowej, przesądza okoliczność przynależności wytwórcy do tej grupy kapitałowej w dniu wejścia w życie ustawy (koncepcja statyczna) czy przynależność wytwórcy do grupy kapitałowej w momencie rozstrzygnięcia o wysokości danej korekty rocznej kosztów osieroconych (koncepcja dynamiczna). Sąd Najwyższy rozstrzygając sprawę stwierdził, że „Koncepcja dynamicznego podejścia do określania składu grupy kapitałowej, na potrzeby dokonywania korekty rocznej kosztów osieroconych znajduje zastosowanie także w tej sprawie. Słusznie zatem Prezes URE podnosił w skardze kasacyjnej, że w okolicznościach niniejszej sprawy zastosowanie powinien znaleźć art. 32 w związku z art. 2 pkt 1 ustawy o KDT. Pomimo, iż powód nie został ujęty w załączniku nr 7 do ustawy o KDT jako członek tej samej grupy kapitałowej co (nazwa przedsiębiorcy), to z uwagi na fakt, iż w okresie dokonywania korekty rocznej powód jak i (nazwa przedsiębiorcy) byli członkami tej samej grupy kapitałowej, należy stwierdzić, iż wynik finansowy tego podmiotu mógł wpłynąć na korygowanie wartości korekty rocznej kosztów osieroconych.”. Pogląd wyrażony przez Sąd Najwyższy był zatem zgodny z prezentowanym

przez Prezesa URE stanowiskiem dotyczącym tzw. podejścia dynamicznego, które również było prezentowane w sporze przed Trybunałem Sprawiedliwości Unii Europejskiej, który wyrokiem z 15 września 2016 r. (sygn. akt C-547/14), orzekł, że „przy określaniu rocznej korekty rekompensaty kosztów osieroconych, którą należy wypłacić wytwórcy należącemu do grupy kapitałowej, należy uwzględnić tę przynależność i, co za tym idzie, wynik finansowy grupy w momencie dokonywania tej korekty”.

Kolejnym istotnym orzeczeniem jest **wyrok Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej z 13 września 2017 r. w sprawie C-329/15**. Wyrok ten został wydany w wyniku rozpoznania skierowanego do Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej (TSUE) przez Sąd Najwyższy wniosku o rozstrzygnięcie trzech pytań prejudycjalnych (postanowienie Sądu Najwyższego z 16 kwietnia 2015 r. sygn. akt III SK 30/14).

W związku z rozpoznawaną skargą kasacyjną przedsiębiorstwa energetycznego w sprawie o wymierzenie przez Prezesa URE kary pieniężnej z tytułu niewykonania przez to przedsiębiorstwo w 2006 r. obowiązku zakupu oferowanej energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła w przyłączonych do sieci źródłach energii znajdujących się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej (art. 9a ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne), Sąd Najwyższy postanowił zwrócić się do TSUE z trzema pytaniami prejudycjalnymi:

- 1) Czy art. 107 Traktatu o Funkcjonowaniu Unii Europejskiej 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 dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne w brzmieniu obowiązującym w 2006 r., nadanym na podstawie art. 1 pkt 13 ustawy z dnia 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 Traktatu o Funkcjonowaniu Unii Europejskiej 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 Traktatu o Funkcjonowaniu Unii Europejskiej w związku z art. 4 ust. 3 Traktatu ustanawiającego Unię Europejską należy interpretować w ten sposób, że sprzeczność wynikającego z prawa krajowego obowiązku z art. 107 Traktatu ustanawiającego Unię Europejską wyłącza możliwość nałożenia kary pieniężnej na przedsiębiorstwo, które nie wykonało tego obowiązku?

Wyrokiem powyższym TSUE orzekł, że art. 107 ust. 1 Traktatu o Funkcjonowaniu Unii Europejskiej należy interpretować w ten sposób, że środek krajowy taki jak środek będący przedmiotem sporu w postępowaniu głównym nakładający zarówno na prywatne, jak i publiczne przedsiębiorstwa obowiązek zakupu energii wytworzonej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, nie stanowi interwencji państwa lub przy użyciu zasobów państwowych. TSUE, z uwagi na treść odpowiedzi na pierwsze pytanie, uznał, że udzielenie odpowiedzi na pytanie drugie i trzecie jest bezprzedmiotowe.

W konsekwencji, Sąd Najwyższy **28 listopada 2017 r. wydał wyrok o sygn. akt III SK 30/14**, uznając, że najistotniejsze zarzuty skargi kasacyjnej, dotyczące sprzeczności obowiązku zakupu energii z art. 9a ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne z unijnymi regułami pomocy publicznej – okazały się nieuzasadnione i tym samym oddalił skargę kasacyjną przedsiębiorstwa energetycznego.

W uzasadnieniu tego wyroku Sąd Najwyższy m.in. wyraził stanowisko, że „(...) W świetle wyroku TSUE z 13 września 2017 r. w sprawie C-329/15 ENEA, (...) powód nie jest emanacją państwa członkowskiego, zatem realizowanie przez niego obowiązku zakupu energii nie stanowi pomocy publicznej dla wytwórców energii z kogeneracji, która byłaby finansowana ze źródeł państwowych”.

W związku z omawianym rozstrzygnięciem Sądu Najwyższego, ostatecznie zostały usunięte wątpliwości, czy obowiązek zakupu energii w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła stanowi pomoc publiczną dla wytwórców tej energii.

Z kolei w **wyroku Trybunału Sprawiedliwości UE z 2 marca 2017 r. w sprawie C-4/16 J. D.** rozstrzygnięta została kwestia możliwości uznania energii wytworzonej w elektrowni wodnej

zlokalizowanej na zrzutach ścieków technologicznych innego zakładu za hydroenergię jako odnawialnego źródła energii.

Trybunał Sprawiedliwości stwierdził w sentencji wyroku, że: „Pojęcie «energii ze źródeł odnawialnych», zawarte w art. 2 akapit drugi lit. a) dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 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, należy interpretować w ten sposób, że obejmuje ono energię wytworzoną w małej elektrowni wodnej, która nie jest ani elektrownią szczytowo-pompową, ani elektrownią z członem pompowym, zlokalizowanej na zrzutach ścieków technologicznych innego zakładu, który wcześniej pobrał wodę do własnych celów.”. Równocześnie Trybunał zastrzegł, że nie może być jedynym celem działalności gospodarczej prowadzonej powyżej spadku wody, która ten sztuczny spadek wywołuje, stworzenie tego spadku wód do celów jego wykorzystania poniżej do wytwarzania energii elektrycznej.

VI. Do Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Warszawie (WSA) w 2017 r. zostało przekazanych 19 skarg.

W 2017 r. WSA wydał 19 orzeczeń, w tym 13 wyroków i 6 postanowień. Rozpatrywane przez WSA sprawy dotyczyły skarg na bezczynność Prezesa URE, odmowy udostępnienia informacji publicznej, jak również skarg na czynności tego organu. W wyniku rozpoznania tych skarg Sąd: w 6 przypadkach oddalił skargi, w 3 przypadkach Sąd odrzucił skargi. W 2 przypadkach natomiast zobowiązał organ do rozpatrzenia wniosku strony. Natomiast w 1 sprawie zobowiązał organ do udostępnienia stronie informacji publicznej. W kolejnych 2 przypadkach WSA uchylił decyzje w przedmiocie udostępnienia informacji publicznej. W następnych 2 stwierdził, że bezczynność nie miała miejsca z rażącym naruszeniem prawa. Natomiast w 3 przypadkach postępowanie zostało umorzone wobec cofnięcia skarg. W żadnym przypadku WSA nie orzekł, że organ dopuścił się bezczynności z rażącym naruszeniem prawa.

VII. Od orzeczeń WSA zostały wniesione 2 skargi kasacyjne (w tym 1 przez Prezesa URE) do Naczelnego Sądu Administracyjnego.

W 2017 r. Naczelny Sąd Administracyjny (NSA) rozpoznał 10 skarg kasacyjnych, w tym 8 wniesionych przez Prezesa URE w przedmiocie bezczynności i przewlekłości postępowania, które zostały przez NSA oddalone. Natomiast z 2 skarg wniesionych przez strony, NSA w jednym przypadku oddalił skargę na przewlekłość, z kolei w drugim uchylił zaskarżany wyrok i przekazał sprawę do ponownego rozpoznania do WSA.

VIII. Statystyka spraw rozstrzygniętych w SOKiK w 2017 r., przedstawia się następująco: Prezes URE wygrał 111 spraw¹³⁾, a przegrał 8¹⁴⁾.

Statystyka spraw rozstrzygniętych w Sądzie Apelacyjnym w Warszawie w 2017 r., przedstawia się następująco: Prezes URE wygrał 29 spraw¹⁵⁾, a przegrał 30 spraw¹⁶⁾.

¹³⁾ Na potrzeby niniejszego Sprawozdania, uznano: oddalenie odwołania od decyzji Prezesa URE, oddalenie zażalenia na postanowienie Prezesa URE, odrzucenie tych odwołań i zażaleń, odrzucenie apelacji i zażalenia powoda oraz umorzenie postępowania odwoławczego lub zażaleniowego.

¹⁴⁾ 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).

¹⁵⁾ Na potrzeby niniejszego Sprawozdania, uznano: oddalenie apelacji powoda, oddalenie zażalenia powoda, zmianę wyroku SOKiK, uchylenie postanowienia SOKiK na skutek apelacji/zażalenia Prezesa, odrzucenie apelacji/zażalenia strony.

¹⁶⁾ 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/zmiana postanowienia SOKiK na skutek zażalenia powoda.

Statystyka spraw rozstrzygniętych w Sądzie Najwyższym w 2017 r., przedstawia się następująco: Prezes URE wygrał 19 spraw¹⁷⁾ i 11 spraw przegrał¹⁸⁾.

Wyjaśnić należy, że niekorzystne rozstrzygnięcia (sądu I i II instancji) zostały zaskarżone przez Prezesa URE. Zatem, spraw tych nie można na obecnym etapie uznać za definitywnie zakończone w sposób negatywny dla organu regulacyjnego, ponieważ środki zaskarżenia wniesione przez Prezesa URE nie zostały jeszcze rozstrzygnięte.

IX. Z analizy ilościowej prowadzonych spraw sądowych wynika, 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 niejednokrotnie korzystają z wiedzy specjalistów przeprowadzając dodatkowe dowody z opinii biegłych, jak również dowody z przesłuchania świadków lub stron (głównie przedsiębiorców). Podkreślić należy, że w roku sprawozdawczym wątpliwości Sądu miały przede wszystkim charakter natury prawnej w związku z postępującymi zmianami przepisów. Ponadto nierzadko zachodzi potrzeba złożenia dodatkowych wyjaśnień, co nie pozostaje bez wpływu na termin zakończenia sprawy. 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. Często zdarza się także odraczanie 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 należy 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 uwzględnia z urzędu.

Na uwagę zasługuje jednak pojawiający się coraz częściej w orzecznictwie (także Sądu Najwyższego) pogląd, zgodnie z którym do oceny zasadności rozstrzygnięcia Prezesa URE powinno się przyjmować stan prawny i faktyczny z dnia wydawania zaskarżonej decyzji¹⁹⁾. Niemniej niejednokrotnie sądy dokonują oceny na podstawie okoliczności istniejących w dacie wydania wyroku.

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. Powyższe zmiany decyzji Prezesa URE są konsekwencją kontynuacji przyjętej w ostatnim okresie przez Sąd Okręgowy, jak również Sąd Apelacyjny polityki „*tagodzenia kar*”. Sądy, podobnie jak w latach poprzednich, miarkując karę

¹⁷⁾ Przez co należy rozumieć: oddalenie skargi kasacyjnej strony, uchylene wyroku SA i przekazanie sprawy do ponownego rozpoznania, odmowę przyjęcia skargi kasacyjnej powoda do rozpoznania, przyjęcie skargi kasacyjnej pozwanego.

¹⁸⁾ Przez co należy rozumieć: oddalenie skargi kasacyjnej pozwanego, uchylene zaskarżonego wyroku SA i przekazanie sprawy do ponownego rozpoznania, odmowę przyjęcia skargi kasacyjnej pozwanego do rozpoznania, przyjęta skarga kasacyjna powoda, oddalone zażalenia pozwanego, uchylone postanowienie SA odrzucające odwołanie.

¹⁹⁾ Por. wyroki Sądu Najwyższego z 20 kwietnia 2017 r. sygn. akt III SK 13/16 oraz z 6 października 2016 r. sygn. akt III 50/15.

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.

Należy nadmienić, 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. sygn. akt III SK 8/10, z 2 lutego 2011 r. sygn. akt III SK 18/10, z 7 lipca 2011 r. sygn. akt III SK 52/10, z 3 października 2013 r. sygn. akt 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. 56 ust. 6a 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. sygn. akt III SK 36/14).

Pogląd powyższy znalazł odzwierciedlenie w postanowieniu Sądu Najwyższego z 5 maja 2016 r. sygn. akt III SK 36/15. W uzasadnieniu tego orzeczenia Sąd Najwyższy po raz kolejny podkreślił, że „w sprawach z odwołania od decyzji organu regulacyjnego, w zakresie odpowiedzialności represyjnej, zapewnienie standardów wynikających z EKPC nie wymaga bezpośrednio przeniesienia instytucji i zasad prawa karnego na grunt prawa administracyjnego.”. Wobec powyższego należałoby zatem 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.

Jak jednak wskazuje dotychczasowe orzecznictwo w tym zakresie, zmiana podejścia sądów co do rozkładu ciężaru dowodu następuje powoli.

Podkreślić także należy, że w dalszym ciągu w orzecznictwie Sądu Najwyższego utrzymuje się niepokojąca tendencja odmawiająca zasadności rozstrzygnięciom Prezesa URE dotyczącym kar pieniężnych²⁰⁾. Jak wynika z uzasadnień wyroków Sądu Najwyższego, mimo akceptacji, co do zasady, argumentów organu, Sąd ten wydaje rozstrzygnięcia niekorzystne dla Prezesa URE skutkujące „zniesieniem” wymierzonej kary pieniężnej. W rezultacie liberalne podejście Sądu osłabia możliwość oddziaływania przez Prezesa URE na przedsiębiorców regulowanego sektora przy pomocy sankcji administracyjnych, które stanowią – obok koncesjonowania, taryfowania i rozstrzygania sporów – podstawowe narzędzie regulacyjne umożliwiające prawidłową realizację zadań powierzonych przez ustawodawcę organowi regulacyjnemu.

X. Wydatki Prezesa URE z tytułu kosztów procesów w 2017 r. wyniosły 14 941,00 zł. Uzyskany przychód w postaci zwrotu kosztów procesów w tym roku wyniósł natomiast 66 165,00 zł.

6. Kontrola działalności Prezesa URE przez Najwyższą Izbę Kontroli oraz inne instytucje kontrolne

W 2017 r. działalność Prezesa URE podlegała sześciu kontrolom przeprowadzonym przez Najwyższą Izbę Kontroli oraz inne instytucje kontrolne.

Kontrole przeprowadzone w URE przez Najwyższą Izbę Kontroli (NIK) dotyczyły:

1. Wykonania budżetu państwa w 2016 r. w części 50 – Urząd Regulacji Energetyki

Kontrola została przeprowadzona w okresie 17 stycznia – 4 kwietnia 2017 r. Celem kontroli była ocena wykonania ustawy budżetowej na 2016 r., części 50 – URE. W ramach ww. części finansowano, zgodnie z obowiązującymi przepisami prawa, zadania z zakresu spraw regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji, a także zadanie realizowane w ramach budżetu zadaniowego *Bezpieczeństwo gospodarcze państwa (6.2.)*.

Zakres kontroli obejmował:

- 1) wykonanie dochodów budżetowych, w tym dochodzenie należności,
- 2) wykonanie wydatków budżetu państwa, w tym rzeczowe efekty uzyskane w wyniku realizacji zadań finansowanych ze środków publicznych,
- 3) prawidłowość sporządzenia rocznych sprawozdań budżetowych za 2016 r. oraz sprawozdań za IV kw. 2016 r. w zakresie operacji finansowych,
- 4) nadzór i kontrolę sprawowane przez dysponenta części 50 budżetu państwa w trybie przepisów ustawy o finansach publicznych.

Kontrola zakończona przedłożeniem Prezesowi URE wystąpienia pokontrolnego. NIK pozytywnie oceniła wykonanie budżetu państwa w 2016 r. w części 50 – URE. W wyniku kontroli stwierdzono:

- 1) dochody budżetu państwa były pobierane zgodnie z zasadami legalności i terminowości oraz zostały zrealizowane w planowanej wysokości. Należności zostały prawidłowo i terminowo ustalone. URE sukcesywnie i prawidłowo podejmował działania mające na celu ich dochodzenie,
- 2) wydatki budżetu państwa zostały poniesione z zachowaniem zasad gospodarowania środkami publicznymi określonych w ustawie o finansach publicznych i aktach wykonawczych. Nie stwierdzono niecelowego i niegospodarnego wydatkowania środków publicznych,
- 3) w rezultacie wydatkowania środków osiągnięto cele prowadzonej działalności zaplanowane w budżecie w układzie zadaniowym,
- 4) pozytywnie zaopiniowano sprawozdania za 2016 r. sporządzone przez dysponenta części 50. Sprawozdania roczne zostały sporządzone prawidłowo, na podstawie danych wynikających z ewidencji księgowej,

²⁰⁾ Por. np. wyroki Sądu Najwyższego z: 22 czerwca 2016 r. sygn. akt III SK 33/15, 20 stycznia 2015 r. sygn. akt III SK 28/14, 28 stycznia 2015 r. sygn. akt III SK 29/14, 5 lutego 2015 r. sygn. akt III SK 36/14.

- 5) przyjęte mechanizmy kontroli zarządczej zapewniały w sposób racjonalny kontrolę prawidłowości sporządzonych sprawozdań budżetowych oraz sprawozdań w zakresie operacji finansowych,
- 6) sprawozdania zostały sporządzone terminowo, stosownie do przepisów rozporządzeń Ministra Finansów w sprawie sprawozdawczości budżetowej, sprawozdań jednostek sektora finansów publicznych w zakresie operacji finansowych, a także sprawozdawczości budżetowej w układzie zadaniowym.

W związku z niestwierdzeniem nieprawidłowości w realizacji budżetu w części 50 – URE w 2016 r. NIK nie sformułowała uwag i wniosków pokontrolnych.

2. Organizacji systemów ochrony praw konsumenta energii elektrycznej oraz ustanawiania stawek taryfowych

Kontrola została przeprowadzona w okresie 20 kwietnia – 2 czerwca 2017 r. Celem kontroli była ocena systemu realizacji działań wzmacniających pozycję konsumentów na rynku energii elektrycznej oraz wykonywania zadań dotyczących zatwierdzania taryf dystrybucji energii elektrycznej.

Zakres kontroli obejmował następujące obszary:

- 1) Organizacja systemu wzmacniania pozycji konsumenta energii elektrycznej na rynku energii
W działalności URE w tym zakresie nie stwierdzono nieprawidłowości. W ocenie NIK, organizacja URE pozwalała prowadzić działania mające znaczenie dla ochrony praw konsumentów energii elektrycznej, jednakże sposób realizacji zadania w postaci kontrolowania standardów jakościowych obsługi odbiorców nie był w pełni wystarczający.
- 2) Organizacja systemu ustalania taryf dystrybucji
W działalności URE w tym zakresie nie stwierdzono nieprawidłowości. W ocenie NIK, w URE został zorganizowany system realizacji zadań z zakresu zatwierdzania taryf dystrybucji energii elektrycznej, a dla potrzeb taryfowania kluczowych dla rynku energii OSDp wypracowano wieloletnie założenia i dokumenty. Jednakże, z zatwierdzaniem taryf dla tzw. przedsiębiorstw energetyki przemysłowej w centrali URE i ośmiu oddziałach terenowych URE wiązało się ryzyko niejednorodności działania organu regulacyjnego.

Kontrola zakończona była przedłożeniem Prezesowi URE wystąpienia pokontrolnego.

3. Rozwoju sektora odnawialnych źródeł energii

Kontrola P/17/020 – *Rozwój sektora odnawialnych źródeł energii* została przeprowadzona w URE w okresie 9 października – 30 listopada 2017 r. Okres objęty kontrolą obejmował 2015 r. – I półrocze 2017 r., z uwzględnieniem zdarzeń istotnych dla kontrolowanej działalności, wykraczających poza ten okres.

Zakres kontroli obejmował następujące obszary:

- 1) Gromadzenie i udostępnianie informacji, o których mowa w art. 23 ust. 2 pkt 19 ustawy – Prawo energetyczne, odnoszących się do istniejącej, będącej w budowie lub planowanej infrastruktury energetycznej dotyczącej odnawialnych źródeł energii
W działalności URE w tym zakresie nie stwierdzono nieprawidłowości. NIK pozytywnie oceniła działalność kontrolowanej jednostki w zbadanym zakresie.
- 2) Monitorowanie wykonania przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązku zapewnienia pierwszeństwa w przesyłaniu lub dystrybucji energii elektrycznej wytwarzanej w instalacjach odnawialnego źródła energii
W działalności URE w tym zakresie nie stwierdzono nieprawidłowości. NIK pozytywnie oceniła działalność kontrolowanej jednostki w zbadanym zakresie.
- 3) Realizacja przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki zadań związanych z wytwarzaniem energii elektrycznej w OZE
W działalności URE w tym zakresie nie stwierdzono nieprawidłowości. NIK pozytywnie oceniła działalność kontrolowanej jednostki w zbadanym zakresie.
- 4) Przeprowadzanie aukcji na zakup energii elektrycznej z instalacji OZE
W działalności URE w tym zakresie nie stwierdzono nieprawidłowości. NIK pozytywnie oceniła działalność kontrolowanej jednostki w zbadanym zakresie.

5) Realizacja wybranych zadań związanych ze świadectwami pochodzenia energii

W działalności URE w tym zakresie nie stwierdzono nieprawidłowości. NIK pozytywnie oceniła działalność kontrolowanej jednostki w zbadanym zakresie.

Kontrola zakończona przedłożeniem Prezesowi URE wystąpienia pokontrolnego.

4. Ochrony praw konsumenta energii elektrycznej

Kontrola została przeprowadzona w okresie 6 października 2017 r. – 22 stycznia 2018 r. Zakres przedmiotowy kontroli obejmował:

- 1) podejmowanie działań zmierzających do równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców końcowych energii (gospodarstw domowych), w tym w zakresie zapewnienia wszystkim konsumentom zawierania umów na warunkach wolnorynkowych, gwarantowania odbiorcom końcowym prawa do nieprzerwanych dostaw energii elektrycznej o określonej jakości oraz efektywnego standardu obsługi,
- 2) udział w kształtowaniu polityki energetycznej państwa w szczególności w obszarach konkurencyjności na rynku energii, inteligentnych sieci elektroenergetycznych, ochrony praw odbiorcy końcowego oraz ochrony odbiorcy wrażliwego.

Okres objęty kontrolą dotyczył lat 2014-2017 (do czasu zakończenia kontroli), z uwzględnieniem zdarzeń zaistniałych przez 2014 r. (o ile miały wpływ na ocenę kontrolowanej działalności).

Kontrolę zakończono przedłożeniem Prezesowi URE wystąpienia pokontrolnego.

NIK oceniła pozytywnie, mimo stwierdzonych nieprawidłowości, realizację przez Prezesa URE w latach 2014-2017 jego ustawowych obowiązków oraz działań związanych z ochroną praw konsumenta energii elektrycznej.

Zgodnie z art. 62 ustawy z 23 grudnia 1994 r. o Najwyższej Izbie Kontroli²¹⁾ Prezes URE przedłożył NIK stosowne informacje.

Ponadto, w okresie sprawozdawczym w URE zostały przeprowadzone kontrole przez:

1. Państwową Inspekcję Pracy (PIP)

Kontrola została przeprowadzona w dniach: 2, 7, 14, 15, 17 i 31 marca 2017 r. O kontroli i jej zakresie zostali powiadomieni przedstawiciele kierownictwa URE oraz przedstawiciele organizacji związkowych działających w URE.

Kontrolę przeprowadzono w zakresie:

- 1) równego traktowania pracowników,
- 2) udzielania urlopów wypoczynkowych,
- 3) wypłaty wynagrodzenia z tytułów umów zlecenia.

Ponadto, sprawdzono realizację decyzji i wystąpień organów PIP oraz wniosków, zaleceń i decyzji organów kontroli i nadzoru nad warunkami pracy po kontroli przeprowadzonej w 2014 r.

Kontrola zakończona była przedłożeniem protokołu kontroli oraz wystąpienia pokontrolnego.

W czasie kontroli stwierdzono, że wszystkie wnioski, zalecenia oraz nakazy po kontroli w 2014 r. zostały przez URE zrealizowane.

W wystąpieniu pokontrolnym złożono następujące wnioski:

- 1) udzielanie pracownikom urlopu wypoczynkowego w roku, w którym nabyli do niego prawo. W przypadku niewykorzystania przez pracownika urlopu w ww. terminie, PIP wniosła o udzielanie takiego urlopu najpóźniej do 30 września następnego roku kalendarzowego,
- 2) udzielenie jednemu z pracowników zaległego urlopu wypoczynkowego za 2015 r. niezwłocznie, jak będzie to możliwe.

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

²¹⁾ Dz. U. z 2017 r. poz. 524.

2. Kancelarię Prezesa Rady Ministrów (KPRM)

Kontrola została przeprowadzona w okresie 7 lipca – 4 sierpnia 2017 r. Celem kontroli była ocena wykorzystywania systemów teleinformatycznych do realizacji zadań publicznych w URE, w okresie 1 stycznia 2016 r. – 10 lipca 2017 r.

Zakres kontroli obejmował następujące zakresy tematyczne:

- I. System zarządzania bezpieczeństwem informacji, w tym:
 - 1) Regulacje wewnętrzne w obszarze bezpieczeństwa informacji;
 - 2) Ryzyka w obszarze bezpieczeństwa informacji;
 - 3) Incydenty bezpieczeństwa;
 - 4) Szkolenia w obszarze bezpieczeństwa informacji;
 - 5) Projektowanie i eksploatacja systemów teleinformatycznych;
 - 6) Kontrola dostępu;
 - 7) Umowy na obsługę i utrzymanie systemów teleinformatycznych;
 - 8) Zabezpieczenia techniczno-organizacyjne dostępu do informacji;
 - 9) Zabezpieczenia techniczno-organizacyjne systemów informatycznych;
 - 10) Kopie zapasowe.
- II. Zapewnienie dostępności informacji zawartych na stronach internetowych.
- III. Wymiana informacji w postaci elektronicznej.

Kontrola została zakończona przedłożeniem Prezesowi URE projektu wystąpienia pokontrolnego, do którego Prezes URE zgłosił zastrzeżenia. KPRM, po rozpatrzeniu zastrzeżeń Prezesa URE przekazała wystąpienie pokontrolne, w którym dokonano oceny realizacji zadań i działań podejmowanych przez URE, sformułowano uwagi i wnioski oraz zalecenia.

Należy zauważyć, że w toku prowadzonych kontroli zewnętrznych Prezes URE wielokrotnie podkreślał potrzebę wzmocnienia finansowego i kadrowego w zakresie zwiększanych ustawowych zadań nakładanych na Prezesa URE.

W wystąpieniu pokontrolnym dot. przeprowadzonej kontroli *Organizacja systemów ochrony praw konsumenta energii elektrycznej oraz ustanawiania stawek taryfowych*, NIK odniosła się do wskazanych przez Prezesa URE ograniczonych zasobów kadrowych i środków finansowych na realizację zadań, **uznając te okoliczności za istotne**²²⁾.

W ramach prowadzonych kontroli zewnętrznych Prezes URE niejednokrotnie zaznaczał, że na Prezesa URE nakładane są coraz to nowe zadania, w ślad za którymi nie są zapewnione odpowiednie środki finansowe i organizacyjne na ich realizację²³⁾.

W Informacji o wynikach kontroli *Zapobieganie nielegalnemu obrotowi paliwami ciekłymi*, NIK wskazała, że nałożenie kolejnych zadań ustawowych bez zasilenia finansowego URE pogłębi niedobór kadrowy i zwiększy liczbę nierealizowanych zadań. W świetle powyższych, NIK podkreśliła potrzebę wzmocnienia organizacyjnego i kadrowego URE oraz zapewnienia odpowiednich środków finansowych, umożliwiających realizację tych zadań²⁴⁾.

Informacje dotyczące poszczególnych kontroli przeprowadzanych w URE są dostępne na stronie www.bip.ure.gov.pl. Dokumenty kontroli udostępniane są na wniosek, zgodnie z przepisami ustawy z 6 września 2001 r. o dostępie do informacji publicznej²⁵⁾.

²²⁾ Wystąpienie pokontrolne NIK nr KGP.411.002.01.2017 R/17/002 z 10 lipca 2017 r.

²³⁾ Pismo Prezesa URE z 4 stycznia 2017 r., znak: DPR.090.5.2016.JK po Wystąpieniu pokontrolnym KGP.410.007.01.2016 P/16/018 z 17 marca 2017 r.

²⁴⁾ Informacja o wynikach kontroli *Zapobieganie nielegalnemu obrotowi paliwami ciekłymi* z 4 maja 2017 r.

²⁵⁾ Dz. U. z 2016 r. poz. 1764 z późn. zm.

7. Kontrola zarządcza

Zgodnie z ustawą o finansach publicznych Prezes URE jest zobowiązany do zapewnienia funkcjonowania w urzędzie adekwatnej, skutecznej i efektywnej kontroli zarządczej. Jest ona rozumiana 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.

W URE funkcjonował w 2017 r. system kontroli zarządczej uwzględniający wszystkie aspekty wynikające ze standardów kontroli zarządczej określonych przez Ministra Finansów. System kontroli zarządczej w URE stanowi zbiór procedur i wytycznych dotyczących ogółu działań podejmowanych dla zapewnienia realizacji celów i zadań urzędu w sposób zgodny z prawem, efektywny, oszczędny i terminowy. System kontroli zarządczej obejmuje w szczególności:

- 1) wyznaczanie celów i zadań do *Planu działalności URE* na dany rok kalendarzowy oraz do rocznych planów działalności komórek organizacyjnych, a także mierników określających stopień realizacji celów i zadań służących ich osiągnięciu,
- 2) analizę i zarządzanie ryzykiem,
- 3) monitorowanie realizacji celów i zadań służących ich osiągnięciu w *Planie działalności URE* oraz planach działalności komórek organizacyjnych,
- 4) ocenę systemu kontroli zarządczej, w tym sporządzanie oświadczeń o stanie kontroli zarządczej,
- 5) zapewnianie Prezesowi URE i Dyrektorowi Generalnemu informacji o stanie kontroli zarządczej w URE, w szczególności sporządzanie sprawozdań i analiz.

W URE działa zespół ds. zarządzania ryzykiem, będący organem doradczym Prezesa URE w zakresie identyfikacji i analizy ryzyka (powołany decyzją Prezesa URE nr 12/2016). Główne zadania zespołu to w szczególności:

- 1) współpraca z Prezesem URE w celu przyjęcia celów strategicznych,
- 2) opiniowanie planu działalności URE na dany rok,
- 3) opiniowanie wyników analizy i oceny ryzyka oraz mechanizmów kontroli,
- 4) rekomendowanie poziomu akceptowalności ryzyka,
- 5) opiniowanie metod postępowania z ryzykiem,
- 6) wspieranie działań na rzecz zwiększenia świadomości w zakresie kontroli zarządczej.

Kierujący komórkami organizacyjnymi wykonywali w 2017 r. zadania związane z funkcjonowaniem systemu kontroli zarządczej w URE, tj.:

- 1) przygotowali propozycje celów, zadań i wartości miernika do *Planu działalności URE na 2017 r.*, zgodnie z kompetencjami kierowanej komórki organizacyjnej,
- 2) przygotowali plan działalności kierowanej komórki organizacyjnej na 2017 r. oraz monitorowali realizację celów i zadań określonych w planie,
- 3) przygotowali sprawozdania z planu działalności na 2017 r. kierowanej komórki organizacyjnej (za okres I i II półrocza 2017 r.),
- 4) monitorowali realizację celów i zadań określonych w *Planie działalności URE na 2017 r.*, zgodnie z kompetencjami kierowanej komórki organizacyjnej,
- 5) przeprowadzali samoocenę w kierowanej komórce organizacyjnej,
- 6) przygotowali oświadczenia cząstkowe o stanie kontroli zarządczej w kierowanych komórkach organizacyjnych,
- 7) identyfikowali ryzyka związane z realizacją zadań i działaniem kierowanej komórki organizacyjnej w cząstkowych rejestrach ryzyk (za okres I i II półrocza 2017 r.),

- 8) dokonywali oceny wpływu ryzyka na uzyskane wyniki i cele kierowanej komórki organizacyjnej,
- 9) określali praktyczne sposoby zarządzania ryzykiem i jego minimalizowania,
- 10) zapewniali dokumentowanie procesów związanych z funkcjonowaniem systemu kontroli zarządczej w kierowanej komórce organizacyjnej.

Przygotowano *Plan działalności URE na 2017 r.*, do którego propozycje celów i zadań oraz wielkości mierników przedstawili kierujący komórkami organizacyjnymi. Dokument opracowano zgodnie z celami strategicznymi polityki energetycznej Polski, założeniami i priorytetami urzędu, w szczególności przyjętymi przy planowaniu budżetu zadaniowego.

Celem do realizacji na 2017 r. było *Równoważenie interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii (działanie 6.2.1.7. – Regulacja sektora paliwowo-energetycznego, realizacja systemów wsparcia energetyki przyjaznej środowisku, oraz wspieranie konkurencji na rynkach paliw i energii, podzadanie 6.2.1. – Rynki paliw i energii, zadanie 6.2. Bezpieczeństwo gospodarcze państwa).*

Najważniejsze zadania służące realizacji powyższego celu:

- 1) Nadzór nad rynkami paliw i energii;
- 2) Regulacja sektora paliwowo-energetycznego, realizacja systemów wsparcia energetyki przyjaznej środowisku oraz wspieranie rozwoju konkurencji na rynkach paliw i energii.

Sprawozdanie z wykonania *Planu działalności URE na 2017 r.* 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.

Plan działalności URE na 2017 r., sprawozdanie z wykonania *Planu działalności URE na 2017 r.* oraz oświadczenie o stanie kontroli zarządczej na dany rok kalendarzowy są dostępne w Biuletynie Informacji Publicznej²⁶⁾ URE na stronie www.bip.ure.gov.pl.

²⁶⁾ Obowiązek publikacji wynika z przepisów art. 70 ustawy o finansach publicznych.

CZĘŚĆ II.

Elektroenergetyka

1. Rynek energii elektrycznej – sytuacja ogólna

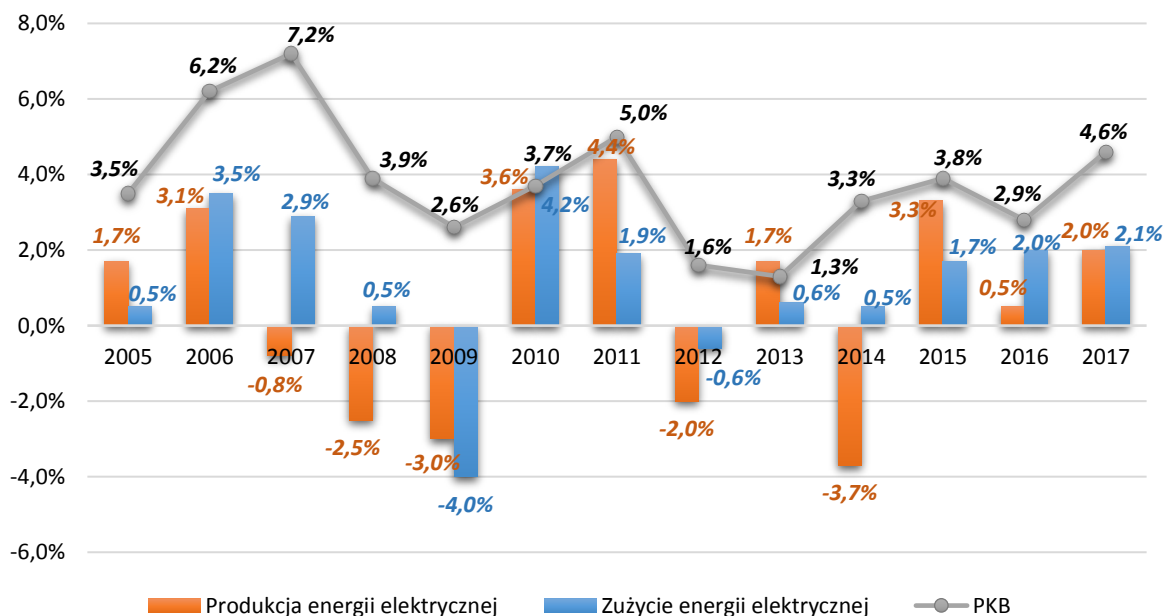
1.1. Rynek hurtowy

Wielkość i struktura wytwarzania energii elektrycznej

Wolumen krajowej produkcji energii elektrycznej brutto w 2017 r. ukształtował się na poziomie wyższym niż w roku poprzednim i wyniósł 165 852 GWh (wzrost o 1,98%). W tym samym okresie krajowe zużycie energii elektrycznej brutto wyniosło 168 139 GWh i zwiększyło się o 2,13% w porównaniu z 2016 r. Tempo wzrostu krajowego zużycia energii elektrycznej było niższe niż tempo wzrostu PKB w 2017 r., które według wstępnych szacunków GUS wyniosło 4,6%.

Na rys. 7 przedstawiono informacje dotyczące zmiany krajowej produkcji i zużycia energii elektrycznej w 2017 r. i w latach poprzednich na tle zmian PKB.

Rysunek 7. Zmiany krajowej produkcji i zużycia energii elektrycznej na tle zmian PKB w latach 2005-2017



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

Uwaga: Dane dotyczące PKB za lata poprzednie w niniejszym Sprawozdaniu mogą różnić się od analogicznych danych w Sprawozdaniach wcześniejszych ze względu na weryfikację poziomu PKB dokonywaną przez GUS.

W 2017 r. w krajowym bilansie przepływów fizycznych energii elektrycznej udział importu stanowił 8,0% całkowitego przychodu, zaś udział eksportu wyniósł 6,6% rozchodu energii elektrycznej²⁷⁾. W 2016 r. oba te parametry przyjmowały wartość na zbliżonym poziomie.

W tabeli poniżej przedstawiono strukturę produkcji, zużycie i krajowe saldo przepływów fizycznych w wymianie transgranicznej energii elektrycznej w latach 2016-2017.

Tabela 2. Struktura produkcji, krajowe saldo przepływów fizycznych w wymianie transgranicznej oraz zużycie energii elektrycznej w latach 2016–2017 [GWh]*

	2016 r.	2017 r.	Dynamika**
Produkcja energii elektrycznej ogółem	162 626	165 852	101,98
z tego: elektrownie na węglu kamiennym	81 348	79 868	98,18
elektrownie na węglu brunatnym	51 204	51 983	101,52
elektrownie gazowe	5 776	7 172	124,17
elektrownie przemysłowe	10 130	10 057	99,28
elektrownie zawodowe wodne	2 399	2 767	115,34
źródła wiatrowe	11 623	13 855	119,20
inne źródła odnawialne	146	150	102,74
Saldo wymiany zagranicznej	1 999	2 287	114,41
Krajowe zużycie energii	164 625	168 139	102,13

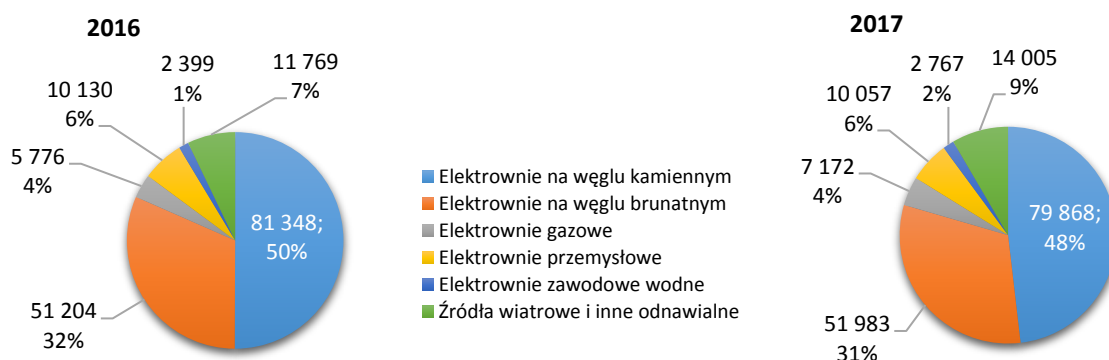
* Prezentowane wielkości są wyznaczane na podstawie pomiarów zbieranych przez OSP w czasie bieżącego prowadzenia ruchu KSE. Dlatego w niektórych przypadkach mogą one różnić się od ostatecznych danych przedstawianych przez przedsiębiorstwa energetyczne dla celów statystycznych.

** 2017 r./2016 r.; 2016 r. = 100

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Struktura produkcji energii elektrycznej w 2017 r. nie zmieniła się znacznie w stosunku do 2016 r. Zdecydowana większość wytwarzania oparta jest nadal na paliwach konwencjonalnych, tj. węgla kamiennym oraz węgla brunatnym. Jednocześnie liderem produkcji w segmencie OZE pozostawała nadal generacja wiatrowa.

Rysunek 8. Porównanie struktury produkcji energii elektrycznej w latach 2016–2017 [GWh]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Uwaga: Wielkości procentowe zaokrąglone do pełnych wartości.

W 2017 r. moc zainstalowana w KSE wyniosła 43 421 MW, a moc osiągalna – 43 332 MW, co stanowi wzrost odpowiednio o 4,9% oraz o 5,0% w stosunku do 2016 r.²⁸⁾ Średnie roczne zapotrzebowanie na

²⁷⁾ Bilans handlowy wymiany międzysystemowej został opisany w pkt 6.2. „Kontrolowanie realizacji obowiązków w zakresie warunków dostępu do sieci”, w dalszej części Sprawozdania.

²⁸⁾ Wg stanu na 31 grudnia 2016 r. i 2017 r., dane PSE S.A.

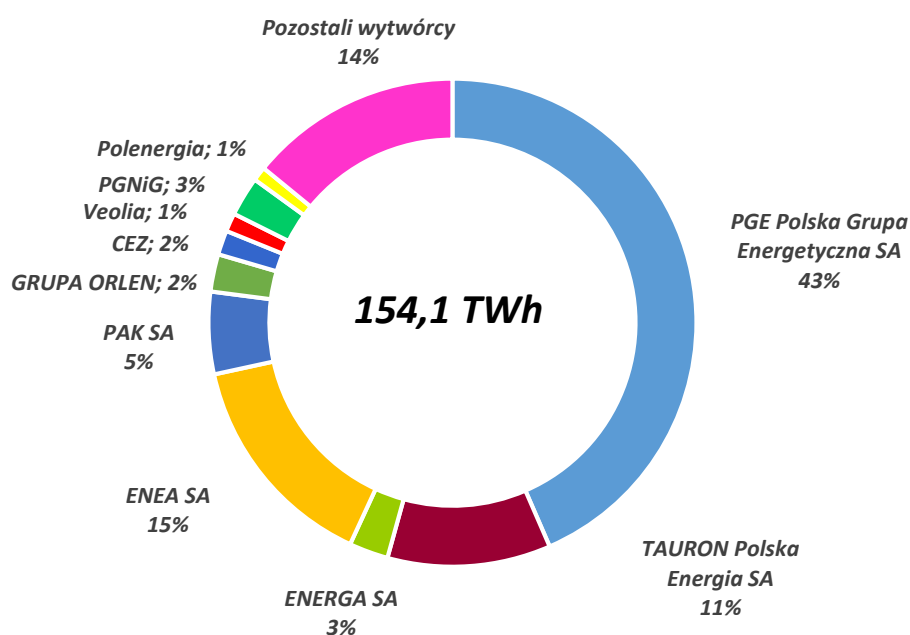
moc ukształtowało się na poziomie 22 979,7 MW, przy maksymalnym zapotrzebowaniu na poziomie 26 230,6 MW, co oznacza odpowiednio wzrost o 2,2% i o 2,7% w stosunku do 2016 r. Relacja mocy dyspozycyjnej do mocy osiągalnej w 2017 r. wyniosła 67,3% (spadek o 2,1 punktu procentowego w stosunku do 2016 r.)²⁹⁾.

Struktura podmiotowa hurtowego rynku energii

Największy udział w rynku w podsektorze wytwarzania energii elektrycznej w 2017 r., który wyniósł 43,5%³⁰⁾, utrzymywała grupa kapitałowa PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. (wzrost o 7,7 punktu procentowego w porównaniu do roku poprzedniego, będący wynikiem przejęcia przez PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. aktywów wytwórczych grupy EDF). Natomiast na rynku sprzedaży do odbiorców końcowych liderem była TAURON Polska Energia S.A. z udziałem 10,8% (wzrost o 0,6 punktu procentowego w porównaniu do roku poprzedniego).

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

Rysunek 9. Udział grup kapitałowych w wolumenie energii elektrycznej wprowadzonej do sieci w 2017 r. (przy uwzględnieniu struktury podmiotowej według stanu na 31 grudnia 2017 r.)



Źródło: Dane Ministerstwa Energii i URE.

Wskaźnik udziału rynkowego trzech największych podmiotów, mierzony według energii wprowadzonej do sieci (uwzględniającej ilość energii dostarczonej przez wytwórców bezpośrednio do odbiorców końcowych), w 2017 r.³¹⁾ wyraźnie wzrósł i wyniósł 69,0% (co oznacza wzrost o 14,1 punktu procentowego w porównaniu do roku poprzedniego). Podobnie, wyraźnemu zwiększeniu uległ

²⁹⁾ Dane na podstawie średnich rocznych wartości ze szczytu wieczornego, dane PSE S.A.

³⁰⁾ Udział liczony według wolumenu energii elektrycznej wprowadzonej do sieci. Przy czym przy obliczeniu tego wskaźnika uwzględniono strukturę podmiotową według stanu na 31 grudnia 2017 r. tj. m.in. po przejęciu przez PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. aktywów wytwórczych grupy EDF.

³¹⁾ Przy obliczeniu wskaźników udziału rynkowego trzech największych podmiotów, zarówno według energii wprowadzonej do sieci, jak i według mocy zainstalowanej, uwzględniono strukturę podmiotową według stanu na 31 grudnia 2017 r. tj. m.in. po przejęciu przez PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. aktywów wytwórczych grupy EDF.

wskaźnik udziału trzech największych wytwórców w mocy zainstalowanej – o 12,3 punktu procentowego. Trzej najwięksi wytwórcy (skupieni w grupach kapitałowych: PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., TAURON Polska Energia S.A., ENEA S.A.) dysponowali w sumie prawie 2/3 mocy zainstalowanych i odpowiadali za prawie 70% produkcji energii elektrycznej w kraju. Wyżej opisane wskaźniki zostały przedstawione w tab. 3. Przy czym, wśród trzech dominujących podmiotów w rynku wytwarzania energii elektrycznej, w 2017 r. istotnie wzrosło znaczenie wytwórców funkcjonujących w grupach kapitałowych: PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. oraz ENEA S.A. Taki stan rzeczy wynika z finalizacji w 2017 r. przejęcia przez ww. grupy kapitałowe aktywów wytwórczych z innych grup kapitałowych, tj. odpowiednio: EDF oraz ENGiE Energia Polska.

Tabela 3. Udziały w rynku i 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 ³²⁾	
					moc zainstalowana	energia wprowadzona do sieci
2016	5	6	50,8	54,9	1 309,3	1 640,0
2017	4	4	63,1	69,0	1 795,9	2 281,1

* 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.

Przy obliczeniu wskaźników udziału rynkowego trzech największych podmiotów oraz wskaźników HHI, zarówno według energii wprowadzonej do sieci, jak i według mocy zainstalowanej, uwzględniono strukturę podmiotową według stanu na 31 grudnia 2017 r. tj. m.in. po przejęciu przez PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. aktywów wytwórczych grupy EDF.

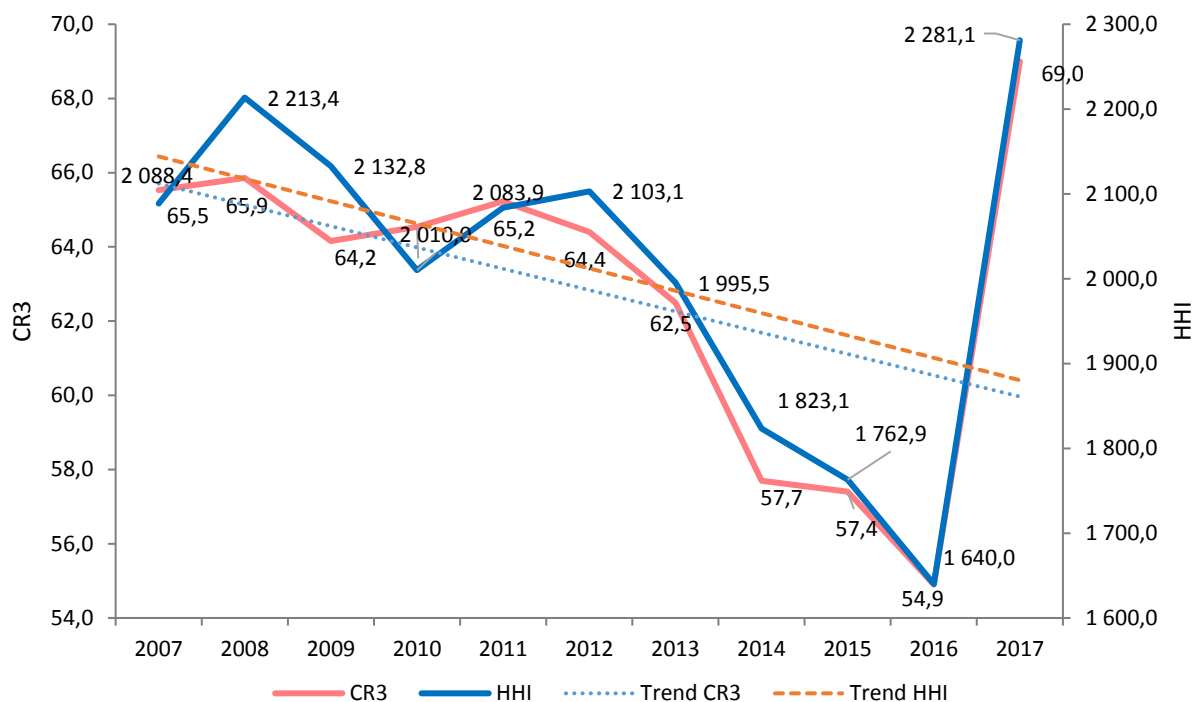
Źródło: Dane Ministerstwa Energii i URE.

Wieloletni trend spadkowy dotyczący w szczególności wskaźników HHI, mierzonych według mocy zainstalowanej oraz według wolumenu energii wprowadzonej do sieci (uwzględniającej ilość energii dostarczonej przez wytwórców bezpośrednio do odbiorców końcowych), w 2017 r. uległ istotnej zmianie. Po kilku latach spadku w 2017 r. oba wskaźniki wyraźnie wzrosły, a ich wzrost wyniósł odpowiednio: 37,1% i 39,1%. Warto podkreślić, że wskaźnik ten liczony dla produkcji w 2017 r. osiągnął wartość pozwalającą na stwierdzenie, że stopień koncentracji na rynku przeszedł ze średniego na wysoki. Natomiast liczony dla mocy zainstalowanej – znajduje się nieznacznie poniżej granicy wysokiej koncentracji.

Zmiana wskaźnika koncentracji oraz wskaźnika udziału rynkowego trzech największych podmiotów w podsektorze wytwarzania w latach 2007-2017 została przedstawiona na rysunku poniżej.

³²⁾ 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).

Rysunek 10. Stan koncentracji podsektora wytwarzania oraz udziały w rynku największych podmiotów według energii wprowadzonej do sieci w latach 2007-2017



Źródło: Dane Ministerstwa Energii i URE.

Odnośząc się do przedstawionych powyżej danych dotyczących koncentracji należy zauważyć, że wskaźniki te uległy w ostatnim roku tak dużej zmianie w wyniku zmian organizacyjnych dokonanych w sektorze wytwarzania tj. przejęcia przez dwie grupy kapitałowe – PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. oraz ENEA S.A. aktywów wytwórczych z innych grup kapitałowych, tj. odpowiednio: EDF oraz ENGiE Energia Polska.

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 2016-2017.

Tabela 4. Formy sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców w latach 2016-2017 [TWh]

Rok	Przedsiębiorstwa obrotu	Rynki regulowane, w tym giełda energii	Rynek bilansujący	Eksport	Odbiorcy końcowi	Pozostała sprzedaż*
2016	64,7	66,0	10,0	0,0	2,5	3,2
2017	102,2	28,3	7,9	0,0	2,1	1,6

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

Źródło: Dane Ministerstwa Energii i URE.

Tabela 5. Formy sprzedaży energii elektrycznej przez spółki obrotu w latach 2016-2017 [TWh]

Rok	Przedsiębiorstwa obrotu	Rynki regulowane, w tym giełda energii	Rynek bilansujący	Eksport	Odbiorcy końcowi	Pozostała sprzedaż*
2016	131,7	90,8	5,1	2,9	116,7	19,3
2017	127,2	61,8	5,9	3,6	123,1	17,5

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

Źródło: Dane Ministerstwa Energii i URE.

Analiza powyższych danych wskazuje, że część wolumenu energii elektrycznej sprzedawanej przez giełdę w 2017 r. została przekierowana do innych form sprzedaży, głównie do przedsiębiorstw obrotu. Ma to niewątpliwie związek z faktem, że transakcje przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo, które brały udział w programie pomocy publicznej pokrywania kosztów osieroconych były dokonywane w tzw. publicznym obrocie, zaś po zakończeniu udziału w tym programie przeważająca część wytworzonej energii elektrycznej została przekierowana z rynku konkurencyjnego do podmiotów należących do ich własnej grupy kapitałowej. Spowodowało to odpływ z rynku giełdowego znacznego wolumenu energii elektrycznej³³⁾.

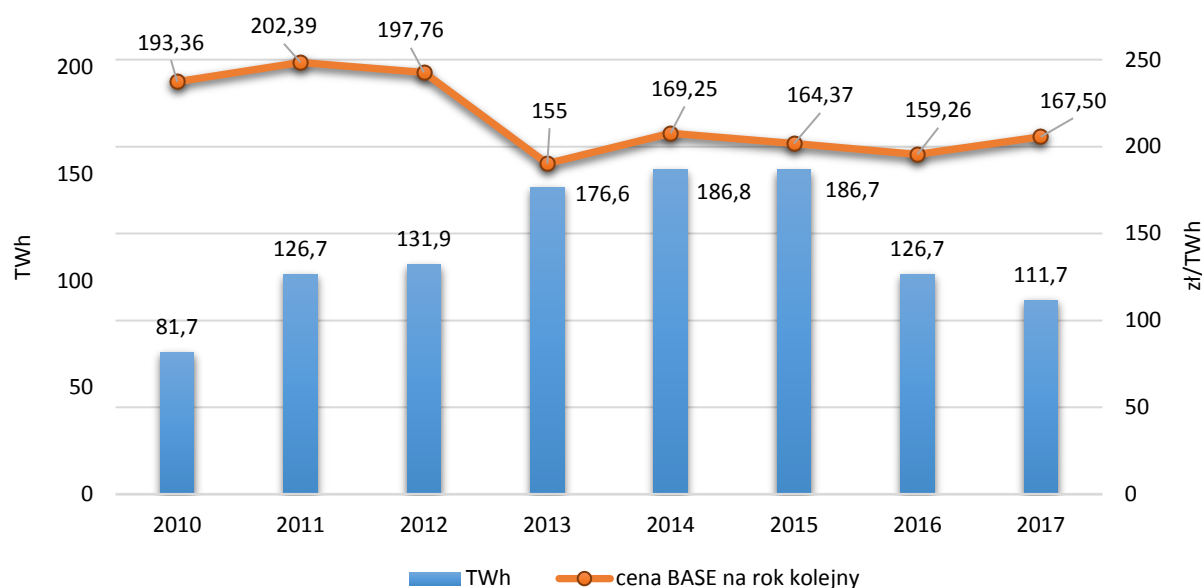
Sprzedaż poprzez giełdę energii

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 elektrycznej oraz duzi odbiorcy końcowi, którzy mogą działać samodzielnie po wstąpieniu w poczet członków giełdy (poprzez zawarcie stosownej umowy z TGE S.A.) lub za pośrednictwem domów maklerskich.

Na rysunku poniżej przedstawiono wolumen obrotu oraz średnioważone ceny energii elektrycznej dla kontraktu rocznego w dostawie pasmowej (kontrakt typu BASE) w latach 2010-2017.

³³⁾ Dla zachowania pierwotnej koncepcji wprowadzenia obliża giełdowego niezbędnym było zwiększenie tego obowiązku. Od 1 stycznia 2018 r. zmianie uległ procentowy udział sprzedaży wytworzonej energii elektrycznej objętej obowiązkiem, o którym mowa w art. 49 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, który wzrasta do 30% (art. 86 ust. 7 pkt 5 i art. 100 ustawy o rynku mocy). Regulacja ta obowiązuje przedsiębiorstwa energetyczne sprzedające energię elektryczną wytworzoną od 1 stycznia 2018 r. Dla zachowania pierwotnej koncepcji wprowadzenia obliża giełdowego niezbędnym było zwiększenie tego obowiązku z obecnego poziomu 15% do poziomu 30% krajowej produkcji energii elektrycznej brutto.

Rysunek 11. Średnioważona wolumenem cena energii elektrycznej dla kontraktu rocznego 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 2017 r. na wszystkich rynkach energii elektrycznej na TGE S.A. wyniósł 111,7 TWh co oznacza spadek o 11,8% w stosunku do 2016 r., w którym całkowity wolumen transakcji wyniósł 126,7 TWh. Natomiast licząc po dacie dostawy, sprzedaż energii elektrycznej z dostawą w 2017 r. wyniosła 110,0 TWh, co stanowiło 66,3%³⁴⁾ produkcji energii elektrycznej brutto w 2017 r.

W 2017 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 Rynek Instrumentów Finansowych (RIF). Na koniec 2017 r. status członka na Rynku Towarów Giełdowych TGE S.A. posiadały 72 podmioty, przy czym 44 z nich aktywnie uczestniczyły w obrocie na rynkach energii elektrycznej prowadzonych przez TGE S.A.

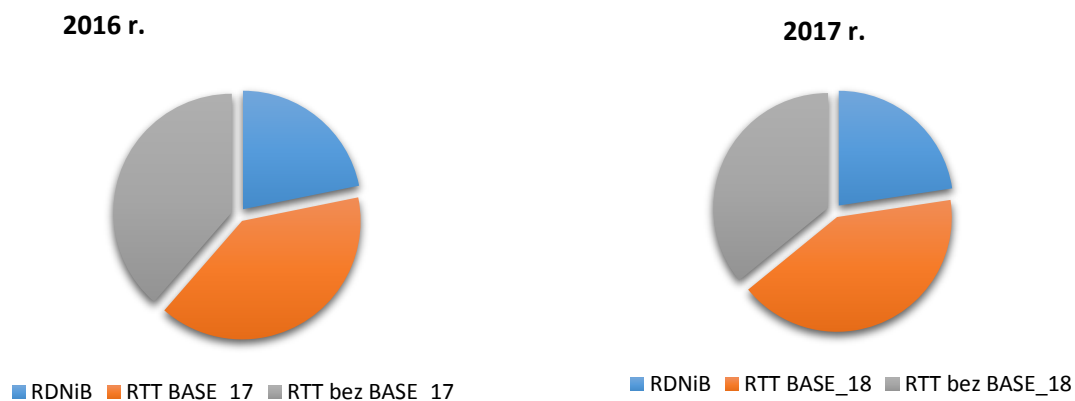
Największy wolumen obrotu realizowany jest na RTT. W 2017 r. na tym rynku (wraz z aukcjami) zawarto 16 369 transakcji, a łączny wolumen obrotu na nim wyniósł 86,4 TWh. Najbardziej płynnym kontraktem w 2017 r. był kontrakt roczny w dostawie pasmowej na 2018 r. (BASE_Y-18). Wolumen obrotu na tym kontrakcie w 2017 r. wyniósł 46,3 TWh – stanowi to 53,6% łącznego wolumenu odnotowanego na parkiecie RTT w zakresie sprzedaży energii elektrycznej w ubiegłym roku.

W 2017 r. na RDN zawarto 1 292 757 transakcji. Jednocześnie członkowie giełdy zrealizowali transakcje zakupu/sprzedaży energii elektrycznej o łącznym wolumenie około 25,2 TWh, co oznacza spadek o 9% w stosunku do roku poprzedniego.

W 2017 r. na RDB zawarto 6 313 transakcji, a łączny wolumen obrotu na tym rynku wyniósł 90,6 GWh.

Na rysunku poniżej przedstawiono strukturę obrotu energią elektryczną w latach 2016-2017 na rynkach prowadzonych przez TGE S.A.

³⁴⁾ W odniesieniu do produkcji energii elektrycznej w 2017 r. według danych PSE S.A.

Rysunek 12. Struktura obrotu energią elektryczną w latach 2016-2017 na rynkach prowadzonych przez TGE S.A. [MWh]

Źródło: URE na podstawie danych TGE S.A.

W listopadzie 2015 r. na TGE S.A. uruchomiono 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. Rozliczenie i rozrachunek transakcji zawieranych na RIF odbywa się na zasadach określonych przez Izbę Rozliczeniową Giełd Towarowych S.A. (IRGiT).

Transakcje bilateralne

Kontrakty dwustronne zawierane bezpośrednio pomiędzy uczestnikami rynku tworzą tzw. rynek OTC (*over the counter*). Warunki handlowe tych kontraktów, obejmujące m.in. cenę i ilość energii elektrycznej oraz terminy dostaw, są wynikiem negocjacji między ich stronami, prowadzonych w ramach kodeksowej swobody zawierania umów i są znane tylko stronom danego kontraktu. Kontrakty dwustronne są zawierane w szerokim horyzoncie czasowym od umów rocznych, poprzez kwartalne i miesięczne porozumienia transakcyjne, aż do transakcji dobowo-godzinowych.

W 2017 r. wolumen kontraktów zawieranych na rynku OTC, nie uwzględniający kontraktów wewnątrzgrupowych, wyniósł 46,7 TWh i był o 18,5% niższy w porównaniu do 2016 r., kiedy to wyniósł 57,3 TWh.

Ceny na hurtowym rynku energii elektrycznej w 2017 r.

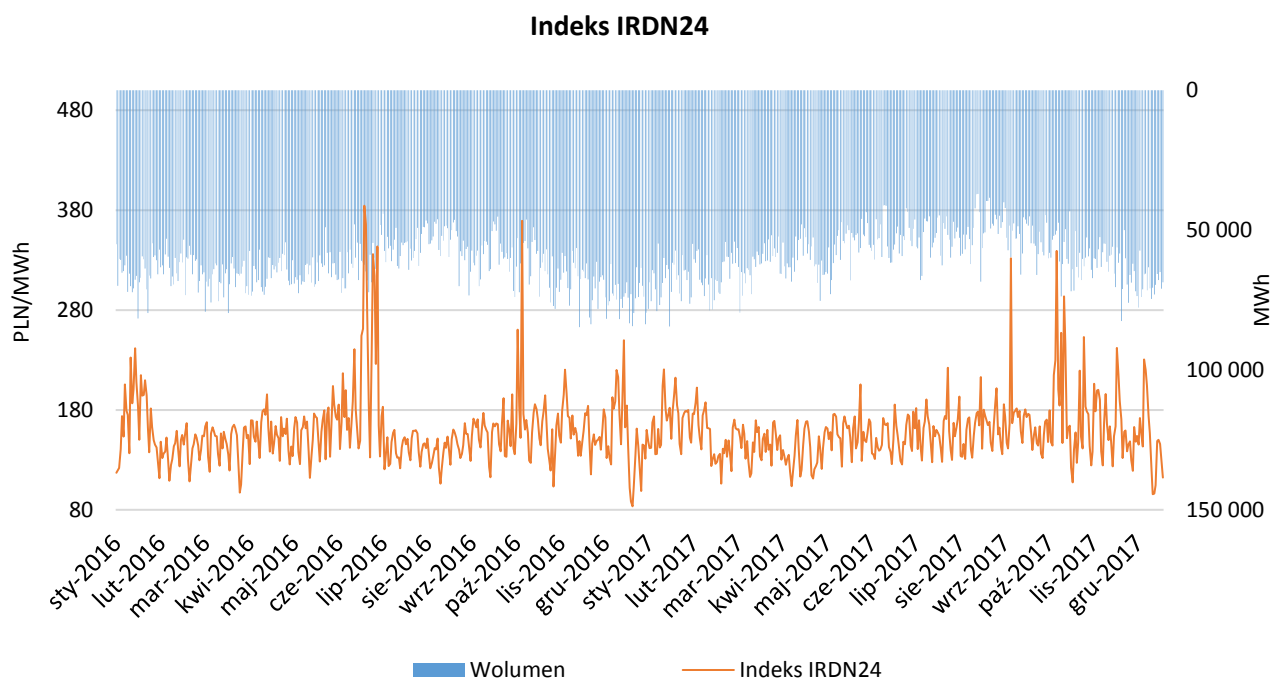
Ceny energii elektrycznej dostarczonej w 2017 r. zostały odzwierciedlone w ramach trzech wskaźników publikowanych przez Prezesa URE, tj. średniej rocznej i kwartalnej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym oraz średniej kwartalnej ceny energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż wynikające z art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne. Ceny te zostały omówione w części VIII niniejszego Sprawozdania.

Cena na rynku SPOT TGE S.A.

Na rysunku poniżej przedstawiono ceny energii elektrycznej na Rynku Dnia Następnego RDN (rynek SPOT) prowadzonym przez TGE S.A., mierzone indeksem IRDN24. Indeks ten przedstawia średnią

arytmetyczną cenę ze wszystkich transakcji, za wyjątkiem kontraktów blokowych, na sesji giełdowej RDN, liczoną po dacie dostawy dla całej doby.

Rysunek 13. Średnie miesięczne ceny energii elektrycznej w transakcjach SPOT mierzone indeksem IRDN24 [zł/MWh] oraz wolumen obrotu energią elektryczną na rynku RDN (bez kontraktów blokowych) [MWh] w latach 2016-2017



Źródło: URE na podstawie danych TGE S.A.

Średnia ważona wolumenem cena energii elektrycznej na RDN w 2017 r. wyniosła 157,96 zł/MWh i była niższa względem 2016 r. o 3,78 zł/MWh, kiedy to cena ta wyniosła 161,74 zł/MWh.

Ceny energii elektrycznej sprzedawanej w 2017 r. na TGE S.A.

W 2017 r. odnotowano wzrost cen energii elektrycznej na RTT prowadzonym przez TGE S.A., czego odzwierciedleniem jest wzrost cen rok do roku kontraktów terminowych BASE_Y (kontrakt roczny w dostawie pasmowej na kolejny rok). Średnioważona wolumenem cena transakcyjna kontraktu BASE_Y-18 w całym 2017 r. ukształtowała się na poziomie 167,50 zł/MWh, podczas gdy w 2016 r. średnioważona wolumenem cena transakcyjna analogicznych kontraktów terminowych BASE_Y-17 wyniosła 159,26 zł/MWh.

Jednocześnie średnia miesięczna cena kontraktów BASE_Y-18 zawieranych w grudniu 2017 r. wyniosła 177,63 zł/MWh, podczas gdy średnia miesięczna cena analogicznych kontraktów BASE_Y-17 zawieranych w grudniu 2016 r. wyniosła 160,44 zł/MWh. Oznacza to wzrost ceny tych kontraktów o 10,7%.

1.2. Rynek detaliczny

Rynek detaliczny jest rynkiem, na którym stroną transakcji jest odbiorca końcowy dokonujący zakupu paliw i energii na własny użytek. 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 2017 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 (*unbundling*). Ponadto, w 2017 r. działało 178 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. Operatorzy mają obowiązek opracować programy, w których określone są przedsięwzięcia podejmowane 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 6.5. Sprawozdania).

Duże znaczenie dla funkcjonowania rynku detalicznego mają IRiESD, w których są określone zasady działania rynku detalicznego energii elektrycznej, w tym m.in. procedura 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 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 2017 r. działało pięciu sprzedawców z urzędu, oraz ponad 119 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 (178) 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 urzędu³⁵⁾) – zależy to od ich suwerennych decyzji biznesowych.

W 2017 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

³⁵⁾ Sprzedawcy, którzy pełnią funkcję sprzedawcy z urzędu, mają prawny obowiązek świadczenia usługi kompleksowej odbiorcom w gospodarstwie domowym niekorzystającym z prawa wyboru sprzedawcy.

atrakcyjną. Szczegóły dotyczące postępów w zawieraniu wzorca GUD-K opisano w pkt 6.1. Sprawozdania.

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. Na koniec 2017 r., jak w roku poprzednim, swoje oferty w Kalkulatorze zamieszczało 30 sprzedawców. Warto zaznaczyć, że w celu zapewnienia porównywalności i czytelności ofert poszczególnych sprzedawców energii elektrycznej, od 1 lutego 2015 r. stosowany jest standard ofertowy jednolity dla wszystkich sprzedawców, którzy przesyłają swoje oferty do wprowadzenia w internetowym kalkulatorze ofert cenowych.

Po stronie popytowej rynku detalicznego energii elektrycznej znajdują się odbiorcy końcowi. Jest ich niewiele ponad 17,4 mln, z czego 90,8% (15,8 mln), to odbiorcy z grupy taryfowej G, w tym w przeważającej większości odbiorcy w gospodarstwach domowych (ponad 14,9 mln), którzy dokonują zakupu energii w celu jej zużycia w gospodarstwie domowym. Pozostała grupa odbiorców końcowych to odbiorcy 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, tzw. odbiorcy biznesowi. Odbiorcy energii elektrycznej są uprawnieni do otrzymywania energii elektrycznej w sposób ciągły i niezawodny od wybranego sprzedawcy tej energii.

W 2017 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 2017 r., zgodnie z właściwością, przekazano Prezesowi UOKiK do oceny 183 sprawy mogące wskazywać na niezgodne z prawem działania przedstawicieli sprzedawców.

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. 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. 6 i na rys. 14 dane dotyczą cen energii elektrycznej oraz opłat dystrybucyjnych, zastosowanych we wskazanych okresach u odbiorców posiadających umowy kompleksowe.

Pomiędzy IV kwartałem 2016 r. a IV kwartałem 2017 r. ceny za energię elektryczną wykazywały tendencje spadkowe dla wszystkich grup taryfowych. Największy spadek cen energii elektrycznej nastąpił dla odbiorców w gospodarstwach domowych – o 4,4%, a najmniejszy dla odbiorców z grupy taryfowej C – o 0,7%.

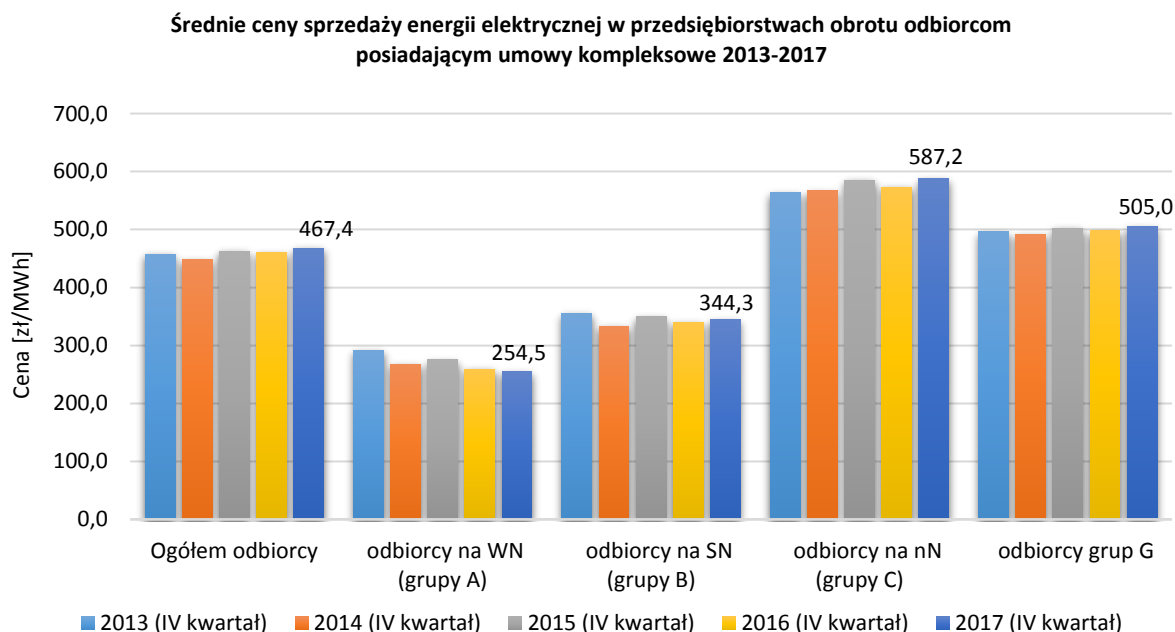
Opłata dystrybucyjna w 2017 r. wzrosła dla wszystkich grup taryfowych za wyjątkiem odbiorców grupy taryfowej A. Największy wzrost opłaty dystrybucyjnej nastąpił dla odbiorców w grupie taryfowej B – o 7,9%, a najmniejszy dla odbiorców w gospodarstwach domowych – o 3,9%. Dla odbiorców z grupy taryfowej A opłata dystrybucyjna spadła o 3,6%.

Tabela 6. Ceny za energię elektryczną i opłaty dystrybucyjne, stosowane wobec odbiorców posiadających umowy kompleksowe

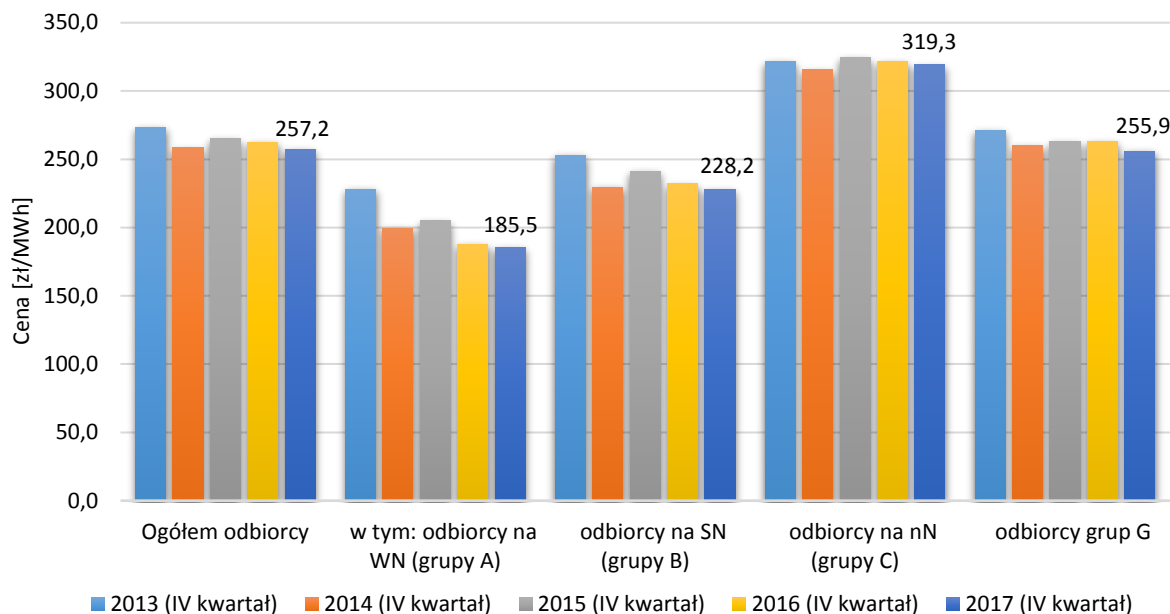
Wyszczególnienie	IV kwartał 2016 r.			IV kwartał 2017 r.		
	średnia cena sprzedaży	w tym:		średnia cena sprzedaży	w tym:	
		opłata za energię elektryczną	opłata dystrybucyjna		opłata za energię elektryczną	opłata dystrybucyjna
	[zł/MWh]					
Ogółem odbiorcy	459,8	262,4	197,4	467,4	257,2	210,1
w tym: odbiorcy na WN (grupy A)	259,4	187,8	71,6	254,5	185,5	69,0
odbiorcy na SN (grupy B)	339,7	232,1	107,6	344,3	228,2	116,1
odbiorcy na nN (grupy C)	573,0	321,4	251,6	587,2	319,3	267,9
odbiorcy grup G	498,2	262,7	235,4	505,0	255,9	249,0
w tym: gospodarstwa domowe	507,0	267,6	239,5	504,6	255,8	248,9

Źródło: Dane Ministerstwa Energii.

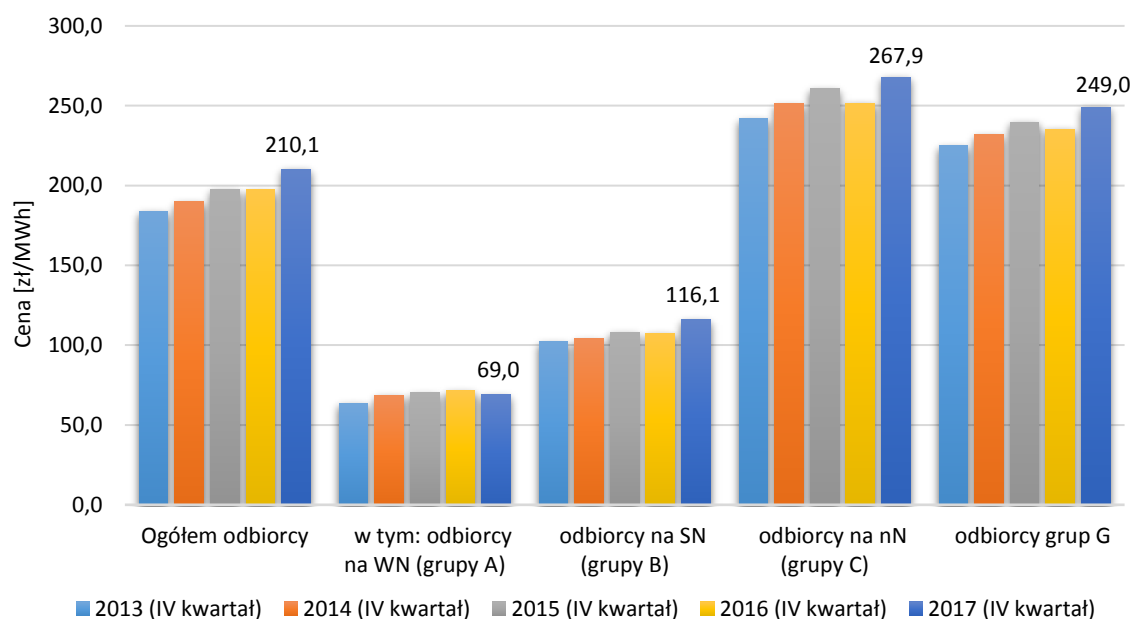
Rysunek 14. Zmiana cen za energię elektryczną i opłat dystrybucyjnych – porównanie IV kwartałów lat 2013-2017



Opłata za energię elektryczną w przedsiębiorstwach obrotu dla odbiorców posiadających umowy kompleksowe 2013-2017



Opłata dystrybucyjna dla odbiorców posiadających umowy kompleksowe 2013-2017



Źródło: Opracowano na podstawie danych Ministerstwa Energii.

2. Budowa wspólnego rynku energii elektrycznej – wdrożenie kodeksów sieciowych

Wytyczne ramowe i kodeksy sieciowe

Rozporządzenie 714/2009 przyznało Komisji Europejskiej kompetencję do przyjęcia kodeksów sieci oraz wytycznych uszczegółwiających przepisy tego rozporządzenia. Kodeksy sieci oraz wytyczne są przyjmowane w formie rozporządzeń. Ich zakres obejmuje kwestie transgraniczne związane z siecią oraz kwestie integracji rynku, a ich celem jest stworzenie narzędzi służących wdrożeniu transgranicznych rozwiązań w sposób usystematyzowany. Rozporządzenia te obowiązują w państwach członkowskich i są bezpośrednio stosowane bez konieczności implementacji do prawa krajowego.

Rozporządzenia wskazują na warunki lub metody, które podlegają zatwierdzeniu odpowiednio przez wszystkie europejskie organy regulacyjne, wszystkie organy regulacyjne danego regionu lub każdy organ regulacyjny (lub inny właściwy organ zainteresowanego państwa członkowskiego). Rozporządzenia te określają również sposób procedowania w przypadkach, w których wymagana jest współpraca organów regulacyjnych.

Tabela 7. Informacja na temat obowiązujących rozporządzeń Komisji Europejskiej (kodeksy sieciowe i wytyczne KE)

Nazwa kodeksu sieci/wytycznych	Zakres regulacji	Status
Rozporządzenie Komisji (UE) z 24 lipca 2015 r. 2015/1222 ustanawiające wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi	<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 	ogłoszone³⁶⁾
Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1719 z 26 września 2016 r. ustanawiające wytyczne dotyczące długoterminowej alokacji zdolności przesyłowych	<ul style="list-style-type: none"> – regulamin alokacji międzyobszarowych zdolności przesyłowych na rynkach terminowych, – ustanowienie wspólnej metody określania długoterminowych międzyobszarowych zdolności przesyłowych, – ustanowienie wspólnej platformy alokacji na szczeblu europejskim służącej oferowaniu długoterminowych praw przesyłowych, – możliwość zwrotu długoterminowych praw przesyłowych w celu ich ponownej alokacji w kolejnej rundzie długoterminowej alokacji zdolności przesyłowych lub możliwości przenoszenia długoterminowych praw przesyłowych między uczestnikami rynku 	ogłoszone³⁷⁾
Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2195 z 23 listopada 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące bilansowania	<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 	ogłoszone³⁸⁾

³⁶⁾ Dz. Urz. UE L 197 z 25.07.2015 r., s. 24.

³⁷⁾ Dz. Urz. UE L 259 z 27.09.2016 r., s. 42.

³⁸⁾ Dz. Urz. UE L 312 z 28.11.2017 r., s. 6.

Nazwa kodeksu sieci/wytycznych	Zakres regulacji	Status
<p>Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1388 z 17 sierpnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący przyłączenia odbioru</p>	<ul style="list-style-type: none"> – wymogi dotyczące przyłączenia do sieci instalacji odbiorczych przyłączonych do systemu przesyłowego, – wymogi dotyczące przyłączenia do sieci instalacji dystrybucyjnych przyłączonych do systemu przesyłowego, – wymogi dotyczące przyłączenia do sieci systemów dystrybucyjnych, w tym zamkniętych systemów dystrybucyjnych, – wymogi dotyczące przyłączenia do sieci jednostek odbiorczych wykorzystywanych przez instalację odbiorczą lub zamknięty system dystrybucyjny do świadczenia usług regulacji zapotrzebowania na rzecz właściwych operatorów systemów i właściwych OSP 	ogłoszone ³⁹⁾
<p>Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci</p>	<ul style="list-style-type: none"> – wymogi dotyczące przyłączenia do sieci zakładów wytwarzania energii tj. synchronicznych modułów wytwarzania energii, modułów parku energii oraz morskich modułów parku energii, do systemu wzajemnie połączonego – obowiązki zapewniające właściwe wykorzystanie zdolności zakładów wytwarzania energii przez operatorów systemów w przejrzysty i niedyskryminacyjny sposób w celu zapewnienia równych szans podmiotom w całej Unii 	ogłoszone ⁴⁰⁾
<p>Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1447 z 26 sierpnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci określający wymogi dotyczące przyłączenia do sieci systemów wysokiego napięcia prądu stałego oraz modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego</p>	<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 	ogłoszone ⁴¹⁾
<p>Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/1485 z 2 sierpnia 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej</p>	<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 	ogłoszone ⁴²⁾
<p>Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2196 z 24 listopada 2017 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych</p>	<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 	ogłoszone ⁴³⁾

Źródło: Opracowanie własne URE.

³⁹⁾ Dz. Urz. UE L 223 z 18.08.2016 r., s. 10.

⁴⁰⁾ Dz. Urz. UE L 112 z 27.04.2016 r., s. 1.

⁴¹⁾ Dz. Urz. UE L 241 z 8.09.2016 r., s. 1.

⁴²⁾ Dz. Urz. UE L 220 z 25.08.2017 r., s. 1.

⁴³⁾ Dz. Urz. UE L 312 z 28.11.2017 r., s. 54.

Rozporządzenie 2015/1222

Prezes URE w ramach obowiązków wynikających z rozporządzenia 2015/1222 brał udział we wzajemnych konsultacjach, współpracy i wspólnej koordynacji organów regulacyjnych. Wiele warunków lub metod przedłożonych przez OSP lub Wyznaczonych Operatorów Energii Elektrycznej (NEMO) zostało już zatwierdzonych, prace nad innymi cały czas trwają.

Wobec wyznaczenia TGE S.A. i Nord Pool AS jako NEMO w polskim obszarze rynkowym oraz oferowania w tym obszarze rynkowym przez EPEX SPOT SE usług obrotu energią na rynkach dnia następnego i dnia bieżącego na zasadzie tzw. usługi paszportowej, Prezes URE w czerwcu 2017 r. na podstawie rozporządzenia 2015/1222 zatwierdził na wniosek OSP warunki dotyczące alokacji międzyobszarowych zdolności przesyłowych i innych niezbędnych mechanizmów umożliwiających działanie więcej niż jednego NEMO w Polsce⁴⁴⁾.

Tabela 8. Stan prac nad procedowanymi przez Prezesa URE w 2017 r. metodami lub warunkami wynikającymi z rozporządzenia 2015/1222, które podlegają zatwierdzeniu przez wszystkie organy regulacyjne (status podano na koniec 2017 r.)

Warunki lub metody	Podmioty wnioskujące	Status
Plan dotyczący wspólnego pełnienia funkcji operatora łączenia rynków (Plan MCO)	NEMO	Decyzje Prezesa URE ⁴⁵⁾
Zmiana regionów wyznaczania zdolności przesyłowych	OSP	Decyzja Prezesa URE ⁴⁶⁾
Metoda przekazywania danych dotyczących wytwarzania i obciążenia (GLDP)	OSP	Decyzja Prezesa URE ⁴⁷⁾
Metoda wspólnego modelu sieci (CGM)	OSP	Decyzja Prezesa URE ⁴⁸⁾
Metoda zabezpieczająca	NEMO	Żądanie wprowadzenia zmiany
Algorytm łączenia cen i handlu ciągłego	NEMO	Żądanie wprowadzenia zmiany
Produkty w procesie jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego	NEMO	Żądanie wprowadzenia zmiany
Maksymalne i minimalne ceny	NEMO	Decyzje ACER ⁴⁹⁾
Metoda wyceny zdolności przesyłowych dnia bieżącego (IDCZCP)	OSP	Współpraca i wspólna koordynacja regulatorów w celu osiągnięcia porozumienia
Propozycja czasu otwarcia bramki dla transgranicznego rynku dnia bieżącego i czasu zamknięcia bramki dla transgranicznego rynku dnia bieżącego (IDCZGOT, IDCZGCT)	OSP	Przekazanie do ACER
Termin gwarancji dla rynku dnia następnego (DAFD)	OSP	Decyzja Prezesa URE ⁵⁰⁾
Metoda podziału dochodu z ograniczeń (CIDM)	OSP	Decyzja ACER ⁵¹⁾

Źródło: Opracowanie własne URE.

⁴⁴⁾ <http://bip.ure.gov.pl/download/3/8956/20170605ZatwierdzenieWarunkowdotyczacychalokacjimiedzyobszarowych-zdolnosciprzesy.pdf>

⁴⁵⁾ <http://bip.ure.gov.pl/download/3/9009/20170624ZatwierdzenieplanuzgloszonegoprzezTowarowaGieldeEnergiiSA.pdf>,
<http://bip.ure.gov.pl/download/3/9008/20170624ZatwierdzenieplanuzgloszonegoprzezEPEXSPOTSE.pdf>,
<http://bip.ure.gov.pl/download/3/9061/20170721ZatwierdzenieplanuNordPoolAS.pdf>

⁴⁶⁾ <http://bip.ure.gov.pl/download/3/9298/20171106Zatwierdzeniezmianyregionowwyznaczaniazdolnosciprzesylyowych.pdf>

⁴⁷⁾ <http://bip.ure.gov.pl/download/3/8704/20170110Zatwierdzeniemetodyprzekazywaniadanych.pdf>

⁴⁸⁾ <http://bip.ure.gov.pl/download/3/8904/20170511Zatwierdzeniemetodytworzeniawspolnegomodelusieci.pdf>

⁴⁹⁾ https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%202005-2017%20on%20NEMOs%20HMMCP%20for%20single%20intraday%20coupling.pdf
https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2004-2017%20on%20NEMOs%20HMMCP%20for%20single%20day-ahead%20coupling.pdf

⁵⁰⁾ <http://bip.ure.gov.pl/download/3/8995/20170619ZatwierdzenieprzedlozonegoprzezPolskieSieciElektroenergetyczne-SAterminug.pdf>

⁵¹⁾ https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%202007-2017%20on%20CIDM.pdf

Rozporządzenie 2016/1719

Prezes URE w ramach obowiązków wynikających z rozporządzenia 2016/1719, brał udział we wzajemnych konsultacjach, współpracy i wspólnej koordynacji organów regulacyjnych. Wiele warunków lub metod przedłożonych przez OSP zostało już zatwierdzonych, prace nad innymi cały czas trwają.

Tabela 9. Stan prac nad procedowanymi przez Prezesa URE w 2017 r. metodami lub warunkami wynikającymi z rozporządzenia 2016/1719, które podlegają zatwierdzeniu przez wszystkie organy regulacyjne (status podano na koniec 2017 r.).

Warunki lub metody	Podmioty wnioskujące	Status
Metoda przekazywania danych dotyczących wytwarzania i obciążenia (GLDP)	OSP	Decyzja Prezesa URE ⁵²⁾
Metoda tworzenia wspólnego modelu sieci (CGM)	OSP	Współpraca i wspólna koordynacja regulatorów w celu osiągnięcia porozumienia
Wymagania dotyczące wspólnej platformy alokacji (SAP) i metoda podziału kosztów ustanowienia, rozwoju i obsługi wspólnej platformy alokacji	OSP	Decyzja Prezesa URE ⁵³⁾
Ujednolicony regulamin alokacji (HAR)	OSP	Decyzja ACER ⁵⁴⁾

Źródło: Opracowanie własne URE.

Niezależnie od powyższego, art. 30 rozporządzenia 2016/1719 zobowiązywał operatorów systemów przesyłowych na granicy obszaru rynkowego do wydania długoterminowych praw przesyłowych w odniesieniu do danej granicy obszaru rynkowego, chyba że właściwe organy regulacyjne danej granicy obszaru rynkowego przyjęły skoordynowane decyzje o niewydawaniu długoterminowych praw przesyłowych. Po przeprowadzeniu konsultacji z uczestnikami rynku na temat ich potrzeb w zakresie możliwości zabezpieczania przed ryzykiem w przesyłach międzyobszarowych przez określone granice obszaru rynkowego oraz dokonaniu analizy, czy oferowane na rynkach terminowych produkty lub połączenia produktów są skuteczne, Prezes URE 17 maja 2017 r. wydał skoordynowane decyzje o niewydawaniu długoterminowych praw przesyłowych w odniesieniu do granicy obszarów rynkowych Polska – Szwecja (SwePol Link)⁵⁵⁾ oraz Polska – Litwa (LitPol Link)⁵⁶⁾.

Wdrażanie rozporządzenia 2015/1222 oraz rozporządzenia 2016/1719 na poziomie regionalnym

Decyzja ACER w zakresie ustalenia regionów wyznaczania zdolności przesyłowych (CCR)⁵⁷⁾, wydana na podstawie rozporządzenia 2015/1222, spowodowała konieczność podjęcia współpracy i wspólnej koordynacji w ramach poszczególnych regionów przez OSP i krajowe organy regulacyjne. Z uwagi na

⁵²⁾ <http://bip.ure.gov.pl/download/3/9572/20171213ZatwierdzenieporozpatrzeniuwnioskuPolskichSieciElektroenergetycznychSA.pdf>

⁵³⁾ <http://bip.ure.gov.pl/download/3/9311/20171106ZatwierdzenieprzedlozonegoprzezPolskieSieciElektroenergetyczneSAwniosku.pdf>

⁵⁴⁾ https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%-2003-2017%20on%20HAR.pdf

⁵⁵⁾ <http://bip.ure.gov.pl/download/3/8918/20170517NiewydawanieprzezPolskieSieciElektroenergetyczneSAdlugoterminowychprawpr.pdf>

⁵⁶⁾ <http://bip.ure.gov.pl/download/3/8917/20170517NiewydawanieprzezPolskieSieciElektroenergetyczneSAdlugoterminowychprawpr.pdf>

⁵⁷⁾ Decyzja ACER z 17 listopada 2016 r. (opublikowana: http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency-/Pages/ANNEXES_CCR_DECISION.aspx).

to, że granice polskiego obszaru rynkowego przypisane zostały do trzech niezależnych CCR (Hansa, Core, Baltic), Prezes URE aktywnie uczestniczy w pracach każdego z tych regionów.

Współpraca organów regulacyjnych w ramach regionów prowadzona jest w oparciu o struktury robocze ukształtowane na podstawie dokumentów przyjętych przez organy regulacyjne danego CCR.

W regionie Core organy regulacyjne opracowały i przyjęły dokumenty o nazwach Memorandum of Understanding i Rules of Procedure stanowiące porozumienia obejmujące zasady współpracy w ramach CCR Core. Na ich podstawie, po rekomendacji grupy roboczej (Grupy Koordynacyjnej RCC), Forum Regionalne Organów Regulacyjnych Core przyjmuje wspólne stanowisko regulatorów dotyczące osiągnięcia porozumienia (lub jego braku) w zakresie warunków lub metod przedłożonych do zatwierdzenia.

Struktury organizacyjne współpracy CCR Hansa i Baltic nie obejmują pionowo wyodrębnionych grup roboczych, natomiast również w ramach tych regionów organy regulacyjne przyjęły dokumenty obejmujące zasady dotyczące przebiegu prac – w CCR Hansa jest to dokument o nazwie Rules of Procedure, a w CCR Baltic – Memorandum of Understanding.

Poniższe tabele przedstawiają stan prac nad procedowanymi przez Prezesa URE w 2017 r. metodami lub warunkami wynikającymi z wytycznych i kodeksów sieci, które podlegają zatwierdzeniu przez wszystkie organy regulacyjne danego regionu.

Tabela 10. Stan prac nad procedowanymi przez Prezesa URE w 2017 r. metodami lub warunkami wynikającymi z rozporządzenia 2015/1222, które podlegają zatwierdzeniu przez wszystkie organy regulacyjne danego regionu (status podano na koniec 2017 r.).

Warunki lub metody	CCR	Podmioty wnioskujące	Status
Wspólna metoda wyznaczania zdolności przesyłowych (CCM)	Hansa	OSP	Współpraca i wspólna koordynacja regulatorów w celu osiągnięcia porozumienia
Wspólna metoda wyznaczania zdolności przesyłowych (CCM)	Core	OSP	Współpraca i wspólna koordynacja regulatorów w celu osiągnięcia porozumienia
Wspólna metoda wyznaczania zdolności przesyłowych (CCM)	Baltic	OSP	Współpraca i wspólna koordynacja regulatorów w celu osiągnięcia porozumienia
Procedury rezerwowe	Hansa	OSP	Decyzja Prezesa URE ⁵⁸⁾
Procedury rezerwowe	Core	OSP	Żądanie wprowadzenia zmiany
Procedury rezerwowe	Baltic	OSP	Żądanie wprowadzenia zmiany

Źródło: Opracowanie własne URE.

Tabela 11. Stan prac nad procedowanymi przez Prezesa URE w 2017 r. metodami lub warunkami wynikającymi z rozporządzenia 2016/1719, które podlegają zatwierdzeniu przez wszystkie organy regulacyjne danego regionu (status podano na koniec 2017 r.).

Warunki lub metody	CCR	Podmioty wnioskujące	Status
Regionalny model długoterminowych praw przesyłowych	Core	OSP	Decyzja Prezesa URE ⁵⁹⁾
Zmiana regionalnego modelu długoterminowych praw przesyłowych	Core	OSP	Współpraca i wspólna koordynacja regulatorów w celu osiągnięcia porozumienia
Wymagania regionalne w ramach ujednoliconego regulaminu alokacji, w tym regionalne przepisy dotyczące rekompensat	Core	OSP	Decyzja Prezesa URE ⁶⁰⁾

Źródło: Opracowanie własne URE.

⁵⁸⁾ <http://bip.ure.gov.pl/download/3/9485/20171213Zatwierdzenieprocedurrezerwowowychwregioniewyznaczniazdolnosciprzesylowyc.pdf>

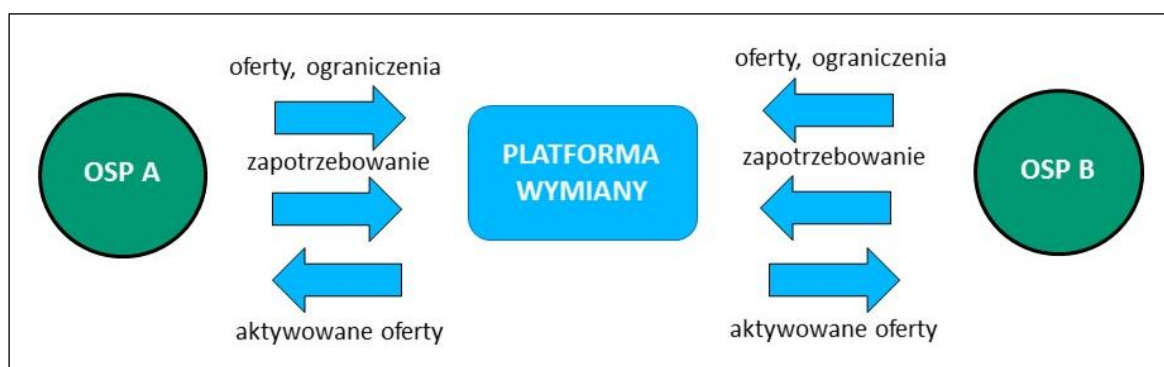
⁵⁹⁾ <http://bip.ure.gov.pl/download/3/9260/20171016WniosekPolskichSieciElektroenergetycznychSA.pdf>

⁶⁰⁾ <http://bip.ure.gov.pl/download/3/9261/20171017WniosekPolskichSieciElektroenergetycznychSA.pdf>

Rozporządzenie 2017/2195

Wytyczne dotyczące bilansowania energii elektrycznej zakładają m.in. funkcjonowanie platform wymiany usług bilansujących. Wszystkie platformy działają wg modelu OSP-OSP, co oznacza model wymiany usług bilansujących, w którym dostawca usług bilansujących świadczy usługi na rzecz swojego OSP przyłączającego, który to OSP świadczy następnie te usługi bilansujące na rzecz wnioskującego OSP.

Rysunek 15. Platforma funkcjonująca wg modelu OSP-OSP



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

W ramach wdrażania rozwiązań przewidzianych przez rozporządzenie 2017/2195, w których bierze udział przedstawiciel Prezesa URE, realizowane są następujące projekty:

Platforma wymiany energii bilansującej z rezerw zastępczych (trójnej) RR – TERRE

Projekt TERRE (ang. *Trans European Replacement Reserves Exchange*) jest inicjatywą mającą na celu zaprojektowanie i wdrożenie europejskiej platformy do wymiany pomiędzy obszarami regulacyjnymi energii bilansującej pochodzącej z rezerw zastępczych świadczących usługę rezerwy trójnej (ang. *Replacement Reserve – RR*).

Projekt jest prowadzony przez operatorów systemów przesyłowych elektroenergetycznych (OSP), którzy przystąpili do inicjatywy TERRE, przy czym w ramach ENTSO-E projekt uzyskał status projektu implementacyjnego wytycznych ds. bilansowania w zakresie wdrożenia europejskiej platformy wymiany energii bilansującej z RR.

Platforma wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną (wtórna ręczna) mFRR – MARI

Projekt MARI (ang. *Manual Activated Reserve Initiative*) jest inicjatywą mającą na celu zaprojektowanie i wdrożenie europejskiej platformy do wymiany pomiędzy obszarami regulacyjnymi energii bilansującej pochodzącej z zasobów świadczących usługę rezerwy wtórnej aktywowanej w tzw. trybie ręcznym (ang. *Frequency Restoration Reserve with manual activation – mFRR*).

Projekt jest prowadzony przez operatorów systemów przesyłowych elektroenergetycznych (OSP), którzy przystąpili do inicjatywy MARI, przy czym w ramach ENTSO-E projekt uzyskał status projektu implementacyjnego rozporządzenia 2017/2195 w zakresie wdrożenia europejskiej platformy wymiany energii bilansującej z mFRR.

Inicjatywa wprowadzenia procesu kompensowania niezbilansowań IN – IGCC

Inicjatywa IGCC (ang. *International Grid Control Cooperation*) jest inicjatywą mającą na celu zaprojektowanie i wdrożenie procesu kompensacji niezbilansowania (ang. *imbalance netting – IN*) pomiędzy OSP dwóch lub więcej obszarów regulacyjnych mocy i częstotliwości (ang. *load-frequency control area – LFC*) w obrębie jednego lub więcej obszarów synchronicznych w celu unikania aktywacji

energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną aFRR w przeciwnych kierunkach i korekty kontrolerów LFC poszczególnych OSP.

Platforma wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną (wtórna automatyczna) aFRR – PICASSO

Projekt PICASSO (ang. *The Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation*) jest inicjatywą mającą na celu zaprojektowanie i wdrożenie europejskiej platformy do aktywacji automatycznej regulacji wtórnej (ang. *automatic Frequency Restoration Reserves – aFRR*) w oparciu o kryteria ekonomiczne w celu optymalizacji kosztów wykorzystywania automatycznej regulacji wtórnej.

Projekt również jest prowadzony przez operatorów systemów przesyłowych elektroenergetycznych (OSP), którzy przystąpili do inicjatywy PICASSO, przy czym w ramach ENTSO-E projekt uzyskał status projektu implementacyjnego rozporządzenia 2017/2195 w zakresie wdrożenia europejskiej platformy do aktywacji automatycznej regulacji wtórnej aFRR.

Kodeksy przyłączeniowe

Grupę kodeksów regulujących wymagania w zakresie przyłączenia do sieci elektroenergetycznej (tzw. kodeksów przyłączeniowych) tworzą trzy rozporządzenia: rozporządzenie 2016/631, rozporządzenie 2016/1388 i rozporządzenie 2016/1447.

W ramach wdrażania rozporządzenia 2016/631, 24 października 2016 r. na stronie internetowej URE opublikowana została Informacja Prezesa URE nr 56/2016 w sprawie Wytycznych w zakresie składania wniosku o zaklasyfikowanie do powstających technologii, zgodnie z rozporządzeniem Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającym kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci. W odpowiedzi na ww. Informację do urzędu wpłynęły trzy wnioski ws. zaklasyfikowania technologii modułu wytwarzania energii do powstających technologii. W trakcie prowadzonego postępowania dwóch wnioskodawców wycofało swoje wnioski. W odniesieniu do trzeciego wnioskodawcy, 16 maja 2017 r. Prezes URE wydał decyzję ws. zaklasyfikowania jego technologii modułu wytwarzania energii do powstających technologii. Decyzja została wydana w porozumieniu ze wszystkimi innymi organami regulacyjnymi obszaru synchronicznego.

Podmiot, który uzyskał zaklasyfikowanie swego produktu do powstających technologii jest zobowiązany do składania okresowych sprawozdań o wielkości sprzedaży. W związku z brakiem sprzedaży urządzenie zostało wycofane z programu sprzedaży, w wyniku czego producent zwrócił się do Prezesa URE z wnioskiem o wykreślenie produktu z urządzeń zaklasyfikowanych do powstających technologii, a Prezes URE przychylił się do tego wniosku.

Rozporządzenia przyłączeniowe nałożyły na Prezesa URE obowiązek określenia kryteriów przyznawania odstępstw od stosowania wymogów tych rozporządzeń. Określenie kryteriów miały poprzedzić konsultacje z właściwymi operatorami systemów i innymi zainteresowanymi stronami, na które – zdaniem Prezesa URE – mają wpływ ww. rozporządzenia. Wypełniając zapisy rozporządzenia 2016/631, Prezes URE 17 maja 2017 r. rozpoczął konsultacje kryteriów przyznawania odstępstw publikacją na stronie internetowej URE Komunikatu Prezesa URE nr 33/2017 w sprawie zaproszenia do konsultacji publicznych dotyczących proponowanych kryteriów oceny wniosków o przyznanie odstępstw zgodnie z art. 62 i 63 rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci. 20 lipca 2017 r. Prezes URE rozpoczął konsultacje publiczne w sprawie kryteriów udzielania odstępstw od stosowania wymogów rozporządzenia 2016/1388 oraz rozporządzenia 2016/1447 (Komunikat Prezesa URE nr 48/2017 w sprawie zaproszenia do konsultacji publicznych dotyczących proponowanych kryteriów oceny wniosków o przyznanie odstępstw zgodnie z art. 52 i art. 53 rozporządzenia Komisji (UE) 2016/1388 z dnia 17 sierpnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący przyłączenia odbioru oraz Komunikat Prezesa URE nr 49/2017 w sprawie zaproszenia do konsultacji publicznych dotyczących proponowanych kryteriów oceny wniosków o przyznanie

odstępstw zgodnie z art. 79 i art. 80 rozporządzenia Komisji (UE) 2016/1447 z dnia 26 sierpnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci określający wymogi dotyczące przyłączenia do sieci systemów wysokiego napięcia prądu stałego oraz modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego). W Komunikatach zostały zaproponowane kryteria oceny wniosków o przyznanie odstępstw. Dodatkowo Prezes URE zapytał, czy zaproponowane kryteria są właściwe i czy odzwierciedlają wymogi określone w rozporządzeniach, a także czy konieczne jest zastosowanie innych, dodatkowych kryteriów oceny wniosku o przyznanie odstępstw.

W konsultacjach udział wzięły dwa podmioty: PTPIREE oraz PSE S.A. 8 września 2017 r. w siedzibie URE odbyło się spotkanie z uczestnikami konsultacji, na którym zostały omówione zgłoszone uwagi.

Mając na względzie przepisy rozporządzeń przyłączeniowych, opinie zawarte w odpowiedziach otrzymanych od uczestników konsultacji oraz uwagi przedstawione podczas spotkania konsultacyjnego, Prezes URE 17 października 2017 r. ustalił kryteria oceny wniosków o przyznanie odstępstw od stosowania wymogów rozporządzenia 2016/631, rozporządzenia 2016/1388 oraz rozporządzenia 2016/1447. Przyjęte kryteria zostały opublikowane na stronie internetowej URE, a 23 października 2017 r. zostały notyfikowane Komisji Europejskiej, zgodnie z przepisami ww. rozporządzeń.

Na realizację zadań wynikających z wdrażania kodeksów sieciowych, pomimo, że są one niezwykle ważne dla przyszłości funkcjonowania wspólnego rynku energii elektrycznej i w konsekwencji wpłyną na kształt rynku krajowego, nie zostały przyznane Prezesowi URE dodatkowe środki umożliwiające zwiększenie liczby pracowników, odpowiedzialnych za realizację postanowień poszczególnych kodeksów.

Procesy przyjmowania kolejnych metodyk, wytycznych i procedur wynikających z przepisów ww. kodeksów sieciowych wymagają nie tylko bardzo dużej wiedzy specjalistycznej ale również bardzo dużego zaangażowania we współpracę z innymi regulatorami, gdyż bardzo duża część decyzji wydawana jest wspólnie przez wszystkich regulatorów lub przez regulatorów z danego regionu. Lata 2018-2020 będą kluczowe dla prac nad wdrożeniem kodeksów. Niezapewnienie odpowiednich środków na realizację tych zadań znacząco utrudni prowadzenie poszczególnych procesów, a tym samym realny wpływ Prezesa URE na rozwiązania kluczowe dla funkcjonowania krajowego rynku energii elektrycznej.

3. Regulowanie działalności przedsiębiorstw elektroenergetycznych

3.1. Koncesje

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

Zgodnie z obowiązującym w 2017 r. brzmieniem art. 32 ustawy – Prawo energetyczne, uzyskania koncesji wymagało wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie:

- wytwarzania energii elektrycznej, z wyłączeniem: wytwarzania energii elektrycznej w źródłach o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nieprzekraczającej 50 MW niezaliczanych do instalacji odnawialnych źródeł energii lub do jednostek kogeneracji a także z wyłączeniem wytwarzania energii elektrycznej w mikroinstalacji⁶¹⁾ lub w małej instalacji⁶²⁾, wytwarzania energii elektrycznej

⁶¹⁾ 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).

⁶²⁾ 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).

- 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 Unii Europejskiej, Konfederacji Szwajcarskiej, państwa członkowskiego Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym lub Turcji. Ustawa – Prawo energetyczne formułuje warunki, które musi spełniać wnioskodawca, aby otrzymać koncesję (art. 33 ust. 1) oraz przesłanki uniemożliwiające otrzymanie koncesji (art. 33 ust. 3).

W 2017 r., podobnie jak w poprzednich latach, najliczniejszą grupę podmiotów ubiegających się o wydanie koncesji stanowiły podmioty zamierzające podjąć działalność w zakresie obrotu energią elektryczną. Związane to jest z dynamicznie rozwijającą się sytuacją na rynku energii elektrycznej, gdzie obok systematycznie zwiększającej się liczby podmiotów ubiegających się o koncesje na wytwarzanie energii elektrycznej w OZE, rosnąca aktywność odbiorców w obszarze zmiany sprzedawcy stwarza przestrzeń do wejścia na rynek kolejnych graczy.

Rok 2017 był kolejnym rokiem zmian w funkcjonowaniu sektora elektroenergetycznego w Polsce, będących następstwem m.in. nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne, które weszły w życie w drugiej połowie roku. Nowelizacje te nałożyły na przedsiębiorstwa prowadzące działalność gospodarczą w zakresie obrotu i 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 2017 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. Regulator 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 2017 r. realizował obowiązki w zakresie dotyczącym koncesjonowania przedsiębiorstw elektroenergetycznych przy pomocy: Departamentu Rynków Energii Elektrycznej i Ciepła (departament DRE), Departamentu Efektywności Energetycznej i Kogeneracji (departament DEK), Departamentu Źródeł Odnawialnych (departament DZO) oraz oddziałów terenowych⁶³⁾.

W 2017 r. Prezes URE udzielił 78 koncesji w zakresie energii elektrycznej. Liczbę koncesji udzielonych w podziale na poszczególne rodzaje działalności koncesjonowanej w zakresie energii elektrycznej przedstawia poniższa tabela.

Tabela 12. Liczba koncesji udzielonych w 2017 r. oraz liczba ważnych koncesji udzielonych przez Prezesa URE według stanu na koniec 2017 r.

Energia elektryczna	Koncesje udzielone w 2017 r. [szt.]	Koncesje ważne na koniec 2017 r. (dotyczy urzędu jako całości) [szt.]
Wytwarzanie	36	1 296
Przesyłanie lub dystrybucja	8	186
Obrót	34*	464**
Razem	78	1 946

* W tym 2 koncesje wydane dla podmiotów mających siedzibę za granicą.

** W tym 29 koncesji wydanych dla podmiotów mających siedzibę za granicą.

Źródło: URE.

W okresie sprawozdawczym wydano również 145 decyzji udzielających promesy koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej, 3 decyzje udzielające promesy koncesji na obrót energią elektryczną oraz 2 na dystrybucję energii elektrycznej.

Tabela 13. Instalacje OZE (instalacje objęte koncesją Prezesa URE, wpisem do rejestru wytwórców energii w małej instalacji, mikroinstalacji) wg stanu na 31 grudnia 2017 r.

Rodzaj instalacji OZE	Sumaryczna moc zainstalowana [MW]	Liczba instalacji
Instalacje wykorzystujące biogaz*	134,158	214
Instalacje wykorzystujące biomasę	1 371,152	46
Instalacje wykorzystujące energię promieniowania słonecznego	107,748	589
Instalacje wykorzystujące energię wiatru	5 858,197	1 203
Instalacje wykorzystujące hydroenergię	989,447	770
Instalacje wykorzystujące technologię współspalania biomasy, bioolejów, biogazu lub biogazu rolniczego z innymi paliwami**	-	35
łącznie	8 460,702	2 857

* Nie uwzględnia danych dot. 96 instalacji wytwarzających energię elektryczną z biogazu rolniczego wpisanych do rejestru prowadzonego przez Dyrektora Generalnego KOWR.

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

Źródło: URE.

⁶³⁾ Dane dotyczące działalności oddziałów terenowych prezentowane są w części X Sprawozdania.

W 2017 r. Prezes URE udzielił 107 promes koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej z OZE, natomiast na 31 grudnia 2017 r. ważne były 353 tego rodzaju promesy.

Tabela 14. Projektowane instalacje OZE na podstawie ważnych na 31 grudnia 2017 r. promes koncesji

Rodzaj instalacji OZE	Sumaryczna moc zainstalowana [MW]	Liczba instalacji
Instalacje wykorzystujące biogaz*	11,909	6
Instalacje wykorzystujące biomasę	62,466	9
Instalacje wykorzystujące energię promieniowania słonecznego	197,257	172
Instalacje wykorzystujące energię wiatru	3 753,220	161
Instalacje wykorzystujące hydroenergię	2,540	3
Instalacje termicznego przekształcania odpadów	97,250	3
Instalacje wykorzystujące energię geotermalną	2,180	2
łącznie	4 126,822	356

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

Źródło: URE.

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 z kogeneracji (CHP) 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 nie zostałaby zrealizowana w przypadku, w którym dla energii elektrycznej wytworzonej w tej instalacji nie przysługiwałoby świadectwo pochodzenia z kogeneracji. Omawiana instytucja stanowi odzwierciedlenie zapisów Komunikatu Komisji Europejskiej określającego „Wytyczne w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska i cele związane z energią w latach 2014–2020”⁶⁴⁾ w zakresie potwierdzania tzw. „efektu zachęty”.

Zmiany koncesji

W 2017 r. wydano 254 decyzje zmieniające udzielone koncesje oraz 16 decyzji zmieniających udzielone promesy koncesji. Zmiany udzielonych 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.

Cofnięcia, uchylenia, stwierdzenie wygaśnięcia koncesji

W 2017 r., w związku z trwałym zaprzestaniem wykonywania działalności gospodarczej, niepodjęciem działalności objętej koncesją, bądź z uwagi na naruszenie warunków koncesji, na podstawie art. 41 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne cofnięto 35 koncesji. Ponadto, w 8 przypadkach stwierdzono wygaśnięcie koncesji.

⁶⁴⁾ Dz. Urz. UE seria C z 2014 r., Nr 200, s. 1.

Odmowa udzielenia koncesji

W 2017 r. w 24 przypadkach wydano decyzję odmawiającą udzielenia koncesji na obrót lub dystrybucję energii elektrycznej. Powodem odmowy udzielenia koncesji tym przedsiębiorcom było to, że nie dysponowali środkami finansowymi w wielkości gwarantującej prawidłowe wykonywanie działalności oraz nie byli w stanie udokumentować możliwości ich pozyskania lub nie posiadali możliwości technicznych gwarantujących prawidłowe wykonywanie działalności.

Inne decyzje

W okresie sprawozdawczym w 67 przypadkach pozostawiono wnioski bez rozpoznania na podstawie art. 35 ust. 2b ustawy – Prawo energetyczne.

3.2. Rejestr wytwórców w małych instalacjach odnawialnych źródeł energii

Zgodnie z art. 7 ustawy OZE, działalność gospodarcza polegająca na wytwarzaniu energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w małej instalacji jest 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 wpisuje 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 2017 r. zarówno przez departament DEK – w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w instalacji OZE: wykorzystującej biomasę, w tym w kogeneracji, wykorzystującej biogaz inny niż biogaz rolniczy w kogeneracji, wykorzystującej mieszanki bio płynów z innymi paliwami (np. mieszanka bio płynu 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.

Tabela 15. Instalacje OZE wpisane do rejestru wytwórców energii w małej instalacji – stan na 31 grudnia 2017 r.

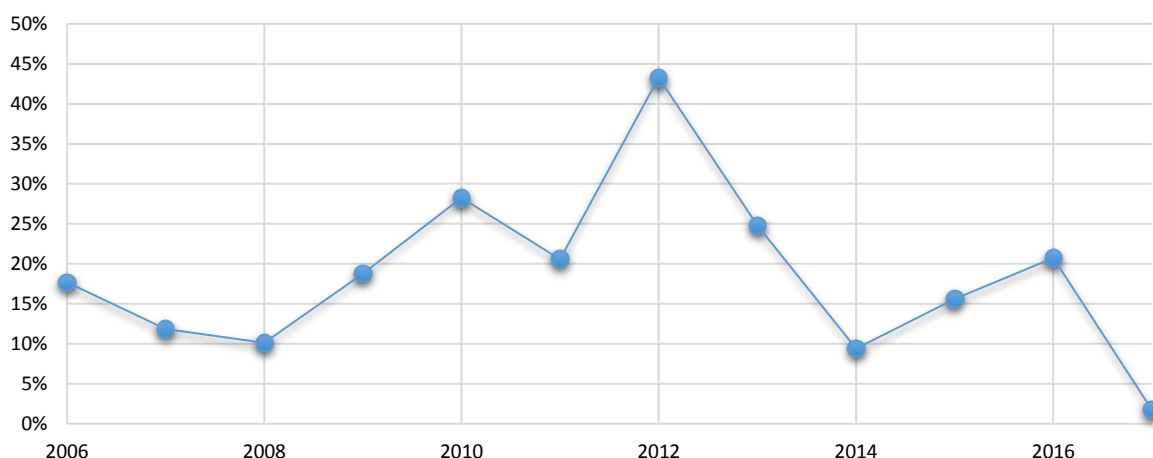
Rodzaj instalacji OZE	Sumaryczna moc zainstalowana [MW]	Liczba instalacji
Instalacje wykorzystujące biogaz	7,020	46
Instalacje wykorzystujące biomasę	0,090	2
Instalacje wykorzystujące energię promieniowania słonecznego	9,192	88
Instalacje wykorzystujące energię wiatru	4,040	34
Instalacje wykorzystujące hydroenergię	29,666	315
łącznie	50,008	485

Źródło: URE.

Należy także wskazać, że w 2017 r. departament DEK oraz oddziały terenowe dokonały wpisów do Rejestru wytwórców energii w małej instalacji. Wydano w tym okresie łącznie 90 zaświadczeń wytwórcom energii elektrycznej, dotyczących wpisu, zmiany wpisu lub wykreślenia z Rejestru.

W 2017 r. przeprowadzono jedynie 2 spośród 13 aukcji zaplanowanych w przepisach wykonawczych do ustawy OZE (przedmiotem przeprowadzonych i rozstrzygniętych aukcji było jedynie 12% ilości i 10% wartości energii przeznaczanej do sprzedaży w całym roku). Powyższa sytuacja, spowodowana uchynieniem rozporządzeń Rady Ministrów uprawniających Prezesa URE do przeprowadzenia aukcji w 2017 r.⁶⁵⁾ praktycznie wstrzymała procesy inwestycyjne planowanych instalacji odnawialnego źródła energii (z wyłączeniem małych instalacji wykorzystujących energię promieniowania słonecznego) oraz możliwość migracji do systemu aukcyjnego instalacji objętych systemem świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii, który w dalszym ciągu charakteryzował się wysoką nadpodażą tych świadectw względem ustalonego poziomu obowiązku ich pozyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE. Odroczenie przez prawodawcę działań mających na celu pełne uruchomienie systemu aukcyjnego spowodowały, że w 2017 r. nastąpiła najniższa od 2006 r. dynamika przyrostu mocy zainstalowanej w instalacjach wykorzystujących odnawialne źródła energii – 1,7% r/r (por. rysunek niżej).

Rysunek 16. Dynamika zmiany łącznej mocy zainstalowanej w instalacjach OZE



Źródło: URE.

3.3. Taryfy i warunki ich kształtowania

W 2017 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,

⁶⁵⁾ Por. część VI Sprawozdania, rozdział 8: *Aukcje na sprzedaż energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii.*

- 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 2017 r. Prezes URE wezwał PSE S.A. do przedłożenia wniosku o zatwierdzenie taryfy na 2018 r., w zakresie prowadzonej przez przedsiębiorstwo działalności. Przedsiębiorstwo złożyło stosowny wniosek na początku września 2017 r., a przedłożona taryfa została skalkulowana przez przedsiębiorstwo jako taryfa jednoroczna. W trakcie kolejnych miesięcy taryfowania, analizie podlegały zarówno wybrane pozycje kosztowe, jak również wielkości energii i mocy stanowiące podstawę kalkulacji stawek opłat przesyłowych. Postępowanie w sprawie zatwierdzenia taryfy PSE S.A. na 2018 r. zakończyło się wydaniem 14 grudnia 2017 r. decyzji przez Prezesa URE.

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

Kalkulacja taryf przeprowadzona w 2017 r. przez pięciu największych OSD po raz kolejny uwzględniała założenia i zasady określone dla 5-letniego okresu regulacji, opisane w opublikowanym w 2015 r. przez Prezesa URE dokumencie pn. „Strategia Regulacji Operatorów Systemów Dystrybucyjnych na lata 2016-2020”. Szczegółowe wytyczne w zakresie kalkulacji taryf na 2018 r. dla operatorów systemów dystrybucyjnych zostały zawarte w dokumencie „Taryfy OSD na rok 2018 (dotyczy OSD, którzy dokonali z dniem 1 lipca 2007 r. rozdzielenia działalności)” opublikowanym na stronie internetowej URE. Podstawowe parametry mające wpływ na przychód regulowany operatorów systemów dystrybucyjnych zostały wyznaczone w oparciu o zasady wynikające z następujących dokumentów: „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)”, „Metoda określania wskaźnika zwrotu kosztu zaangażowanego kapitału dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych na lata 2016–2020” oraz „Regulacja jakościowa w latach 2016-2020 dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych (którzy dokonali z dniem 1 lipca 2007 r. rozdzielenia działalności)”.

W trakcie procesu zatwierdzania taryf na 2018 r.:

Poziom kosztów operacyjnych dla każdego z OSD został wyznaczony w oparciu o współczynniki korekcyjne wynikające z wydanych, przez Prezesa URE w 2016 r., decyzji ustalających współczynniki korekcyjne określające projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania OSD w kolejnych latach okresu regulacji obejmującego lata 2016-2020. Przy ustalaniu uzasadnionego poziomu różnicy bilansowej również wykorzystano wyniki dokonanej oceny efektywności OSD w tym zakresie.

Realizując cele regulacji jakościowej, opisane w dokumencie pn. „Regulacja jakościowa w latach 2016-2020 dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych”, w trakcie procesu zatwierdzania taryf na 2018 r., po raz pierwszy został zastosowany współczynnik realizacji regulacji jakościowej Q, wyznaczony zgodnie z przyjętymi zasadami na podstawie wskaźników jakościowych: SAIDI, SAIFI i Czas Realizacji Przyłączenia, osiągniętych w 2016 r. Mając na uwadze powyższe, zwrot z zaangażowanego kapitału został wyznaczony z uwzględnieniem: współczynnika realizacji regulacji jakościowej Q (dla trzech OSD współczynnik równy 1, dla dwóch OSD odpowiednio 0,99445 i 0,97202, tym samym dla dwóch OSD kwota zwrotu z kapitału była odpowiednio niższa) i wskaźnika regulacyjnego WR (dla każdego z pięciu OSD w wysokości 1,01, co skutkowało zwiększeniem kwoty zwrotu z kapitału). Wysokość wskaźnika regulacyjnego WR została wyznaczona przy uwzględnieniu konieczności zintensyfikowania działań OSD

służących realizacji polityki regulacyjnej m.in. w zakresie wdrożenia tzw. Centralnego Systemu Wymiany Informacji i podejmowania działań innowacyjnych, stanowiących m.in. element działań na rzecz poprawy parametrów jakościowych dostarczanej energii elektrycznej (np. poprzez zmniejszenie wskaźników SAIDI i SAIFI w stosunku do lat poprzednich).

Sposób wyznaczania pozostałych kosztów determinujących poziom przychodu regulowanego dla każdego z Operatorów Systemów Dystrybucyjnych został określony w dokumencie „Taryfy OSD na rok 2018 (dotyczy OSD, którzy dokonali z dniem 1 lipca 2007 r. rozdzielenia działalności)”.

Proces zatwierdzania taryf dla usług dystrybucji energii elektrycznej na 2018 r. został rozpoczęty w listopadzie 2017 r. i objął pięć przedsiębiorstw, tj. PGE Dystrybucja S.A., TAURON Dystrybucja S.A., ENEA Operator Sp. z o.o., ENERGA OPERATOR S.A. oraz innogy Stoen Operator Sp. z o.o. Prezes URE 14 grudnia 2017 r. zatwierdził taryfy na okres do 31 grudnia 2018 r. dla pięciu największych operatorów systemów dystrybucyjnych.

W wyniku zatwierdzonych taryf dla tych przedsiębiorstw (pięciu OSD), stawki opłat dystrybucyjnych dla odbiorców końcowych uległy obniżeniu średnio o 0,8%. Stawki opłat za usługę dystrybucji dla odbiorców grup taryfowych G uległy obniżeniu średnio o 0,5%, zaś dla odbiorców grup taryfowych G uległy obniżeniu w 4 OSD, od 0,3% w PGE Dystrybucja S.A. do 2,2% w innogy Stoen Operator Sp. z o.o., natomiast w przypadku jednego OSD, tj. TAURON Dystrybucja S.A. stawki te wzrosły o 0,15%. Obniżenie stawek w dystrybucji wynika przede wszystkim z obniżenia ustalonej przez Prezesa URE stawki opłaty OZE, opublikowanej w Informacji Prezesa URE nr 81/2017 z 17 listopada 2017 r., która na 2018 r. wynosi 0,00 zł/MWh.

Zatwierdzanie taryf dla przedsiębiorstw obrotu powstałych w wyniku rozdzielenia działalności

Proces zatwierdzania taryf dla energii elektrycznej dla odbiorców grup taryfowych G dla czterech przedsiębiorstw obrotu pełniących funkcję sprzedawców z urzędu, tj. ENEA S.A., ENERGA-OBRÓT S.A., PGE Obrót S.A. oraz TAURON Sprzedaż Sp. z o.o. rozpoczął się w listopadzie 2017 r.

Wskutek prowadzonych postępowań administracyjnych, 14 grudnia 2017 r. Prezes URE zatwierdził na okres do 31 grudnia 2018 r. taryfy dla przedsiębiorstw: ENEA S.A., ENERGA-OBRÓT S.A., PGE Obrót S.A. oraz TAURON Sprzedaż Sp. z o.o., które zakładają nieznaczny wzrost cen energii elektrycznej dla odbiorców z grup taryfowych G, tj. gospodarstw domowych (ENEA S.A. – 0,3%, ENERGA-OBRÓT S.A. – 0,3%, PGE Obrót S.A. – 0,5% i TAURON Sprzedaż Sp. z o.o. – 0,8%).

Przedsiębiorstwa innogy Polska S.A. oraz TAURON Sprzedaż GZE Sp. z o.o. nie przedkładały taryf do zatwierdzenia.

Podsumowując proces zatwierdzania w 2017 r. taryf w zakresie dystrybucji energii elektrycznej dla pięciu największych OSD oraz w zakresie obrotu energią elektryczną dla odbiorców grup taryfowych G dla czterech przedsiębiorstw obrotu pełniących funkcję sprzedawców z urzędu, podkreślenia wymaga fakt, że poziom płatności dla odbiorców grup taryfowych G, wynikający z zatwierdzonych taryf, praktycznie utrzymał się na niezmiennym poziomie w porównaniu do płatności obliczonych na podstawie cen i stawek opłat zatwierdzonych w 2016 r.

Zatem rok 2017 był kolejnym, w którym Prezes URE, dzięki konsekwentnej polityce i podejmowaniu skutecznych działań na rzecz utrzymania płatności za energię elektryczną gospodarstw domowych, zwłaszcza w ostatnich okresach regulacji, w tym m.in. w zakresie nowego modelu regulacji jakościowej, spowodował, że praktycznie płatności dla odbiorców w gospodarstwach domowych pozostały na niezmiennym lub wręcz niższym poziomie.

Z jednej strony, pozytywny wpływ na poziom tych płatności miała realizacja polityki regulacyjnej Prezesa URE, w tym wspomniana wprowadzana regulacja jakościowa, ale także działania Prezesa URE podejmowane w konkretnych indywidualnych postępowaniach taryfowych. Z drugiej strony wystąpiły czynniki niezależne od regulatora np.: wzrost opłaty przejściowej (wynikający ze zmiany 1 stycznia 2017 r. przepisów prawa), czy też opłaty OZE, które są wyszczególnione na rachunkach za energię elektryczną indywidualnego odbiorcy końcowego, a które bezpośrednio wpływają na wysokość opłat. Należy

podkreślić, że każdorazowo w trakcie kolejnych procesów zatwierdzania taryf, wstępne oczekiwania wyrażone we wnioskach taryfowych były znacząco wyższe od uznanych za uzasadnione a w konsekwencji od zatwierdzonych przez Prezesa URE, co znalazło pozytywne odzwierciedlenie w poziomach płatności dla odbiorców w gospodarstwach domowych.

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 (departament DRE), jak i oddziałach terenowych⁶⁶).

Przedsiębiorstwa przedstawiając taryfy do zatwierdzenia zobowiązane były dołączyć dość obszerny materiał analityczny, pozwalający na stwierdzenie zasadności proponowanych zmian 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 energii elektrycznej. Należy podkreślić, że stosowanie powyższej ogólnej zasady było uzależnione od specyfiki przedsiębiorstwa i ponoszonych przez nie kosztów.

Statystyka ilościowa postępowań w sprawie zatwierdzania taryf dla energii elektrycznej bądź ich zmian, prowadzonych w 2017 r. w departamencie DRE

Ogółem w zakresie taryf dla energii elektrycznej Prezes URE wydał w 2017 r. 93 decyzje administracyjne, w tym:

- 87 decyzji o zatwierdzeniu taryfy dla energii elektrycznej lub jej zmiany, w tym:
 - 1 decyzję dla PSE S.A.;
 - 5 decyzji dla operatorów, którzy z dniem 1 lipca 2007 r. dokonali rozdzielenia działalności;
 - 4 decyzje dla przedsiębiorstw obrotu pełniących funkcje sprzedawcy z urzędu;
 - 77 decyzji dla przedsiębiorstw energetyki przemysłowej,
- 2 decyzje o odmowie zatwierdzenia taryfy, bądź ich zmiany:
 - 1 dla przedsiębiorstwa obrotu pełniącego funkcję sprzedawcy z urzędu;
 - 1 dla przedsiębiorstwa energetyki przemysłowej,
- 4 decyzje o umorzeniu postępowania dla przedsiębiorstw energetyki przemysłowej.

Do 31 grudnia 2017 r. nie zostało zakończonych 20 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, Prezes URE w 2017 r. wydał 232 decyzje administracyjne, w tym:

- 100 decyzji o zatwierdzeniu taryfy dla przedsiębiorstw energetyki przemysłowej,
- 129 decyzji o zatwierdzeniu zmian w taryfach dla przedsiębiorstw energetyki przemysłowej,

⁶⁶) Dodatkowe informacje dotyczące działalności oddziałów terenowych URE prezentowane są w części X Sprawozdania.

- 1 decyzję odmawiającą zatwierdzenia taryfy,
- 1 decyzję odmawiającą zmiany taryfy,
- 1 decyzję o umorzeniu postępowania o zatwierdzenie zmiany taryfy.

Do 31 grudnia 2017 r. w toku pozostawały 32 postępowania administracyjne w sprawie zatwierdzenia taryf dla energii elektrycznej bądź ich zmian.

3.4. Obowiązki sprawozdawcze i informacyjne przedsiębiorstw energetycznych związane z funkcjonowaniem systemów wsparcia OZE i CHP

Zgodnie z art. 9 ust. 1 pkt 7 ustawy OZE, wytwórca wykonujący działalność gospodarczą w zakresie małych instalacji jest obowiązany przekazywać Prezesowi URE sprawozdania kwartalne zawierające informacje, o których mowa w art. 9 ust. 1 pkt 5 ustawy OZE, w terminie 30 dni od dnia zakończenia każdego kwartału. Zgodnie z art. 168 pkt 11, art. 169 ust. 1 pkt 1 oraz art. 170 ust. 4 pkt 1 ustawy OZE, karze pieniężnej w wysokości 10 000 zł wymierzonej przez Prezesa URE podlega ten, kto nie przedkłada w terminie Prezesowi URE wskazanego powyżej sprawozdania kwartalnego lub podaje w tym sprawozdaniu nieprawdziwe informacje.

Na 31 grudnia 2017 r. do złożenia kwartalnego sprawozdania było zobowiązanych 440 przedsiębiorstw energetycznych, co oznacza, że oddziały terenowe i departament DEK w 2017 r. przeanalizowały prawie 1 760 takich sprawozdań.

W myśl art. 9 ust. 1 pkt 8 ustawy OZE, wytwórca wykonujący działalność gospodarczą w zakresie małych instalacji jest obowiązany przekazywać Prezesowi URE informacje w zakresie daty wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej w małej instalacji lub jej wytworzenia po modernizacji tej instalacji oraz daty zakończenia jej modernizacji.

Zgodnie z art. 9c ust. 12 ustawy – Prawo energetyczne, operator systemu elektroenergetycznego, w obszarze swojego działania, jest obowiązany przedstawiać Prezesowi URE informacje o ilościach energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach odnawialnego źródła energii przyłączonych do jego sieci wprowadzonej do systemu elektroenergetycznego, z podziałem na poszczególne rodzaje źródeł, w terminie do dnia:

- 1) 31 lipca – za okres od 1 stycznia do 30 czerwca danego roku,
- 2) 31 stycznia – za okres od 1 lipca do 31 grudnia roku poprzedniego.

W myśl art. 56 ust. 1 pkt 24 ustawy – Prawo energetyczne, karze pieniężnej podlega ten, kto będąc operatorem wyznaczonym na podstawie art. 9h tej ustawy, nie realizuje obowiązków operatora wynikających z ustawy.

Stosownie do treści art. 54 ustawy OZE, odbiorca przemysłowy, który złożył oświadczenie, o którym mowa w art. 52 ust. 3 tej ustawy, jest obowiązany w terminie do 31 sierpnia roku następującego po roku realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 52 ust. 1 ustawy OZE, przekazać Prezesowi URE informację o ilości energii elektrycznej zakupionej na własny użytek w roku realizacji obowiązku, spełnianiu warunków, o których mowa w art. 53 ust. 1 ustawy OZE oraz w przypadku odbiorców przemysłowych, o których mowa w art. 52 ust. 2 pkt 1 tej ustawy⁶⁷⁾ – o wykonaniu obowiązku, o którym mowa w art. 52 ust. 1 ustawy OZE, a także oświadczeń o zgodności z prawdą przekazanych Prezesowi URE danych i spełnieniu warunków do korzystania z ulg w systemie wsparcia.

⁶⁷⁾ Dot. odbiorców przemysłowych, którzy w roku kalendarzowym poprzedzającym rok realizacji obowiązku zużyli nie mniej niż 100 GWh energii elektrycznej i złożyli oświadczenie, o którym mowa w art. 52 ust. 3 ustawy OZE.

Niewykonanie tej dyspozycji zagrożone jest sankcją określoną w art. 55 ustawy OZE, zgodnie z którym odbiorca przemysłowy, który nie przekazał Prezesowi URE w terminie informacji oraz oświadczenia, o których mowa w art. 54 tej ustawy, podał w tej informacji nieprawdziwe lub wprowadzające w błąd dane lub skorzystał z uprawnienia, o którym mowa w art. 53 ust. 1 oraz w art. 96 ust. 2 tej ustawy, nie spełniając określonych w tym przepisie warunków, nie może skorzystać z uprawnień, o których mowa w art. 53 ust. 1 oraz w art. 96 ust. 2 ustawy OZE, przez okres 5 lat od zakończenia roku, którego dotyczył obowiązek, o którym mowa w art. 52 ust. 1 tej ustawy.

Zgodnie z art. 9a ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne, odbiorca przemysłowy, o którym mowa w art. 9a ust. 2 pkt 1 tej ustawy⁶⁸⁾, jest obowiązany w terminie do 31 sierpnia roku następującego po roku realizacji obowiązku, przekazać Prezesowi URE informację o wysokości wykonanego obowiązku, o którym mowa w art. 9a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne oraz ilości zakupionej energii elektrycznej na własny użytek w roku realizacji obowiązku, a także oświadczenie o zgodności z prawdą przekazanych Prezesowi URE danych.

Zgodnie z art. 100 ust. 2 ustawy OZE, płatnik opłaty OZE, którym w myśl art. 95 ust. 2 ustawy OZE jest operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, jest obowiązany przekazać operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego oraz Prezesowi URE, w szczególności informację o:

- 1) ilościach energii elektrycznej, która stanowi podstawę do naliczenia opłaty OZE,
- 2) wielkości należnych i pobranych środków z tytułu opłaty OZE

– w terminie do szóstego dnia miesiąca następującego po okresie rozliczeniowym, o którym mowa w art. 101 ustawy OZE.

Obowiązki sprawozdawcze i informacyjne przedsiębiorstw energetycznych, które wygrały aukcje na sprzedaż energii elektrycznej, o których mowa w ustawie OZE

Rodzaj informacji	Podstawa prawna jej przekazania	Termin przekazania	Uwagi
Oświadczenie potwierdzające, że skumulowane otrzymane do dnia zakończenia okresu sprawozdawczego wsparcie nie przekracza maksymalnej wartości pomocy publicznej, o której mowa w art. 39 ust. 1 ustawy OZE i zawierające informacje o wartości otrzymanej pomocy publicznej	art. 39 ust. 8 ustawy OZE	90 dni od dnia zakończenia okresu pełnych trzech lat, w których przysługiwało wsparcie oraz od dnia zakończenia okresu określonego w przepisach wydanych na podstawie art. 77 ust. 1 ustawy OZE	Obowiązek nie był dotychczas wymagalny
Informacja o stanie wykonania harmonogramu, o którym mowa w art. 75 ust. 5 pkt 5 ustawy OZE	art. 83 ust. 1 pkt 1 ustawy OZE	30 dni od zakończenia każdego roku kalendarzowego	1. Obowiązek za rok 2016 był realizowany do 30 stycznia 2017 r. 2. Obowiązek za rok 2017 był realizowany do 30 stycznia 2018 r.
Potwierdzona przez operatora sieci przesyłowej elektroenergetycznej lub operatora sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej informacja o terminie wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii	art. 83 ust. 1 pkt 2 ustawy OZE	30 dni od dnia wytworzenia po raz pierwszy tej energii	Obowiązek jest realizowany na bieżąco

⁶⁸⁾ Dot. odbiorców przemysłowych, którzy w roku kalendarzowym poprzedzającym rok realizacji obowiązku zużyli nie mniej niż 100 GWh energii elektrycznej i złożyli oświadczenie, o którym mowa w art. 9a ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne.

Rodzaj informacji	Podstawa prawna jej przekazania	Termin przekazania	Uwagi
Informacja o ilości energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii wyrażona w MWh, jaka wytworzona została w poprzednim roku kalendarzowym	art. 83 ust. 1 pkt 3 ustawy OZE	30 dni od zakończenia każdego roku kalendarzowego	Obowiązek za rok 2017 był realizowany do 30 stycznia 2018 r.

Źródło: URE.

Obowiązki sprawozdawcze i informacyjne operatorów systemów dystrybucyjnych

Zgodnie z brzmieniem art. 40 ust. 2 ustawy OZE, operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, w terminie do 15 września każdego roku, przekazują Prezesowi URE informacje dotyczące sprzedawców energii elektrycznej o największym wolumenie jej sprzedaży w okresie od 1 stycznia do 31 sierpnia tego roku odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci dystrybucyjnej danego operatora na obszarze działania tego operatora. Powyższe informacje służą Prezesowi URE do wyznaczenia sprzedawców zobowiązanych na następny rok.

W 2017 r. obowiązek ten został zrealizowany, a szczegółowe informacje przedstawione zostały w części VI Sprawozdania (pkt 10. Wyznaczanie sprzedawców zobowiązanych).

4. Wyznaczanie operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych

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 100 000 przyłączonych do swojej sieci odbiorców mają obowiązek uzyskania niezależności pod względem formy prawnej, organizacyjnej oraz podejmowania decyzji (art. 9d ustawy – Prawo energetyczne). W Polsce działa jeden operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego – PSE S.A.

Wyznaczanie operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych (OSD)

W 2017 r. Prezes URE wyznaczył 13 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 2017 r. Prezes URE dokonał zmian w 10 decyzjach wyznaczających OSD. W wyniku tych decyzji, według stanu na koniec 2017 r., na rynku energii elektrycznej funkcjonowało 183 operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, w tym 5 prawnie wydzielonych OSD.

Uchylenie, stwierdzenie wygaśnięcia decyzji w sprawie wyznaczenia OSD

W 2017 r. Prezes URE w 6 przypadkach stwierdził wygaśnięcie decyzji w sprawie wyznaczenia OSD.

5. Zatwierdzanie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci

Operator Systemu Przesyłowego

Do najważniejszych zmian wprowadzonych do IRiESP i zatwierdzonych w 2017 r. przez Prezesa URE należy zaliczyć:

- uszczegółowienie zapisów IRiESP w zakresie wyznaczania oferowanych, dla celów realizacji handlowej wymiany międzysystemowej, zdolności przesyłowych na połączeniach synchronicznych – połączenia z Czechami, Słowacją i Niemcami, oraz niesynchronicznych – połączenia ze Szwecją i Litwą, obejmujące w szczególności specyfikację kryteriów uwzględnianych przez OSP w procesie wyznaczania oferowanych zdolności przesyłowych (decyzja z 27 stycznia 2017 r.),
- wprowadzenie do IRiESP nowych zasad współpracy w procesie koordynacji planowania rozwoju KSE, w tym nowy model współpracy pomiędzy operatorem systemu przesyłowego i operatorami systemów dystrybucyjnych w kraju w procesie tworzenia planów rozwoju OSP i OSD w zakresie sieci przesyłowej i sieci dystrybucyjnej 110 kV (decyzja z 28 listopada 2017 r.).

Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych

W 2017 r. Prezes URE zatwierdził zmiany pięciu IRiESD dla: ENERGA OPERATOR S.A. (zmieniona trzykrotnie), innogy Stoen Operator Sp. z o.o., TAURON Dystrybucja S.A., ENEA Operator Sp. z o.o. (zmieniona dwukrotnie) oraz PGE Dystrybucja S.A. Zmiany wprowadzone w IRiESD miały głównie na celu wprowadzeniu nowych rozwiązań w zakresie sposobu pozyskiwania usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie operatora systemu przesyłowego. Zmiany te polegały na określeniu zasad: certyfikowania Obiektów Redukcji wykorzystywanych do świadczenia usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie operatora systemu przesyłowego, zasad i wymagań dotyczących zakresu oraz sposobu przekazywania danych pomiarowych z miejsc zasilania certyfikowanych Obiektów Redukcji w ramach świadczenia usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie operatora systemu przesyłowego (dotyczy przekazywania danych pomiarowych przez OSDn do OSD oraz przekazywania danych pomiarowych przez OSD do OSP).

W przypadku TAURON Dystrybucja S.A. wprowadzone zostały również zmiany IRiESD wynikające z wyłączenia spod prawnej kontroli metrologicznej niektórych urządzeń stanowiących elementy układów pomiarowo-rozliczeniowych i układów pomiarowych, w tym m.in. liczników energii biernej i liczników energii czynnej o klasie dokładności wyższej niż 0,5 – co spowodowało potrzebę uregulowania i doprecyzowania wymagań w tym zakresie w IRiESD. Rok wcześniej decyzje w tej sprawie zostały wydane również dla ENERGA OPERATOR S.A., ENEA Operator Sp. z o.o. a także PGE Dystrybucja S.A.

Jednocześnie dla trzech OSD (ENERGA OPERATOR S.A., ENEA Operator Sp. z o.o. oraz innogy Stoen Operator Sp. z o.o.) wprowadzone zostały zmiany, które dotyczyły wprowadzenia lub aktualizacji standardowych profili zużycia wykorzystywanych w bilansowaniu handlowym miejsc dostarczania energii elektrycznej dla odbiorców o mocy umownej nie większej niż 40 kW.

6. Monitorowanie funkcjonowania operatorów

Operatorzy systemu elektroenergetycznego realizują zadania wynikające z ustawy – Prawo energetyczne (głównie art. 9c ust. 2 i 3), rozporządzenia 714/2009 oraz rozporządzeń wydanych na jego podstawie. Prezes URE monitoruje wykonywanie tych zadań w ramach własnej inicjatywy oraz we współpracy z innymi organami regulacyjnymi oraz ACER.

Poniżej przedstawiono informacje na temat realizacji przez operatorów systemu elektroenergetycznego ich zadań, które nie zostały opisane w innej części Sprawozdania.

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

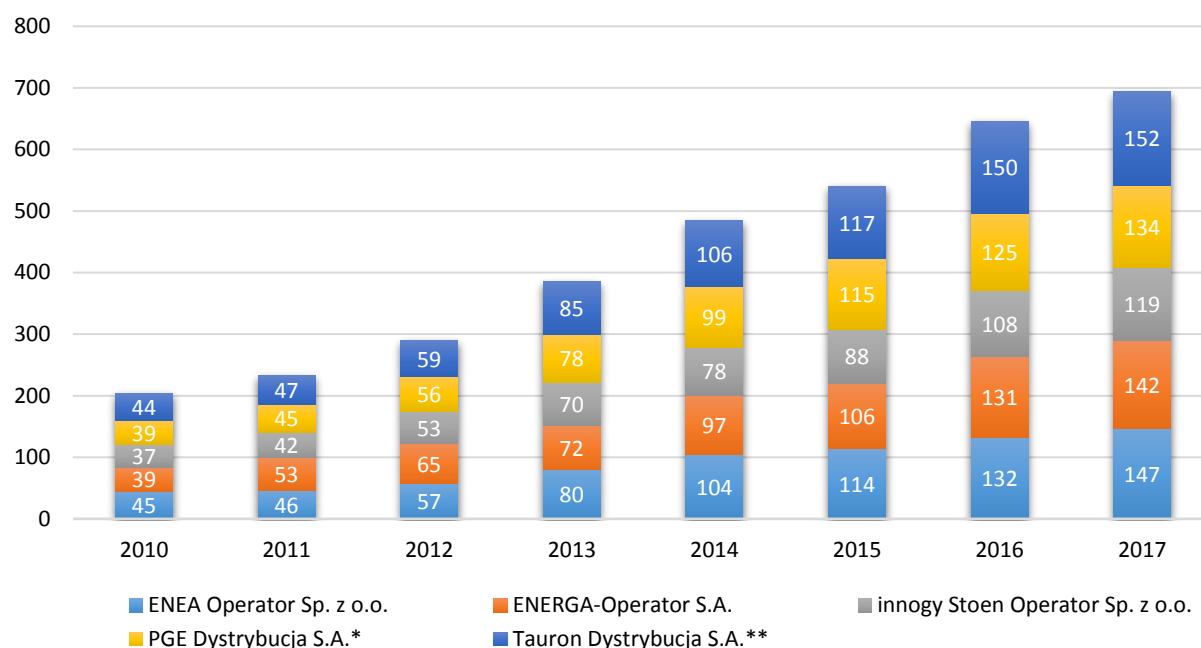
Prowadzone przez Prezesa URE czynności z zakresu monitoringu wypełniania przez operatorów systemów elektroenergetycznych ich obowiązków, wynikają z treści art. 9c ust. 2 i 3 ustawy – Prawo energetyczne. Wypełnianie przez operatora systemu przesyłowego (OSP) oraz operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) 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.

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 posiadanie przez OSDp jak największej liczby umów o świadczenie usług dystrybucji ze sprzedawcami (GUD). Z analizy monitoringu Prezesa URE z lat 2010-2017 wynika, że systematycznie rośnie liczba umów podpisywanych ze sprzedawcami przez każdego z operatorów. Na koniec 2010 r. liczba ważnych GUD w zależności od operatora wynosiła od 37 do 45, natomiast w 2017 r. przedział ten wynosił 119-152 umów. Najwięcej, tj. 152 ważne GUD na koniec 2017 r. zawarł TAURON Dystrybucja S.A. Należy wskazać, że w samym 2017 r. operatorzy zawarli przeciętnie po ok. 10 umów (dla porównania w 2016 r. operatorzy zawarli przeciętnie po ok. 21 umów).

Zestawienie zawartych generalnych umów dystrybucji przez poszczególnych operatorów w ostatnich ośmiu latach przedstawia poniższy rysunek.

Rysunek 17. Przyrost liczby GUD zawartych w latach 2010-2017



* W odniesieniu do lat 2010-2015 dla PGE Dystrybucja S.A. podano średnią liczbę GUD ze wszystkich Oddziałów. Liczbę GUD za lata 2016-2017 zaczerpnięto z ankiet miesięcznych dot. informacji o odbiorcach, którzy zmienili sprzedawcę oraz postępach prac nad GUD – odpowiednio za grudzień 2016 r. oraz za grudzień 2017 r.

** W odniesieniu do lat 2010-2015 dla TAURON Dystrybucja S.A. podano średnią liczbę GUD z obszarów działalności dawnych spółek. Liczbę GUD za lata 2016-2017 zaczerpnięto z ankiety miesięcznej dot. informacji o odbiorcach, którzy zmienili sprzedawcę oraz postępach prac nad GUD – odpowiednio za grudzień 2016 r. oraz za grudzień 2017 r.

Źródło: URE na podstawie danych przekazanych przez OSD.

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

W 2017 r. Prezes URE kontynuował monitorowanie stanu wdrożenia do powszechnego stosowania wzoru GUD-K. Z analizy monitoringu Prezesa URE, jak również informacji przekazanych przez OSD wynika, że proces podpisywania GUD-K rozpoczął się w 2014 r. Z końcem 2017 r. odnotowano, w zależności od OSDp, od 25 do 29 ważnych GUD-K zawartych z poszczególnymi sprzedawcami, co stanowi postęp względem roku poprzedniego.

W okresie sprawozdawczym Prezes URE brał także udział w pracach prowadzonych przez PTPiREE, TOE, KIGeIT oraz OSDnEE mających na celu opracowanie nowych wzorców Generalnej Umowy Dystrybucji (GUD) oraz Generalnej Umowy Dystrybucji dla usługi kompleksowej (GUD-K) GC1 – dla odbiorców z grup taryfowych G i C1. W tym celu przeprowadzono cykl spotkań przedstawicieli URE z przedstawicielami ww. Towarzystw i Izby, na których został omówiony zakres podziału obszarów do uregulowań w IRiESD oraz w GUD/GUD-K GC1. Omówione zostały również kwestie, które mają zostać doprecyzowane przez OSDp w obecnie obowiązujących IRiESD. Wśród planowanych do wprowadzenia zmian w IRiESD należy wymienić kwestie: zasad przekazywania informacji pomiędzy OSDp a sprzedawcami, doprecyzowania zasad sprzedaży rezerwowej, wprowadzenia możliwości anulowania zgłoszenia nowej umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej, a także kwestię dotyczącą przekazywania przez OSDp do sprzedawców informacji nt. prosumentów.

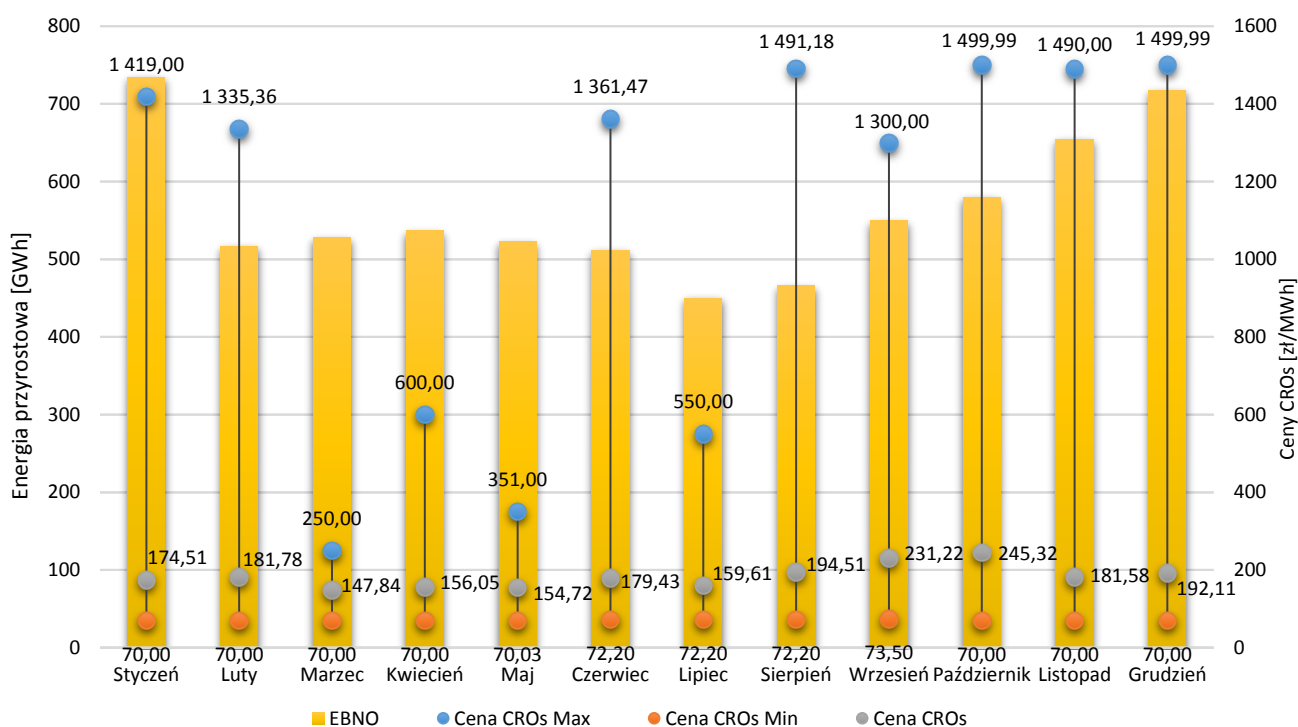
Monitorowanie mechanizmów bilansowania systemu elektroenergetycznego

Zasady funkcjonowania mechanizmu bilansowania systemu elektroenergetycznego (tzw. rynek bilansujący) zostały określone przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej, która podlega zatwierdzeniu przez Prezesa URE.

Na koniec 2017 r. w procesach rynku bilansującego uczestniczyło 125 podmiotów, w tym 21 wytwórców, 9 odbiorców końcowych, 8 odbiorców sieciowych, 80 przedsiębiorstw obrotu, 1 giełda energii, 5 OSD oraz PSE S.A. jako OSP. Dane techniczno-handlowe były zgłaszane przez 46 operatorów rynku i dotyczyły 356 jednostek grafikowych.

Poniżej na rys. 18 przedstawiono informacje o wolumenie energii bilansującej nieplanowanej odebranej z rynku bilansującego (zakup z rynku bilansującego) oraz cenach rozliczeniowych niezbilansowania na tym rynku w poszczególnych miesiącach 2017 r.

Rysunek 18. Energia odebrana (EBNO) i ceny energii bilansującej na Rynku Bilansującym (CRO_s) w 2017 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

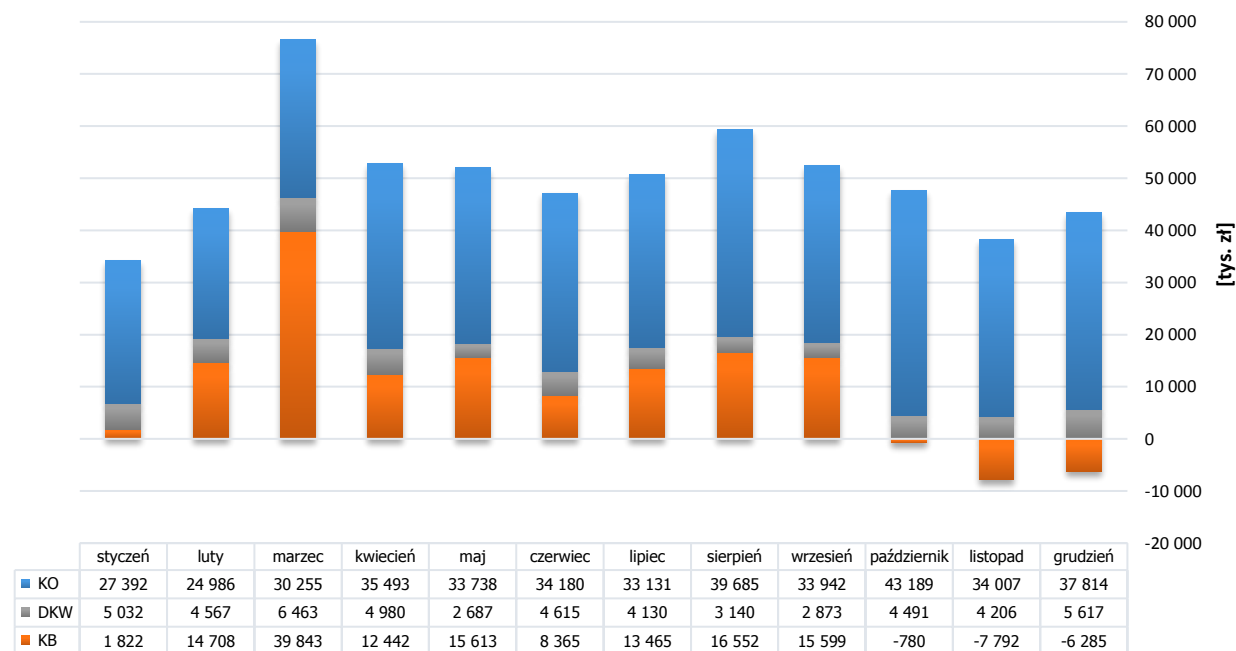
W 2017 r. łączny wolumen energii elektrycznej odebranej z Rynku Bilansującego (EBNO) wyniósł 6,77 TWh i był mniejszy o ok. 20% w porównaniu do roku poprzedniego. Stanowi to ok. 4% krajowego zużycia energii elektrycznej brutto. W 2017 r. łączny wolumen energii elektrycznej dostarczonej na Rynek Bilansujący (EBND) wyniósł 8,44 TWh i był większy o 0,38 TWh od łącznego wolumenu energii elektrycznej odebranej z tego rynku (EBNO). Wskazuje to na przekontraktowanie uczestników rynku, które występowało w większości miesięcy 2017 r., przy czym wielkość przekontraktowania była większa niż w 2016 r.

Wartość maksymalnej ceny rozliczeniowej odchylenia (CROs) na rynku bilansującym wahała się w przedziale od 250,00 zł/MWh do 1 499,99 zł/MWh, natomiast średnioważone miesięczne ceny CRO zmieniały się w przedziale od 147,84 zł/MWh do 245,32 zł/MWh. W ośmiu miesiącach roku maksymalna cena przekraczała 1 300 zł/MWh (w 2016 r. wystąpiło siedem miesięcy roku, w których maksymalna cena przekraczała 900,00 zł/MWh), a w dwóch miesiącach wystąpiła cena na poziomie 1 499,99 zł/MWh. Opisane powyżej sytuacje były uwarunkowane różnymi czynnikami, przy czym do

najważniejszych i powtarzających się należy zaliczyć warunki atmosferyczne, wielkość zapotrzebowania na moc w KSE, poziom rezerw mocy w tym systemie oraz warunki rynkowe.

Koszty usuwania ograniczeń wyznaczone zgodnie z definicją zawartą w IRiESP wyniosły 407,3 mln zł. Kształtowanie się tych kosztów, jak również kosztów bilansowania oraz kosztów wynikających z realokacji Umów Sprzedaży Energii (USE) w poszczególnych miesiącach 2017 r. przedstawiono na rys. poniżej.

Rysunek 19. Koszty bilansowania zapotrzebowania odbiorców (KB), koszty usuwania ograniczeń (KO) oraz koszty wynikające z realokacji USE (DKW) w 2017 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Koszty bilansowania zapotrzebowania odbiorców (KB) wahały się w przedziale od -7 792 tys. zł do +39 843 tys. zł, przy czym graniczne wartości kosztów poniesionych przez OSP wystąpiły w marcu i listopadzie 2017 r.⁶⁹⁾ Natomiast koszty usuwania ograniczeń (KO) oraz koszty wynikające z realokacji USE (DKW) zawierały się odpowiednio w przedziałach odpowiednio: od 24 986 tys. zł do 43 189 tys. zł oraz od 2 687 tys. zł do 6 463 tys. zł.

Operacyjna rezerwa mocy (ORM) jest pozyskiwana przez operatora systemu przesyłowego na zasadach opisanych w IRiESP zatwierdzonej przez Prezesa URE. Rozliczenia tej rezerwy są dokonywane godzinowo, jak również uzupełniająco w trybach miesięcznym i rocznym. W ramach każdego z rozliczeń średnia cena ORM nie przekracza wartości ceny referencyjnej godzinowej, obowiązującej w danym roku. Liczba godzin rozliczeniowych ORM w 2017 r. wyniosła 3 765, z czego dla 2 003 godzin cena rozliczeniowa była równa cenie referencyjnej (41,79 zł/MWh). W godzinach tych rozliczona ORM była nie większa niż minimalna wymagana przez OSP wielkość godzinowa tej rezerwy równa 3 451,1 MW-h. Średnia ważona godzinowa cena rozliczeniowa ORM w 2017 r. wyniosła 41,00 zł/MWh, a średnia godzinowa ilość tej rezerwy wyniosła 3 512,6 MW-h.

⁶⁹⁾ „+” oznacza koszty ponoszone na RB (płatności dla Uczestników Rynku Bilansującego), „-” oznacza przychody uzyskiwane na RB (płatności od Uczestników Rynku Bilansującego).

Monitorowanie wypełnienia przez przedsiębiorstwo energetyczne obowiązków wynikających z art. 9c ust. 2 i 3 ustawy – Prawo energetyczne

Zgodnie z przepisem wynikającym z art. 9c ust. 2 pkt 13 ustawy – Prawo energetyczne, OSP zobowiązany jest do opracowania planów działania na wypadek zagrożenia wystąpienia awarii o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowy tego systemu po wystąpieniu awarii. Plany te znalazły odzworowanie w ramach odpowiednich procedur wynikających z warunków korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci w ramach IRiESP.

W 2017 r. PSE S.A. zrealizowała następujące działania nawiązujące do tego zakresu:

- opracowano we współpracy z OSD „Plan wyłączeń przez automatykę SCO” (grudzień 2017 r.),
- opracowano we współpracy z OSD aktualizację „Planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej”, obowiązującą w okresie 1.09.2017 r. – 31.08.2018 r. Aktualizacja Planu została uzgodniona z Prezesem URE (decyzja Prezesa URE z 21 lipca 2017 r.),
- opracowano we współpracy z OSD „Plan wyłączeń awaryjnych” obowiązujący w okresie 1.01.2018 r. – 31.12.2018 r. (grudzień 2017 r.),
- opracowywano i aktualizowano instrukcje szczegółowe odbudowy KSE,
- przeprowadzono szkolenia służb dyspozytorskich OSP/OSD i wytwórców z zakresu planów odbudowy,
- kontynuowano, rozpoczęte w drugiej 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 dwa wspólne 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 31 szkoleń dla pracowników OSP i 6 szkoleń dla pracowników OSD.

Zgodnie z przepisem wynikającym z art. 9c ust. 2 pkt 11 ustawy – Prawo energetyczne, PSE S.A. dokonuje zakupu energii elektrycznej na potrzeby pokrywania strat powstałych w sieci przesyłowej podczas przesyłania energii elektrycznej tą siecią oraz stosuje przejrzyste i niedyskryminacyjne procedury rynkowe przy jej zakupie.

PSE S.A. dokonuje zakupu ww. energii elektrycznej na podstawie umów dwustronnych zawieranych z uczestnikami rynku. Jest to podstawowa forma zakupu, w ramach której PSE S.A. dokonuje nabycia przeważającej ilości energii elektrycznej przeznaczonej na pokrywanie strat powstałych w sieci przesyłowej.

W celu faktycznego zbilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną dla potrzeb pokrycia strat w sieci przesyłowej, część energii elektrycznej rozliczna jest w ramach Rynku Bilansującego. Z uwagi na dużą godzinową zmienność wolumenu energii oferowanej na potrzeby pokrywania strat w sieci przesyłowej, (okresem rozliczeniowym jest godzina) na Rynku Bilansującym następuje rozliczenie odchyłań pomiędzy rzeczywistą ilością strat energii, a dostawami energii realizowanymi na podstawie zawartej umowy, w której wolumen zakupionej energii został oszacowany na podstawie prognozy opracowanej przez PSE S.A.

W 2017 r., PSE S.A. poniosła następujące koszty zakupu energii elektrycznej dla celów pokrycia różnicy bilansowej, które dotyczyły (w następujących ilościach i wielkościach)⁷⁰⁾:

- zakupu energii elektrycznej w ramach umowy dwustronnej zawartej z dostawcą energii: 1 678 780 MWh (łącznie koszt zakupu tej energii wyniósł 283 445 215 zł),

⁷⁰⁾ Podane ilości i wartości różnicy bilansowej są wielkościami księgowymi wg stanu na dzień sporządzenia informacji, przed zatwierdzeniem sprawozdania finansowego przez biegłego rewidenta.

- rozliczenia energii na Rynku Bilansującym⁷¹⁾: 58 543 MWh (łącznie koszt zakupu tej energii wyniósł 7 190 476 zł).

W 2017 r. operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego przeprowadził szereg projektów inwestycyjnych w sieci przesyłowej związanych z wyprowadzeniem mocy ze źródeł wytwórczych oraz usuwaniem ograniczeń przesyłowych wewnątrz KSE. Do najważniejszych zadań należały:

(1) w zakresie usuwania ograniczeń przesyłowych wewnątrz KSE:

- modernizacja stacji 400/220/110 kV Miłosna i 400/220/110 kV Kozienice w zakresie uzupełnienia o redundantne zabezpieczenia szyn;
- kompleksowa modernizacja linii 220 kV na terenie Oddziału PSE S.A. w Katowicach;
- modernizacja istniejących i instalacja nowych przewodów odgromowych OPGW na wybranych liniach 220 kV i 400 kV – etap I (pakiet I);
- modernizacja istniejących i instalacja nowych przewodów odgromowych OPGW na wybranych liniach 220 kV i 400 kV – etap II (pakiet II);
- budowa linii 220 kV Stalowa Wola – punkt nacięcia linii Chmielów – Abramowice;
- rozbudowa stacji 400/110 kV Płock;
- modernizacja istniejących i instalacja nowych przewodów odgromowych OPGW na wybranych liniach 220 kV i 400 kV – etap II (pakiet I);
- program likwidacji zagrożeń w pracy transformatorów sieciowych oraz ich wpływu na infrastrukturę stacji poprzez prewencyjną wymianę izolatorów przepustowych – etap I (faza 2);
- modernizacja stacji 220/110 kV Mokre;
- rozbudowa stacji 400/110 kV Siedlce Ujrzanów;
- wykonanie układu automatyki odciążającej w rozdzielni 220 kV stacji 400/220/110 kV Mikułowa;
- modernizacja stacji 220 kV Koksochemia;
- modernizacja stacji 400/220/110 kV Wielopole dla przyłączenia transformatora potrzeb ogólnych TR 4 w El. Rybnik;
- wyposażenie pól 110 kV stacji Mościska i Mory w zabezpieczenia odcinkowe;
- rozbudowa stacji 220/110 kV Kielce Piaski;
- modernizacja obwodów pierwotnych w stacji 220 kV Bujaków wraz z dostosowaniem obwodów wtórnych;
- wdrożenie Zespołów Eksploatacyjnych (ZES);
- wdrożenie systemów ochrony technicznej w stacjach NIN: Aniołów, Podolszyce, Toruń Elana, Wrzosowa, Zgierz;
- rozbudowa stacji 400/110 kV Gdańsk Błonia dla przyłączenia FW Jasna,

(2) w zakresie wyprowadzenia mocy ze źródeł wytwórczych:

- rozbudowa i modernizacja stacji 400/220/110 kV Kozienice w zakresie rozdzielni 400 kV;
- rozbudowa stacji 400/220/110 kV Kozienice w związku z przyłączeniem bloku nr 11 ENEA Wytwarzanie Sp. z o.o.

W ramach przepisu wynikającego z art. 9c ust. 3 pkt 10 ustawy – Prawo energetyczne odnoszącego się do obowiązku współpracy OSD i OSP przy opracowywaniu planów działania na wypadek zagrożenia wystąpienia awarii o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowy tego systemu po wystąpieniu awarii, w 2017 r. operatorzy ci przeprowadzili szereg wspólnych działań polegających m.in. na:

- aktualizacji i opracowaniu planów działania na wypadek zagrożenia wystąpienia awarii o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowy tego systemu po wystąpieniu awarii, uwzględniający (ale nie ograniczający się do wymienionych zadań) m.in. podział sieci 110 kV na „wyspy”, aktualizacje kwestionariuszy dla planów odbudowy KSE oraz dla możliwości pracy stacji i elektrowni w warunkach zaniku napięcia, uzgodnienia układów pracy sieci,

⁷¹⁾ Przedstawiona ilość i koszt energii elektrycznej stanowi saldo rozliczeń energii elektrycznej pobranej oraz oddanej na Rynku Bilansującym, a także w ramach rozliczeń z OSP ze Szwecji i Litwy za zakup energii na pokrycie strat w sieci przesyłowej na połączeniach SwePol Link i LitPol Link.

- aktualizacji planów wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, będących przedmiotem dalszych uzgodnień z Prezesem URE,
- aktualizacji planów ograniczeń poboru energii elektrycznej przez OSP w trybie awaryjnym i automatycznym,
- prowadzeniu wspólnych szkoleń i warsztatów dla pracowników służb dyspozytorskich,
- uczestnictwie w szkoleniu z tematyki przygotowania i prowadzenia ruchu KSE.

W ramach przepisu wynikającego z art. 9c ust. 3 pkt 9 ustawy – Prawo energetyczne odnoszącego się do obowiązku dostarczania użytkownikom sieci informacji o warunkach świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej oraz zarządzaniu siecią niezbędnych do uzyskania dostępu do sieci dystrybucyjnej i korzystania z tej sieci, OSD poprzez publikację na swoich stronach internetowych zamieszczali i aktualizowali informacje dedykowane również wytwórcom energii elektrycznej, w ramach działań ułatwiających niedyskryminujący dostęp do sieci dla tej grupy użytkowników, takie jak:

- Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej,
- informacje o warunkach przyłączenia do sieci OSD wraz z wzorcami wniosków,
- informacje o warunkach świadczenia usług dystrybucji (wzorcach umów o świadczenie usług dystrybucji dla odbiorców, wytwórców, sprzedawców, POB),
- informacje o wartości dostępnej mocy przyłączeniowej dla źródeł zgodnie z art. 7 ust. 8l ustawy – Prawo energetyczne.

Oprócz strony internetowej, OSD wykorzystywały dla potrzeb informacyjnych inne standardowe kanały komunikacji bezpośredniej i pośredniej, mające zastosowanie również przypadku innych grup podmiotów zainteresowanych przyłączeniem do sieci dystrybucyjnej, z wykorzystaniem m.in.:

- Biur Obsługi Klienta na terenie działania danego OSD,
- Elektronicznych Biur Obsługi Klienta (poprzez portale przyłączeniowe), w ramach którego zainteresowani mogą przeprowadzić elektroniczne cały proces przyłączenia mikroinstalacji w trybie „na zgłoszenie”,
- Call Center pracujących w wymiarze 24/7,
- całodobowej poczty elektronicznej,
- obsługi korespondencyjnej wszelkich wniosków, reklamacji, zapytań, skarg,
- formularzy kontaktowych na stronie internetowej operatora.

Monitorowanie wypełnienia przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązku publikacji wskaźników jakościowych na swoich stronach internetowych

W ramach realizacji obowiązku wynikającego z § 41 ust. 3 rozporządzenia Ministra Gospodarki z 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego⁷²⁾, były prowadzone czynności z zakresu monitoringu zamieszczenia przez przedsiębiorstwa energetyczne wskaźników jakościowych (wskaźników przerw: SAIDI, SAIFI oraz MAIFI) na stronach internetowych tych przedsiębiorstw. Dane za rok 2016 zostały zamieszczone na stronach internetowych OSD zgodnie z terminem określonym w rozporządzeniu tj. do 31 marca 2017 r., zaś dane za rok 2017 powinny być zamieszczone do 31 marca 2018 r.

W przypadku pięciu największych OSD, informacje objęte powyższym obowiązkiem zostały sformułowane poprawnie i zamieszczone terminowo. Należy przypomnieć, że przywołane powyżej wskaźniki przerw zostaną wykorzystane w regulacji jakościowej pięciu największych OSD, w okresie regulacji obejmującym lata 2016-2020 według zasad zawartych w pakiecie dokumentów opublikowanych przez Prezesa URE w 2015 r., z których generalnym dokumentem jest Strategia Regulacji Operatorów Systemów Dystrybucyjnych na lata 2016-2020 – dokumenty dostępne są na stronie internetowej URE.

⁷²⁾ Dz. U. z 2007 r. Nr 93, poz. 623 z późn. zm.

Najwięksi operatorzy OSD nadmienili o istotnym wpływie na wartość wskaźników jakościowych za 2017 r. czynników „siły wyższej” tj. nawałnicy z okresu 11-12 sierpnia 2017 r., orkanu „Ksawery” (5 października 2017 r.) oraz orkanu „Grzegorz” (29 października 2017 r.) – skutkujących wystąpieniem awarii masowych w sieciach napowietrznych.

Wypełnienie powyższego obowiązku było również monitorowane w przypadku przedsiębiorstw energetyki przemysłowej, posiadających status operatora systemu dystrybucyjnego (tzw. OSDn). W tym przypadku stwierdzono wypełnienie tego obowiązku na poziomie zadowalającym. Większość danych została zamieszczona terminowo lub (w przypadku zaistnienia uwag ze strony urzędu) skorygowana po monicie telefonicznym i nie zaistniała wówczas konieczność skierowania pism monitorujących w powyższej sprawie.

Monitorowanie wypełnienia przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązku wynikającego z art. 7 ust. 8l

W ramach realizacji obowiązku nałożonego na przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej, wynikającego z art. 7 ust. 8l ustawy – Prawo energetyczne, prowadzony był monitoring zamieszczenia przez te przedsiębiorstwa informacji na temat podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródeł do sieci elektroenergetycznej o napięciu powyżej 1 kV oraz dostępnej mocy przyłączeniowej dla tych źródeł, na stronach internetowych tych przedsiębiorstw (szczegółowy zakres obowiązku wskazany w przepisach). Powyższe dane powinny być aktualizowane i upublicznione na stronie internetowej przedsiębiorstwa co najmniej raz na kwartał.

W ocenie Prezesa URE pięciu największych OSD zamieszczało dane objęte obowiązkiem terminowo, niezwłocznie po zakończeniu każdego kwartału kalendarzowego.

Natomiast wypełnianie przywołanego obowiązku przez grupę przedsiębiorstw energetyki przemysłowej (tzw. OSDn) – w dominującej większości przedsiębiorstw z tej grupy – oceniono jako wykonane w terminie lub w następstwie kilku dni po zakończeniu kwartału, jednak z zachowaniem trzymiesięcznej częstości publikacji danych. W efekcie udzielonych wyjaśnień ze strony OSDn, ustalono kluczowe przyczyny ewentualnego niezachowania terminu wypełnienia obowiązku tj.:

- zmiany o charakterze właścicielskim i wpływ tegoż na politykę udostępniania informacji „na zewnątrz” danego przedsiębiorstwa,
- zmiany personalne w strukturze zespołów przygotowujących dane,
- outsourcing zarządzania stroną internetową do zewnętrznej firmy specjalistycznej oraz inwestycje w nową infrastrukturę informatyczną,
- ataki hackerskie i utrata danych,
- zmiany organizacyjne (powołanie nowego podmiotu w ramach przedsiębiorstwa, przejęcie przez inny podmiot lub zakończenie działalności koncesjonowanej).

Mając jednak na uwadze fakt, że nie wszystkie przedsiębiorstwa dostosowały się do obowiązku publikacji danych, w związku z nieopublikowaniem jakichkolwiek informacji w wymaganym terminie, wobec 19 podmiotów z grupy przedsiębiorstw energetyki przemysłowej wszczęto postępowania administracyjne o wymierzenie kary pieniężnej, z czego, po przeanalizowaniu udzielonych wyjaśnień wymierzono karę pieniężną dwóm przedsiębiorstwom.

W związku z monitorowaniem przez Prezesa URE wypełnienia obowiązku wynikającego z art. 7 ust. 8l ustawy – Prawo energetyczne, w kontekście zapewnienia bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej poprzez umożliwienie wytwórcom energii niedyskryminującego dostępu do sieci, przeanalizowano przypadki, w których odmówiono wytwórcom wydania warunków przyłączenia do sieci dystrybucyjnej (w świetle informacji prezentowanych przez OSD na ich stronach internetowych o dostępności mocy przyłączeniowej dla źródeł).

Operatorzy: innogy Stoen Operator Sp. z o.o. oraz TAURON Dystrybucja S.A. poinformowali o niezachowaniu przypadków odmownych. Natomiast – zgodnie z relacją ze strony trzech pozostałych

operatorów systemu dystrybucyjnego – odnotowano zaistnienie pojedynczych przypadków odmownych udzielonym wytwórcom, jak poniżej:

- Enea Operator Sp. z o.o. – 8 przypadków dla sieci SN oraz 1 przypadek dla sieci WN, uzasadnianych przez operatora brakiem możliwości spełnienia kryterium zapasu mocy w węźle WN/SN, który stanowił element wielokryterialnej oceny możliwości przyłączenia źródła do sieci SN oraz zakresem inwestycji wymaganych dla przyłączenia badanego źródła, który wykraczał znacznie poza potrzeby wynikające z realizacji zadań ENEA Operator określonych koncesją w zakresie dystrybucji energii elektrycznej, w szczególności w zakresie dostarczania energii elektrycznej do odbiorców,
- ENERGA OPERATOR S.A. – 1 przypadek dla sieci SN oraz 3 przypadki dla sieci WN, uzasadnionych przez operatora brakiem uzgodnienia warunków przyłączenia źródła do sieci przez PSE S.A. z tzw. przyczyn bilansowych KSE oraz brakiem warunków technicznych przyłączenia ze względu na przeciążenia elementów sieci wywołane wpływem przyłączanych źródeł,
- PGE Dystrybucja S.A. – powyżej 30 przypadków dla sieci SN, głównie dla wytwórców energii w źródłach odnawialnych (fotowoltaiczne), w sytuacji gdy OSD dysponował mocą przyłączeniową dla źródeł na wnioskowanym obszarze, lecz nie dysponował nią w danym miejscu przyłączenia lub uzasadniał odpowiedź odmowną niespełnieniem kryterium dopuszczalnych zmian napięcia.

Jak podkreślili OSD, na wydanie odmowy wydania warunków przyłączenia danego źródła do sieci o napięciu wyższym niż 1 kV, przesądzający wpływ miała ekspertyza wpływu przyłączenia danego źródła w danym punkcie sieci na pracę KSE.

Monitorowanie realizacji planów rozwoju

Obowiązkiem przedłożenia do 30 kwietnia 2017 r. sprawozdania z realizacji planu rozwoju za 2016 r. zostało objętych 58 przedsiębiorstw energetycznych. W terminie ustawowym sprawozdania przedstawiło pięciu największych OSD, OSP oraz 51 przedsiębiorstw posiadających koncesję na dystrybucję energii, poza tym jedno przedsiębiorstwo przedłożyło sprawozdania po upływie ustawowego terminu. W odniesieniu do tego przedsiębiorstwa wszczęte zostało postępowania administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej, które do końca 2017 r. nie zostało zakończone. Prezes URE w przypadku jednego przedsiębiorstwa wydał decyzję o odstąpieniu od wymierzenia kary. Decyzja ta dotyczyła postępowania administracyjnego wszczętego w III kwartale 2016 r.

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 2016 r. wynika, że pięciu największych OSD i OSP łącznie zrealizowało większy o 12% poziom nakładów inwestycyjnych, aniżeli poziom wynikający z uzgodnionych z Prezesem URE planów rozwoju. Największe odchylenie nakładów inwestycyjnych wystąpiło u OSP, który zrealizował nakłady inwestycyjne w wysokości 1,2 mld zł, przy poziomie planowanym w wysokości 0,8 mld zł. Z kolei pięciu największych OSD wydatkowało 5,9 mld zł, w stosunku do planu, który zakładał poziom 5,6 mld zł.

W przypadku monitorowania obowiązku uzgadniania projektów planów rozwoju z Prezesem URE, ustalono, że w 2017 r. zobligowanych do przedłożenia planu rozwoju było 13 przedsiębiorstw energetyki przemysłowej. Wszystkie te podmioty przedłożyły plany, w tym dwa po upływie terminu ustawowego. Ponadto, w przypadku trzech przedsiębiorstw prowadzone od 2016 r. postępowania o uzgodnienie planu rozwoju stały się bezprzedmiotowe. W dwóch przypadkach przedsiębiorstwa wystąpiły z nowymi wnioskami o uzgodnienie planu rozwoju, a jedno przedsiębiorstwo zakończyło swoją działalność w zakresie dystrybucji energii elektrycznej. W odniesieniu do przedsiębiorstw, które przedłożyły przedmiotowy plan po upływie obowiązującego terminu wszczęto postępowania administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej. Prezes URE w 2017 r. wydał jedną decyzję

o odstąpieniu od wymierzenia kary. Decyzja ta dotyczyła postępowania administracyjnego wszczętego w III kwartale 2016 r. Dwa postępowania administracyjne, wszczęte w 2017 r., nie zostały zakończone.

Ponadto, w 2017 r. 6 przedsiębiorstw było zobligowanych do uzgodnienia aktualizacji planu rozwoju. Aktualizacje planu rozwoju przedłożyło 9 przedsiębiorstw energetyki przemysłowej, w tym dwa po upływie ustawowego terminu. Dodatkowo, aktualizację planu rozwoju przedłożyły dwa przedsiębiorstwa z własnej inicjatywy – przed upływem okresu 3 lat. W przypadku jednego przedsiębiorstwa uznano, że prowadzone od 2016 r. postępowanie o uzgodnienie aktualizacji planu rozwoju stało się bezprzedmiotowe ponieważ przedsiębiorstwo przedłożyło kolejny wniosek o uzgodnienie nowej aktualizacji planu rozwoju.

W odniesieniu do dwóch przedsiębiorstw, które przedłożyły aktualizacje planu rozwoju po upływie ustawowego terminu wszczęte zostały postępowania administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej. Postępowania te nie zostały zakończone w 2017 r.

Monitorowanie udostępniania użytkownikom sieci i operatorom innych systemów elektroenergetycznych informacji przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, w tym realizacji postanowień rozporządzenia 543/2013

Szczegółowy zakres informacji publikowanych przez OSP znajduje się w zatwierdzonej przez Prezesa URE IRiESP. Zakres tych informacji wypełnia wymagania wynikające z przepisów prawa krajowego. Informacje te są publikowane na stronie internetowej OSP dostępnej pod adresem www.pse.pl.

W zakresie wykonywania zadań wynikających z rozporządzenia 543/2013, OSP wdrożył i stosuje mechanizm pozyskiwania odpowiednich danych od użytkowników systemu elektroenergetycznego, które są następnie przekazywane do ENTSO-E w celu ich publikacji na centralnej platformie informacyjnej na rzecz przejrzystości dostępnej pod adresem <http://transparency.entsoe.eu>.

Równolegle platforma informacyjna rozwijana jest w związku z nowymi obowiązkami publikacyjnymi wynikającymi z Kodeksów Sieci, co wymagało opracowania przez ENTSO-E kolejnej wersji Podręcznika Procedur, które określą nowy zakres informacji podlegających publikacji. Po uzyskaniu opinii dot. zaktualizowanego Podręcznika od Agencji, ENTSO-E uruchomiło projekt dostosowania platformy. Nowy zakres i harmonogram prac dostosowawczych po stronie ENTSO-E przełożyły się również na lokalne projekty dostosowawcze każdego z OSP dostarczających dane na platformę. PSE S.A. uruchomiła lokalny projekt dostosowania mechanizmu udostępniania danych na platformę w lutym 2018 r., natomiast zakończenie prac planowane jest na III kwartał br.

W omawianym okresie nie wpłynęły do Prezesa URE żadne skargi związane z brakiem realizacji przez OSP obowiązków informacyjnych wynikających z IRiESP oraz rozporządzenia 543/2013.

Weryfikacja IRiESD „małych” operatorów sieci dystrybucyjnej

W 2017 r. oddziały terenowe URE prowadziły 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 przeprowadzono weryfikację 18 podmiotów, będących tzw. „małymi” operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych. W zakończonych postępowaniach 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.

Monitorowanie wypełniania przez przedsiębiorstwo energetyczne obowiązków dotyczących ewidencji księgowej

Podejmowane przez Prezesa URE w 2017 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 ubiegłych lat. Monitoring prowadzony był przede wszystkim 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.

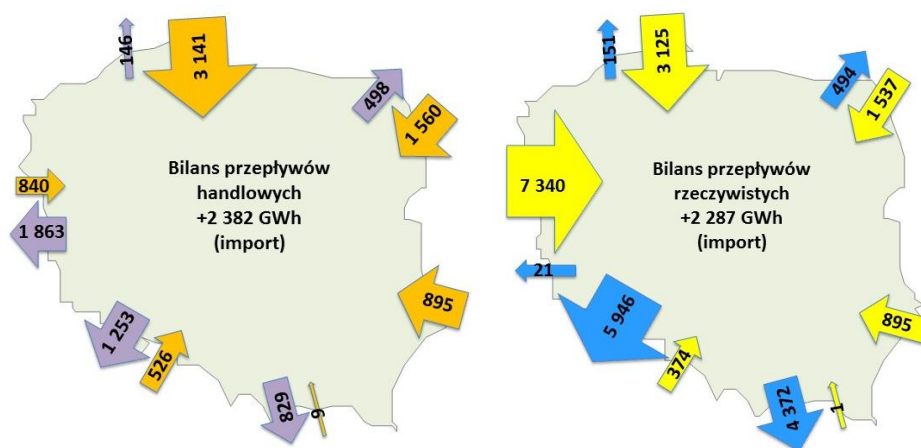
Jednakże, w 5 przypadkach Prezes URE skorzystał z prawa skontrolowania dokumentów księgowych, zgodnie z art. 28 ustawy – Prawo energetyczne, tj. prawa wglądu do ksiąg rachunkowych przedsiębiorstw energetycznych. W efekcie pozyskania ww. materiałów i przeprowadzonej analizy nie stwierdzono nieprawidłowości w tym zakresie.

6.2. Kontrolowanie realizacji obowiązków w zakresie warunków dostępu do sieci

Monitorowanie skoordynowanej wymiany międzysystemowej

Bilans handlowy wymiany międzysystemowej energii elektrycznej oraz rzeczywiste przepływy energii z poszczególnych krajów do Polski i z Polski do innych krajów w 2017 r. zostały przedstawione na poniższym rysunku.

Rysunek 20. Bilans handlowych i rzeczywistych przepływów energii elektrycznej na połączeniach z innymi krajami w 2017 r. [GWh]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

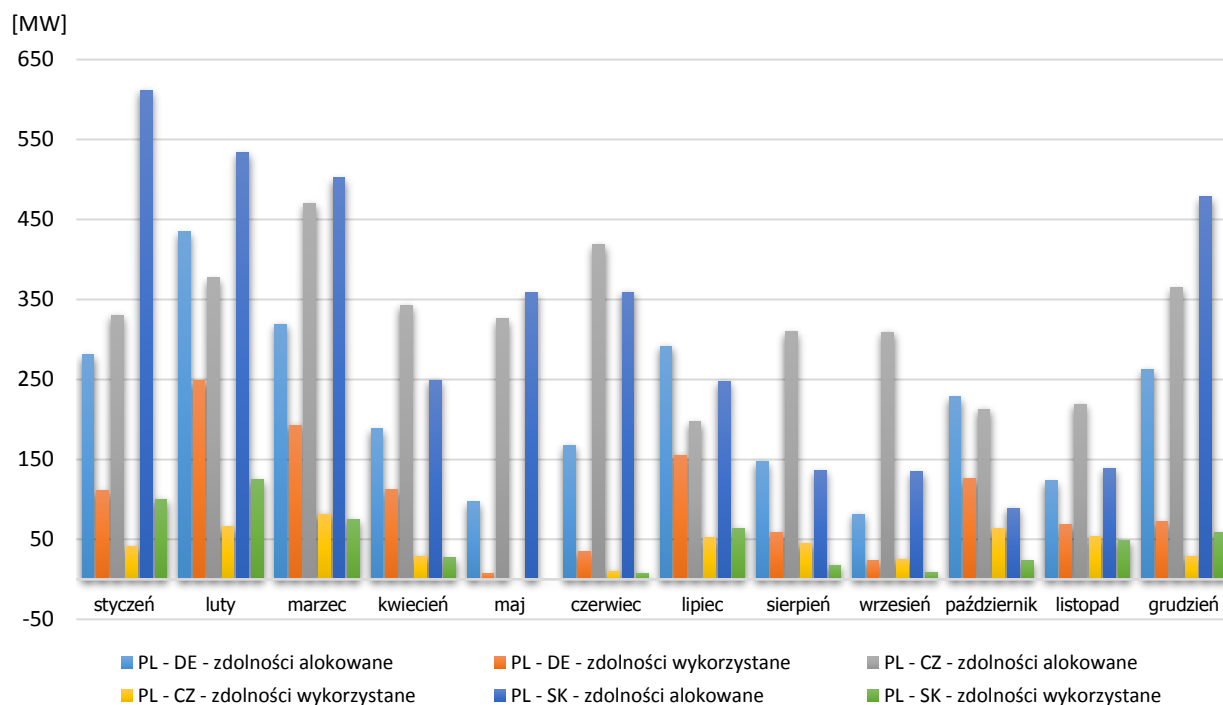
Bilans handlowy – saldo na granicach Polski w 2017 r. – wyniósł +2 382 GWh (import). Eksport energii elektrycznej wyniósł łącznie 4 588 GWh i wzrósł o ok. 84% w porównaniu do roku poprzedniego. Natomiast import energii elektrycznej w 2017 r. był głównie realizowany ze Szwecji, Litwy, Ukrainy oraz Czech i wyniósł łącznie 6 970 GWh (wzrost o ok. 31% w porównaniu do roku poprzedniego).

Jednocześnie należy zwrócić uwagę na utrzymującą się od wielu lat istotną różnicę pomiędzy handlowymi i rzeczywistymi przepływami energii elektrycznej na granicach synchronicznych (Niemcy, Czechy, Słowacja), która jest skutkiem nieplanowych przepływów energii elektrycznej, przyczyniając się do znacznego ograniczenia zdolności przesyłowych oferowanych uczestnikom na tych granicach.

W 2017 r. udostępnianie zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej na przekroju synchronicznym odbywało się w trybie aukcji jawnych (typu *explicit*) organizowanych zarówno w kierunku eksportu, jak i w kierunku importu w horyzontach krótkoterminowych dobowych – *day-ahead* oraz w dniu realizacji dostawy – *intra-day*.

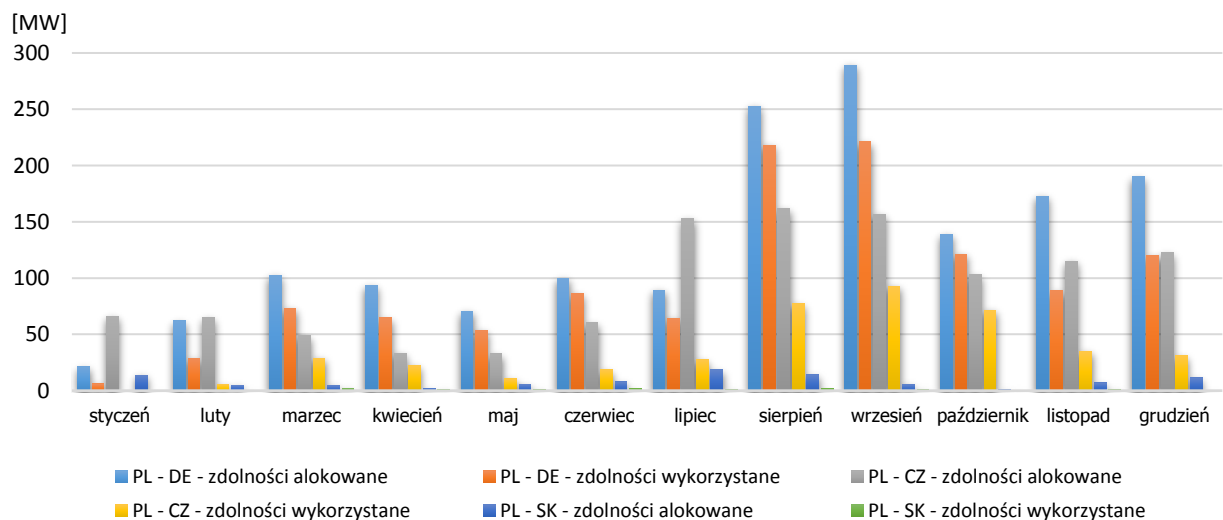
Poniżej na rys. 21 oraz rys. 22 przedstawiono średnie miesięczne ilości zdolności przesyłowych alokowanych i wykorzystanych na połączeniach synchronicznych w 2017 r. – odpowiednio w kierunku eksportu i importu.

Rysunek 21. Zestawienie średnich miesięcznych zdolności przesyłowych, udostępnianych w skoordynowanych aukcjach, alokowanych i wykorzystanych w kierunku eksportu w 2017 r. na poszczególnych połączeniach synchronicznych [MW]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 22. Zestawienie średnich miesięcznych zdolności przesyłowych, udostępnianych w skoordynowanych aukcjach, alokowanych i wykorzystanych w kierunku importu w 2017 r. na poszczególnych połączeniach synchronicznych [MW]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Podział łącznych mocy przesyłowych oferowanych na profilu technicznym (łącznie: Niemcy, Czechy, Słowacja) pomiędzy profile handlowe (oddzielnie: Niemcy, Czechy, Słowacja) odbywa się według rankingu cenowego składanych przez tych uczestników ofert. Przedstawione powyżej dane nie wskazują na brak wyraźnego zainteresowania którąkolwiek z granic, jednak w przypadku eksportu uczestnicy rynku w większości miesięcy 2017 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 Czech i Słowacji. Podobna sytuacja w zakresie alokacji mocy przesyłowych miała miejsce w przypadku importu energii elektrycznej. W szczególności, najwięcej oferowanych mocy przesyłowych zostało alokowanych z Czech, a następnie ze Słowacji. Zróżnicowanie ilości oferowanych i alokowanych mocy przesyłowych w 2017 r. w poszczególnych miesiącach w dużej mierze wynika z ponowne uruchomienie (po awarii) drugiego (z dwóch) przesuwników fazowych. na granicy polsko-niemieckiej. Fizyczny przesuwnik fazowy (dalej: „pPST” lub „PST”) jest wykorzystywany dla zapewnienia bezpiecznej pracy sieci przesyłowej w KSE w układzie systemów połączonych. Z uwagi na opóźnienie w realizacji inwestycji po stronie niemieckiej (instalacja PST w stacji Vierraden może nastąpić dopiero w 2018 r.), efektywna regulacja PST zainstalowanego w stacji Mikułowa wymagała czasowego wyłączenia linii 220 kV Krajnik – Vierraden, stanowiącej najstarszy i często przeciążający się element połączenia Polska – Niemcy. Tymczasowe wyłączenie linii Krajnik – Vierraden przyczynia się do utrzymania bezpiecznej pracy sieci przesyłowych w Polsce i Niemczech, nawet w przypadku dużego obciążenia połączenia polsko-niemieckiego przez przepływy niegrafikowe.

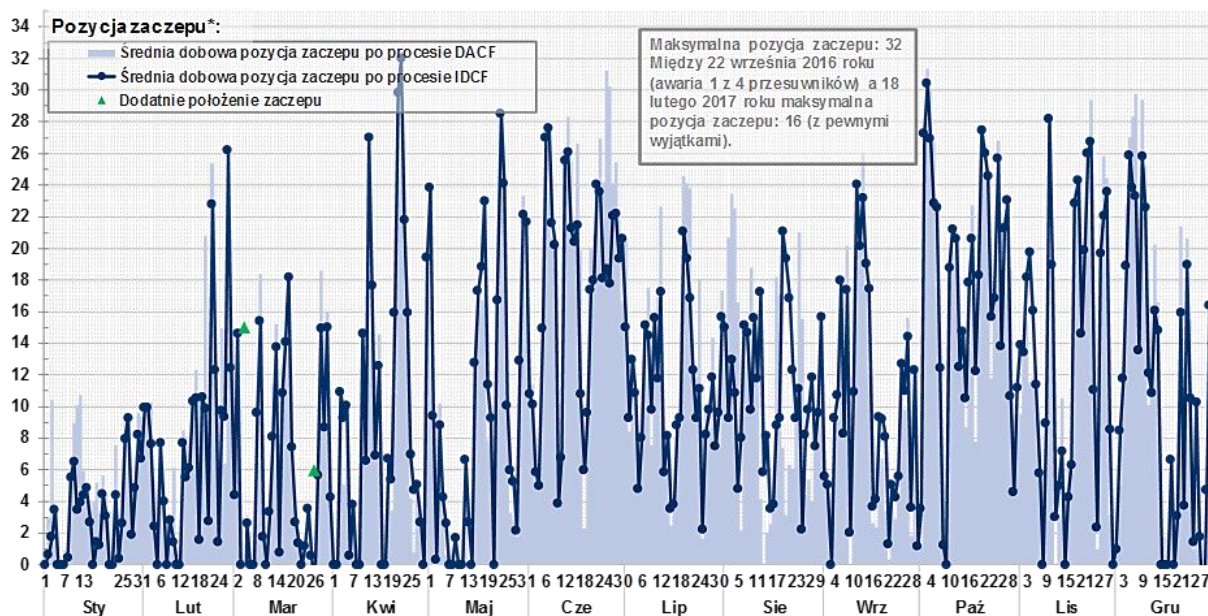
Należy również zwrócić uwagę, że ilość udostępnianych mocy przesyłowych na granicach synchronicznych (Niemcy, Czechy, Słowacja) w kierunku eksportu jest znacznie większa niż ma to miejsce w przypadku importu. Taka sytuacja jest podyktowana przede wszystkim istnieniem nieplanowych przepływów energii⁷³⁾. 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 dobowych – średnio 77% oferowanych zdolności przesyłowych oraz na aukcjach w dniu realizacji dostaw – średnio 23% oferowanych zdolności przesyłowych. Podobnie, zdolności przesyłowe w kierunku eksportu były udostępniane wyłącznie na aukcjach dobowych – średnio 61% oraz na aukcjach w dniu realizacji dostaw – średnio 39% oferowanych zdolności przesyłowych.

W 2017 r., podobnie jak w latach wcześniejszych, były podejmowane międzyoperatorskie działania zaradcze, tj. środki o charakterze doraźnym mające na celu zapewnienie bezpiecznej pracy systemu. Działania te obejmowały bilateralne dostawy operatywne (*Cross-Border Redispatching*) oraz dostawy wielostronne (*Multilateral Remedial Actions – MRA*). W efekcie uruchomienia w czerwcu 2016 r. fizycznych przesuwników fazowych w SE Mikułowa i wyłączenia linii Krajnik – Vierraden znacząco poprawiły się możliwości zarządzania przepływami mocy na połączeniach Polska – Niemcy, co przełożyło się na znaczące zmniejszenie wolumenu międzyoperatorskich działań zaradczych. W 2017 r. łączne wolumeny dostaw operatywnych wyniosły 32 650 [MWh] dla dostaw typu Cross-Border Redispatching oraz 5 950 [MWh] dla dostaw typu MRA, co stanowiło odpowiednio ok. 4% i ok. 6% dostaw zrealizowanych w 2016 r.

Na rys. 23 pokazano nastawy przesuwników fazowych w stacji Mikułowa w 2017 r. Dodatnie wartości przedstawione na rysunku oznaczają działanie PST w kierunku wzmocnienia przepływu w kierunku DE – PL. W pozostałych przypadkach PST działają w kierunku osłabienia przepływu z DE.

⁷³⁾ Więcej o tym zagadnieniu w Sprawozdaniach z działalności Prezesa URE w 2015 r. oraz w 2016 r.

Rysunek 23. Średnie dobowe położenia przełącznika zaczeptów w okresie 1.01.2017 – 31.12.2017 r.



Źródło: PSE S.A.

Nastawy PST w stacji Mikułowa są dobierane w ramach regionalnego procesu planowania operacyjnego w dniu D-1 (tzw. procesu *Day Ahead Congestion Forecast* (DACF) realizowanego pod nadzorem TSCNET⁷⁴⁾ i następnie korygowane w ramach procesu *Intra Day Congestion Forecast* (IDCF). Takie podejście powoduje, że PST nie są z góry ustawione na odpychanie energii wpływającej z Niemiec do Polski, ani na odpychanie energii wypływającej z Polski do Niemiec. Ewentualne zastosowanie możliwości regulacyjnych PST ma miejsce wyłącznie wtedy, jeśli jest to niezbędne z punktu widzenia bezpieczeństwa pracy sieci. Doświadczenia z dotychczasowego użytkowania PST pokazały, że muszą one być wykorzystywane niemal codziennie. W wyniku regionalnych uzgodnień mających na celu usprawnienie procesu planowania operacyjnego oraz uzgadniania nastaw PST, począwszy od 22 czerwca 2016 r., tj. od momentu uruchomienia PST, ich nastawy przyjmowane w pierwszej iteracji procesu DACF odpowiadają wartościom oszacowanym w procesie WAPP (*Week Ahead Planning Process*) realizowanym przez niemieckich OSP.

Należy również podkreślić, że regionalny proces DACF, w którym ustalane są nastawy PST jest realizowany już po procesie wyznaczania i alokacji zdolności przesyłowych (tzn. po zamknięciu tzw. rynku dnia następnego), a przewidywane przepływy na granicy DE – PL uwzględniają przepływy handlowe realizowane z wykorzystaniem udostępnionych zdolności przesyłowych.

W związku z problemem braku koordynacji wyznaczania i alokowania zdolności przesyłowych w dawnym regionie Europy Środkowo-Wschodniej⁷⁵⁾ Prezes URE w 2017 r. aktywnie monitorował proces wdrożenia procedury alokacji na granicy niemiecko-austriackiej, m.in. poprzez udział w spotkaniach organizowanych w tej kwestii przez zainteresowane organy regulacyjne. W związku z opublikowanym wspólnym niemiecko-austriackim komunikatem dotyczącym wdrożenia alokacji na granicy austriacko-niemieckiej⁷⁶⁾, konieczne było w ocenie Prezesa URE podjęcie działań zmierzających do włączenia PSE S.A. w prace operatorów niemieckich i austriackich nad wprowadzeniem planowanej alokacji. Bez uwzględnienia danych polskiego systemu przesyłowego w ramach obliczeń, wprowadzona

⁷⁴⁾ TSCNET Services GmbH jest firmą świadcząca usługi na rzecz tych operatorów systemów przesyłowych, którzy są członkami inicjatywy Transmission System Operator Security Cooperation (TSC).

⁷⁵⁾ Więcej o tym zagadnieniu w Sprawozdaniach z działalności Prezesa URE w 2015 r. oraz w 2016 r.

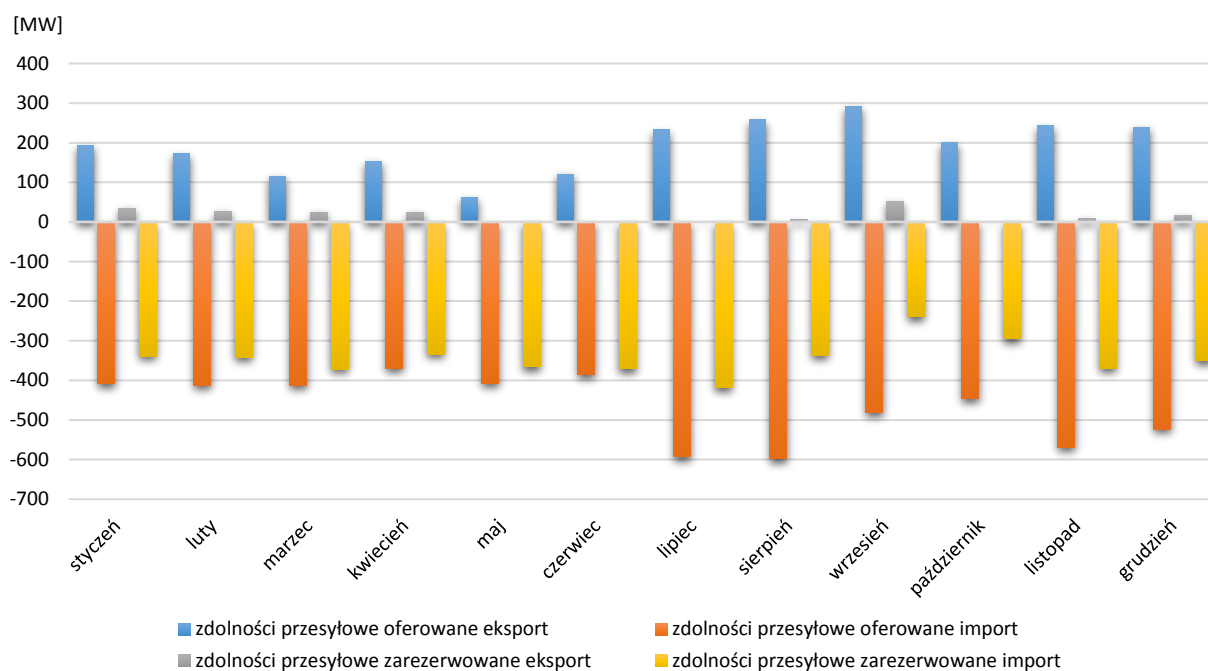
⁷⁶⁾ "Austria and Germany: agreement on common framework for congestion management" dostępny: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/EN/2017/15052017_DE_AU.html

alokacja nie ograniczy w sposób znaczący przepływów niegrafikowych. W świetle tego 26 maja 2017 r. zostało zorganizowane spotkanie w siedzibie urzędu, na którym wspólnie z PSE S.A. omówiono dotychczasowe działania podjęte przez Prezesa URE i przez przedstawicieli PSE S.A. zmierzające do włączenia polskiego operatora systemu przesyłowego w prace nad alokacją mocy przesyłowych na granicy austriacko-niemieckiej oraz przedyskutowano ewentualne dalsze kroki, które byłyby możliwe do podjęcia przez uczestników rynku, wspierające działania URE i PSE S.A. W spotkaniu wzięli udział zarówno przedstawiciele stowarzyszeń uczestników rynku energii elektrycznej (stowarzyszenia spółek obrotu, TOE, KIGEIT oraz PKEE, PTPIREE, TGPE), jak również przedstawiciele ME i MSZ. Efektem spotkania zbliżone stanowiska uczestniczących organizacji dotyczące kwestii alokacji mocy na granicy DE – AT przesłane do niemieckiego regulatora rynku energii elektrycznej BNetzA. Dodatkowym celem spotkania w URE było również zaznajomienie uczestników tego spotkania z działaniami na granicy DE – AT oraz ich wpływem na działanie krajowego rynku energii elektrycznej.

Alokacja zdolności przesyłowych na połączeniach stałoprądowych Polska – Szwecja oraz Polska – Litwa w 2017 r. była realizowana w trybie aukcji typu *implicit* w oparciu o mechanizm *market coupling* prowadzony przez TGE S.A. i Nord Pool AS.

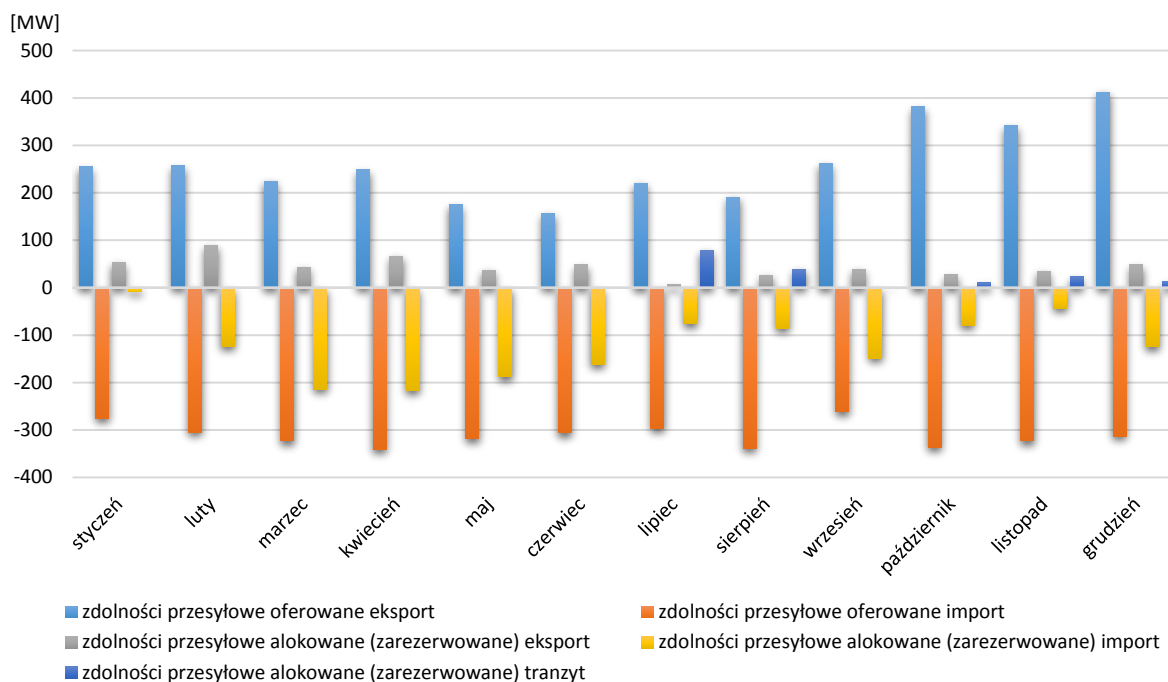
Na rysunkach poniżej przedstawiono średnie miesięczne wartości oferowanych i alokowanych zdolności przesyłowych w 2017 r.

Rysunek 24. Zestawienie średnich miesięcznych wartości zdolności przesyłowych oferowanych i alokowanych w 2017 r. na połączeniu Polska – Szwecja [MW]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 25. Zestawienie średnich miesięcznych wartości zdolności przesyłowych oferowanych i alokowanych w 2017 r. na połączeniu Polska – Litwa [MW]



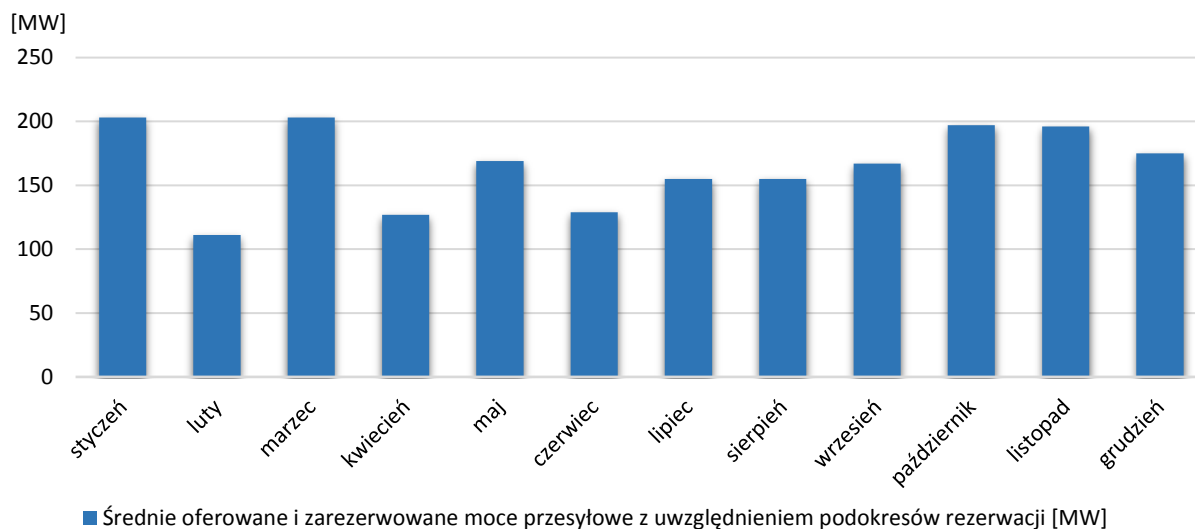
Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Z przedstawionych powyżej danych wynika, że w 2017 r. ceny energii elektrycznej były w większości czasu niższe na rynku skandynawskim, co w konsekwencji skutkowało w głównej mierze importem energii elektrycznej do Polski ze Szwecji, ograniczonym względami bezpieczeństwa KSE w godzinach nocnych. Maksymalne oferowane zdolności przesyłowe na tej granicy wyniosły 600 MW w obu kierunkach. Podobna sytuacja miała miejsce na połączeniu Polska – Litwa, choć w przypadku tego połączenia znacznie częściej był realizowany eksport energii elektrycznej. Kierunek wymiany handlowej na tym połączeniu był w dużej mierze uwarunkowany dostępnością interkonektora łączącego Litwę ze Szwecją. Maksymalne oferowane zdolności przesyłowe na połączeniu Polska – Litwa wyniosły: w kierunku eksportu do Litwy 492 MW, a w kierunku importu do Polski 488 MW. Dodatkowo w okresie lipiec – grudzień 2017 r. oferowano oraz alokowano zdolności przesyłowe dla celów tranzytu ze Szwecji na Litwę o wartości średniej ok. 27 MW.

Zdolności przesyłowe na połączeniu Polska – Ukraina udostępniane były w ramach aukcji jawnych (typu *explicit*) organizowanych w horyzoncie czasowym miesięcznym. Zdolności przesyłowe były udostępniane tylko w kierunku importu do Polski w maksymalnej wysokości 210 MW. Czasowe ograniczenia zdolności przesyłowych były spowodowane awaryjnym przedłużeniem wyłączenia linii.

Na rys. 26 przedstawiono średnie miesięczne wartości oferowanych zdolności przesyłowych na połączeniu międzysystemowym Polska – Ukraina, w kierunku importu w 2017 r.

Rysunek 26. Zestawienie średnie oferowane i zarezerwowane zdolności przesyłowe na połączeniu międzysystemowym Polska – Ukraina, kierunek import, w 2017 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Koncentracja udostępnianych przez PSE S.A. mocy przesyłowych alokowanych w przetargach na połączeniach synchronicznych w 2017 r.

W przetargach rocznym oraz miesięcznych na rezerwację mocy na przekrojach granicznych Polski w 2017 r. nie oferowano zdolności przesyłowych. Z kolei w przetargach dobowych zdolności przesyłowych na przekrojach granicznych Polski, zdolności przesyłowe były alokowane zarówno w kierunku eksportu, jak i importu. Zdolności przesyłowe w ciągu całego okresu (2017 r. – przetargi dobowe) zostały alokowane w sumie dla 27 różnych podmiotów (uczestników rynku). Maksymalny udział w rynku dla jednego podmiotu wynosił ok. 27,34%.

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

W przypadku wymiany międzysystemowej na połączeniach synchronicznych oraz na połączeniach ze Szwecją i Litwą w 2017 r. nie wystąpiły ograniczenia alokowanych zdolności przesyłowych (redukcje).

Z kolei na połączeniu Polska – Ukraina linią 220 kV Zamość – Dobrotwór wystąpiła redukcja alokowanych zdolności przesyłowych w okresie 11-12.02.2017 r., godz. 00:00 – 24:00 (redukcja z 210 MW do 0 MW) oraz 28.04.2017 r. w godz. 00:00 – 24:00 (redukcja z 190 MW do 0 MW), spowodowana awaryjnym przedłużeniem wyłączenia linii Zamość – Mokre.

Przychody z alokacji zdolności przesyłowych na połączeniach z krajami UE i sposób ich wykorzystania w 2017 r.

W okresie od 1 stycznia do 31 grudnia 2017 r. łączna wielkość przychodów z tytułu alokacji zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej na połączeniach z krajami UE wyniosła 97 131 949,17 zł⁷⁷⁾. Suma ta zasili Fundusz Celowy utworzony poprzez przyjęcie Uchwałą Zarządu PSE S.A. 25 maja 2006 r. Regulaminu Funduszu Celowego. OSP przeznacza środki zgromadzone na Funduszu Celowym na utrzymywanie lub zwiększanie zdolności połączeń wzajemnych poprzez inwestycje w sieci, tj. cele określone w rozporządzeniu 714/2009. Realizacja tych inwestycji przyczyni się do zwiększenia zdolności przesyłowych połączeń wzajemnych KSE z systemami przesyłowymi krajów członkowskich UE oraz spowoduje zwiększenie bezpieczeństwa pracy systemu krajowego w ramach połączonych systemów europejskich, w szczególności poprzez zwiększenie możliwości współpracy międzyoperatorskiej (np. możliwości korzystania z międzyoperatorskich środków zaradczych).

Projekty inwestycyjne związane z utrzymaniem i zwiększeniem zdolności przesyłowych na połączeniach wzajemnych KSE z systemami przesyłowymi krajów członkowskich UE określone zostały w Planie Rozwoju uzgodnionym przez Prezesa URE.

Dotychczas OSP przeznaczył część środków zgromadzonych na Funduszu Celowym jako jedno ze źródeł finansowania zadań inwestycyjnych wchodzących w ramy projektu budowy połączenia Polska – Litwa, wraz z niezbędnym wzmocnieniem KSE. W 2017 r. z Funduszu Celowego nie wydatkowano żadnych środków.

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.

Jeżeli w trakcie prowadzonego postępowania wyjaśniającego zostaną powzięte informacje na temat problemów dotyczących przyłączenia podmiotów lub jakości dostaw energii, 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 przyczyn powstałych awarii.

W związku z obowiązkiem niezwłocznego powiadamiania Prezesa URE przez przedsiębiorstwa energetyczne o odmowie wydania warunków o przyłączenie do sieci (wraz z podaniem przyczyny odmowy), przedsiębiorstwa energetyczne w 2017 r. zgłosiły 53 powiadomienia w zakresie energii elektrycznej na łączną moc 130,712 MW. Powiadomienia zawierały dane podmiotu ubiegającego się o przyłączenie do sieci oraz przyczyny odmowy.

W 39 powiadomieniach jako przyczynę odmowy przyłączenia do sieci przedsiębiorstwa energetyczne wskazały brak istnienia warunków technicznych przyłączenia do sieci (łączna moc przyłączeniowa 59,802 MW), w 9 przypadkach przedsiębiorstwa energetyczne w powiadomieniach o odmowie wskazały oprócz braku istnienia warunków technicznych, także brak istnienia warunków ekonomicznych przyłączenia do sieci (łączna moc przyłączeniowa 63,387 MW), w 5 przypadkach

⁷⁷⁾ Wielkość przychodów dotyczy stanu na 15 lutego 2018 r. Trwa proces opracowywania sprawozdania finansowego OSP za 2017 r., w tym jego weryfikacji przez biegłego rewidenta. Przedstawione powyżej wielkości mogą ulec zmianie, ponieważ rozliczenia za 2017 rok nie zostały zakończone.

przedsiębiorstwo energetyczne w powiadomieniu o odmowie wskazało jedynie brak istnienia warunków ekonomicznych przyłączenia do sieci (łączna moc przyłączeniowa 7,523 MW).

W 38 przypadkach odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej dotyczyły odnawialnych źródeł energii – farm wiatrowych, elektrowni słonecznych (instalacje fotowoltaiczne), biogazowni oraz wytwarzania energii z biomasy ze stałych odpadów komunalnych, m.in. ze spalarni odpadów (łączna moc przyłączeniowa 106,353 MW). Odmowy przyłączenia w tym zakresie wydawano głównie z powodu przekroczenia dopuszczalnych wartości napięć, przekroczenia kryterium zapasu mocy, zagrożenia bezpieczeństwa funkcjonowania sieci oraz braku warunków ekonomicznych.

W 2017 r. działający na terenie oddziałów terenowych operatorzy systemów dystrybucyjnych, w podziale na rodzaje źródeł, odmówili przyłączenia:

- 9 farm wiatrowych o łącznej mocy 67,1 MW,
- 27 instalacji fotowoltaicznych o łącznej mocy 27,753 MW,
- 1 biogazowni o łącznej mocy 0,5 MW,
- 1 obiektu wytwarzającego energię z biomasy ze stałych odpadów komunalnych (spalarni odpadów) o łącznej mocy 11,000 MW
- 14 obiektów odbiorców o łącznej mocy 14,859 MW,
- 1 źródła konwencjonalnego o mocy 9,5 MW.

Należy zauważyć, że liczba złożonych przez przedsiębiorstwa energetyczne powiadomień o odmowach przyłączenia do sieci uległa obniżeniu o ok. 60% w odniesieniu do 2016 r.

Kontrolowanie w 2017 r. realizacji obowiązków w zakresie warunków dostępu do sieci, odbywało się także poprzez rozpatrywanie skarg na działalność przedsiębiorstw energetycznych. Skargi składane przez odbiorców w przedmiocie odmowy przyłączenia do sieci dotyczyły zarówno prowadzenia samej procedury przyłączeniowej, jak i poszczególnych kwestii dotyczących technicznych aspektów realizacji procesu przyłączenia do sieci.

We wszystkich tego rodzaju sprawach oddziały terenowe reagowały adekwatnie do okoliczności konkretnego przypadku, np. udzielały wyczerpujących wyjaśnień lub wskazywały inny sposób rozwiązania problemu i możliwości dochodzenia swoich praw, np. poprzez wskazanie możliwości skorzystania z pomocy Koordynatora ds. negocjacji oraz skierowanie sprawy na drogę postępowania cywilnego. Po podjęciu stosowej interwencji przez Prezesa URE OSD korygowały również swoje stanowiska.

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 to przy rozpatrywaniu skarg odbiorców.

Oddział terenowy w Gdańsku w okresie sprawozdawczym na bieżąco dokonywał monitorowania warunków przyłączania podmiotów do sieci elektroenergetycznej oraz monitorowania dokonywania napraw tej sieci, na podstawie informacji przesyłanych przez OSD działającego na terenie woj. pomorskiego oraz warmińsko-mazurskiego. Powyższe działania były dokonywane również przy rozpatrywaniu skarg lub innych wystąpień odbiorców.

Z informacji przekazanych przez jednego z operatorów systemu dystrybucyjnego działającego na terenie woj. pomorskiego wynika, że w 2017 r. wystąpiło 16 020 awarii w sieciach dystrybucyjnych tego operatora, w tym 13 149 awarii miało miejsce na sieciach niskiego napięcia, a 2 862 awarie dotyczyły sieci średniego napięcia. Natomiast w woj. warmińsko-mazurskim w 2017 r. miało miejsce 6 730 awarii, z czego w sieciach średniego napięcia – 4 936, a w sieciach niskiego napięcia – 1 790. Operator wskazał, że w celu ograniczenia rozmiarów i czasów wyłączeń odbiorców, operator wykonuje

systematyczne działania (rozpoczęte w latach poprzednich), mające na celu uodpornienie istniejącej sieci dystrybucyjnej na niekorzystne zjawiska atmosferyczne oraz usprawnia proces lokalizacji i usuwania awarii, w szczególności poprzez instalowanie automatyki (m.in. łączników zdalnie sterowanych „w głębi” sieci średniego napięcia), zwiększanie możliwości rekonfiguracyjnych sieci średniego napięcia, czy też wymianę przewodów gołych na linie kablowe lub niepełnoizolowane w sieciach średniego napięcia.

W 2017 r. na terenie woj. pomorskiego w sieci dystrybucyjnej należącej do jednego z głównych operatorów wystąpiły następujące nieplanowane przerwy w dostawie energii elektrycznej:

- przerwy krótkie: 7 391 przerw o łącznym czasie trwania 61,7 godz.,
- przerwy długie: 14 081 przerw o łącznym czasie trwania 39 709,6 godz.,
- przerwy bardzo długie: 780 przerw o łącznym czasie trwania 13 336,9 godz.,
- przerwy katastrofalne: 974 przerwy o łącznym czasie trwania 77 396,4 godz.

Natomiast na terenie woj. warmińsko-mazurskiego stwierdzono:

- przerwy krótkie: 5 843 przerwy o łącznym czasie trwania 25,6 godz.,
- przerwy długie: 6 096 przerw o łącznym czasie trwania 14 535,7 godz.,
- przerwy bardzo długie: 222 przerwy o łącznym czasie trwania 3 496,7 godz.,
- przerwy katastrofalne: 50 przerw o łącznym czasie trwania 1 789,9 godz.

Należy wskazać, że zaistniałe przerwy katastrofalne oraz bardzo długie spowodowane były niekorzystnymi warunkami atmosferycznymi, a w szczególności nawałnicą (tj. huraganem o niespotykanej dotychczas sile i dynamice, wraz z wystąpieniem bardzo intensywnych opadów deszczu) przechodzącą przez teren woj. pomorskiego i warmińsko-mazurskiego w sierpniu 2017 r. Jak wskazał OSD żywioł ten spowodował znaczące uszkodzenia infrastruktury elektroenergetycznej. Łącznie uszkodzonych było ponad 180 km linii SN i nN oraz 2,1 tys. słupów elektroenergetycznych. Zniszczona infrastruktura elektroenergetyczna wymagała miejscami wykonania kompleksowej odbudowy.

Z kolei drugi największy OSD działający na terenie woj. warmińsko-mazurskiego podał, że w 2017 r. wystąpiły łącznie 5 364 przerwy w dostawach energii elektrycznej (sieci niskiego, średniego i wysokiego napięcia), w tym m.in. 4 245 przerw długich, 165 bardzo długich i 71 katastrofalnych. Operator wskazał, że przyczynami powstawania awarii w dostawach energii elektrycznej były przede wszystkim działania żywiołów, a także działania osób trzecich oraz ptaków i innych zwierząt. Podejmowane przez operatora działania m.in. w zakresie modernizacji infrastruktury elektroenergetycznej, przyczyniają się do zmniejszenia przerw w dostawach energii elektrycznej do odbiorców.

W zakresie monitorowania dokonywania napraw sieci elektroenergetycznych **oddział terenowy w Katowicach** pozyskał informacje od dwóch kluczowych operatorów systemów dystrybucyjnych.

W sieci elektroenergetycznej na obszarze woj. śląskiego wystąpiły łącznie 573 przerwy katastrofalne (przerwa w dostawach energii elektrycznej przekraczająca 24 godz.), które miały duży zasięg i dotyczyły dość dużej liczby obsługiwanych odbiorców. Były one konsekwencją nadzwyczajnych zjawisk atmosferycznych – anomalii pogodowych takich jak porywisty wiatr (orkan „Ksawery” (5-8.10.2017 r.) i orkan „Grzegorz” (29-30.10.2017 r.)), gwałtowne burze oraz intensywne opady mokrego śniegu. Z danych przesłanych przez operatora wynika, że największa liczba przerw katastrofalnych miała miejsce w kwietniu. Przyczyną tego były występujące w dniach 18-19 kwietnia 2017 r. bardzo intensywne opady mokrego śniegu oraz porywisty wiatr, na skutek czego doszło do bardzo rozległej awarii w sieci dystrybucyjnej. Operator wyjaśnił, że awaria dotknęła w szczególności dwa oddziały OSD. Najbardziej niekorzystna sytuacja była w woj. śląskim (największe uszkodzenia sieci dystrybucyjnej wystąpiły w okolicach Częstochowy i Kłobucka), gdzie w krótkim okresie czasu spadło kilkadziesiąt centymetrów mokrego śniegu. Łamiące się pod naporem mokrego śniegu drzewa z drugiego szeregu, spoza poszerzonego pasa wycinki zrywały linie energetyczne. Efektem tego było powstanie zniszczeń sieci, których skutkiem były długie ograniczenia w dostawie energii elektrycznej do odbiorców. Usuwanie awarii było ponadto utrudnione z uwagi na zalegające na drogach połamane drzewa oraz występowanie w niektórych miejscach dużej pokrywy śnieżnej. Operator wyjaśnił także, że wszystkie

awarie sieci elektroenergetycznej, które spowodowały przerwy katastrofalne w 2017 r. zostały usunięte.

Wskaźniki jakości dostarczania energii elektrycznej dla sieci elektroenergetycznej na obszarze woj. śląskiego w 2017 r., przedstawiono poniżej.

Lp.	Nazwa wskaźnika	Rodzaj przerwy w dostawach energii elektrycznej	Wartość wskaźnika
1	SAIDI (minuty/odbiorcę)	przerwy planowe	55,58
		przerwy nieplanowe bez katastrofalnych	218,53
		przerwy nieplanowe z katastrofalnymi	248,28
		przerwy – razem	303,86
2	SAIFI (liczba przerw/odbiorcę)	przerwy planowe	0,30
		przerwy nieplanowe bez katastrofalnych	3,07
		przerwy nieplanowe z katastrofalnymi	3,08
		przerwy – razem	3,38
3	MAIFI (liczba przerw/odbiorcę)	przerwy – razem	2,97

Liczba obsługiwanych odbiorców kształtuje się na poziomie 2 152 869.

Natomiast, z informacji przesłanych przez drugiego kluczowego operatora, którego teren działania obejmuje część woj. świętokrzyskiego wynika, że w 2017 r. przerwy katastrofalne wystąpiły w wyniku masowych awarii, które powstały na skutek ekstremalnie niekorzystnych warunków atmosferycznych.

Najwięcej awarii w sieci energetycznej w 2017 r. spowodował orkan „Ksawery”. Nadszedł on w nocy z 5 na 6 października nad teren zachodniej, południowej i centralnej Polski. W tym czasie, w całej Polsce ok. miliona gospodarstw było bez prądu. Przy usuwaniu skutków awarii w sieci SN i nN, w dniach 6-7.10.2017 r. w czasie największego zaangażowania pracowało 147 własnych zespołów naprawczych operatora oraz 32 brygady firm zewnętrznych. W sieci SN wymieniono 53 złamanych słupów, a w sieci nN 64 słupy, obrazuje to skalę powstałych w tym czasie uszkodzeń.

Wszystkie awarie w sieci elektroenergetycznej, które spowodowały przerwy katastrofalne w 2017 r. zostały usunięte.

Wskaźniki SAIDI, SAIFI i MAIFI za 2017 r. dla odbiorców woj. świętokrzyskiego przyłączonych do sieci energetycznej jednego z oddziałów OSD są następujące:

Lp.	Nazwa wskaźnika	Rodzaj przerwy w dostawach energii elektrycznej	Wartość wskaźnika
1	SAIDI (minuty/odbiorcę)	przerwy planowe	120,760
		przerwy nieplanowe	328,860
		przerwy nieplanowe z katastrofalnymi	363,500
2	SAIFI (liczba przerw/odbiorcę)	przerwy planowe	0,642
		przerwy nieplanowe	4,040
		przerwy nieplanowe z katastrofalnymi	4,058
3	MAIFI (liczba przerw/odbiorcę)		7,254

Liczba odbiorców kształtuje się na poziomie 439 174.

Z informacji przesłanych przez operatora obejmującego swym działaniem część woj. świętokrzyskiego, w 2017 r. odnotowano 3 przypadki przerw katastrofalnych dla odbiorców zasilanych z linii SN oraz 132 przypadki dla odbiorców zasilanych z obwodów nN. Przypadki przerw katastrofalnych zaistniałych w sieci nN wystąpiły w miesiącu październiku 2017 r., objęły swym zasięgiem 797 odbiorców Rejonu Energetycznego Staszów, dla których średni czas przerwy wyniósł 36 godz. i 57 min. Powyższe przerwy katastrofalne w sieci elektroenergetycznej były spowodowane przez silne, porywiste wiatry.

Wszystkie awarie sieci elektroenergetycznej, które spowodowały przerwy katastrofalne w 2017 r. zostały usunięte.

Wskaźniki SAIDI, SAIFI i MAIFI za 2017 r. dla powiatów: kieleckiego, opatowskiego, ostrowieckiego, sandomierskiego i staszowskiego wyniosły:

Lp.	Nazwa wskaźnika	Rodzaj przerwy w dostawach energii elektrycznej	Wartość wskaźnika
1	SAIDI (minuty/odbiorcę)	przerwy planowe	143,97
		przerwy nieplanowe	335,39
		przerwy nieplanowe z katastrofalnymi	361,88
2	SAIFI (liczba przerw/odbiorcę)	przerwy planowe	057
		przerwy nieplanowe	4,18
		przerwy nieplanowe z katastrofalnymi	4,20
3	MAIFI (liczba przerw/odbiorcę)		5,20

Liczba odbiorców kształtuje się na poziomie 82 870.

Z informacji przesłanych przez operatora obejmującego swym działaniem część woj. świętokrzyskiego, w 2017 r. odnotowano 8 przypadków przerw katastrofalnych dla odbiorców zasilanych z linii SN. Powyższe przerwy katastrofalne w sieci elektroenergetycznej były spowodowane przez czynniki atmosferyczne obfite opady śniegu oraz silne, porywiste wiatry, w tym przede wszystkim orkan „Ksawery”. W sieci nN nie odnotowano przerw katastrofalnych.

Wszystkie awarie sieci elektroenergetycznej, które spowodowały przerwy katastrofalne w 2017 r. zostały usunięte.

Łączne wskaźniki SAIDI, SAIFI i MAIFI za 2017 r. dla woj. świętokrzyskiego (powiaty: konecki i włoszczowski) objętego działaniem OSD wyniosły:

Lp.	Nazwa wskaźnika	Rodzaj przerwy w dostawach energii elektrycznej	Wartość wskaźnika
1	SAIDI (minuty/ odbiorcę)	przerwy planowe	151,68
		przerwy nieplanowe	2 104,68
		przerwy nieplanowe z katastrofalnymi	3 495,11
2	SAIFI (liczba przerw/odbiorcę)	przerwy planowe	0,76
		przerwy nieplanowe	13,59
		przerwy nieplanowe z katastrofalnymi	14,27
3	MAIFI (liczba przerw/odbiorcę)		31,89

Liczba odbiorców kształtuje się na poziomie 4 299.

W zakresie monitorowania dokonywania napraw sieci elektroenergetycznych przez przedsiębiorstwa energetyczne, **oddział terenowy w Krakowie** zwrócił się do dwóch operatorów działających na terenie woj. małopolskiego i podkarpackiego, z prośbą o przesłanie informacji dotyczących awarii sieci elektroenergetycznych występujących na tym terenie.

Na terenie woj. podkarpackiego w 2017 r. wystąpiło 18 084 awarii sieci dystrybucyjnej nN, 1 061 awarii sieci dystrybucyjnej SN i 8 awarii sieci dystrybucyjnej WN. W zakresie przerw w dostawie energii elektrycznej na obszarze województwa podkarpackiego wystąpiło 3 418 przerw planowanych o sumarycznym czasie trwania 12 375 godz. oraz 24 006 przerw nieplanowanych o sumarycznym czasie trwania 94 063 godz.

Natomiast na terenie woj. małopolskiego w 2017 r. wystąpiło 15 014 awarii sieci dystrybucyjnej nN, 11 251 awarii sieci dystrybucyjnej SN i 44 awarii sieci dystrybucyjnej WN. W zakresie przerw w dostarczaniu energii elektrycznej na obszarze woj. małopolskiego wystąpiło 15 842 przerw planowanych o sumarycznym czasie trwania 1 898 744 min oraz 239 813 przerw nieplanowanych o łącznym czasie 7 021 269 min.

Wskaźniki SAIDI, SAIFI i MAIFI za 2017 r.		Dla sieci dystrybucyjnej OSD na obszarze woj. małopolskiego	Dla sieci dystrybucyjnej OSD na obszarze woj. podkarpackiego
SAIDI (minuty/odbiorcę)	przerwy planowe	52,99	90,27
	przerwy nieplanowe	187,8	274,75
	przerwy nieplanowe z katastrofalnymi	188,52	305,66
SAIFI (liczba przerw/odbiorcę)	przerwy planowe	0,38	0,46
	przerwy nieplanowe	3,34	3,86
	przerwy nieplanowe z katastrofalnymi	3,35	3,87
MAIFI (liczba przerw/odbiorcę)	przerwy – razem	6,02	5,78

Operatorzy prowadzą działania mające na celu umożliwienie szybkiego usunięcia powstałych awarii (m.in. poprzez prace stosownych służb dyspozytorskich, instrukcji działania w sytuacji wystąpienia sytuacji awaryjnej), jak również ograniczanie liczby i czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej (m.in. systematyczne przeglądy, remonty i prace modernizacyjne sieci dystrybucyjnej, wycinka drzew i krzewów wokół linii elektroenergetycznych, wprowadzenie programu kablowania sieci napowietrznej). Jak wskazuje jeden z operatorów, głównymi przyczynami awarii jest działanie żywiołów (silny porywisty wiatr, oblodzenie, opady mokrego śniegu, burze itp.) oraz przewaga linii napowietrznych przebiegających przez tereny zalesione.

Z danych uzyskanych przez **oddział terenowy w Lublinie** od operatora systemu dystrybucyjnego działającego na terenie woj. lubelskiego i podlaskiego wynika, że w omawianym okresie wystąpiły następujące awarie:

- 1) 20 659 awarii z czego: 19 141 awarii skutkujących przerwami długimi, bardzo długimi i katastrofalnymi w sieci nN, 1 555 awarii skutkujących przerwami długimi, bardzo długimi i katastrofalnymi w sieci SN i WN. Łączny czas przerw w dostawach energii elektrycznej wyniósł 3 502 094,6 min i dotknęły one 1 339 172 odbiorców.

Lp.	Nazwa wskaźnika	Rodzaj przerwy w dostawach energii elektrycznej	Wartość wskaźnika
1	SAIDI (minuty/odbiorcę)	przerwy planowe długie i bardzo długie	64,75
		przerwy nieplanowe długie	144,35
		przerwy nieplanowe bardzo długie z katastrofalnymi	149,27
2	SAIFI (liczba przerw/odbiorcę)	przerwy planowe długie i bardzo długie	0,34
		przerwy nieplanowe długie i bardzo długie	2,45
		przerwy nieplanowe bardzo długie z katastrofalnymi	2,45
3	MAIFI (liczba przerw/odbiorcę)		5,88

- 2) 16 181 awarii z czego: 14 587 awarii skutkujących przerwami długimi, bardzo długimi i katastrofalnymi w sieci nN, 1 324 awarii skutkujących przerwami długimi, bardzo długimi i katastrofalnymi w sieci SN i WN. Średni czas trwania przerw w dostawach energii elektrycznej wahał się od 55 min do 9 godz. 31 min. Przerwy te dotknęły łącznie 1 169 689 odbiorców.

Lp.	Nazwa wskaźnika	Rodzaj przerwy w dostawach energii elektrycznej	Wartość wskaźnika
1	SAIDI (minuty/odbiorcę)	przerwy planowe długie i bardzo długie	62,65
		przerwy nieplanowe długie	248
		przerwy nieplanowe bardzo długie z katastrofalnymi	235,15
2	SAIFI (liczba przerw/odbiorcę)	przerwy planowe długie i bardzo długie	0,64
		przerwy nieplanowe długie i bardzo długie	4,04
		przerwy nieplanowe bardzo długie z katastrofalnymi	4,04
3	MAIFI (liczba przerw/odbiorcę)		21,46

- 3) 1 843 awarie skutkujących przerwami długimi, bardzo długimi i katastrofalnymi w sieci nN, 286 awarii skutkujących przerwami długimi bardzo, długimi i katastrofalnymi w sieci SN i WN. Łączny czas przerw w dostawach energii elektrycznej wyniósł 61 godz. 17 min i dotknęły one 215 698 odbiorców.

Lp.	Nazwa wskaźnika	Rodzaj przerwy w dostawach energii elektrycznej	Wartość wskaźnika
1	SAIDI (minuty/odbiorcę)	przerwy planowe długie i bardzo długie	102,31
		przerwy nieplanowe długie	274,61
		przerwy nieplanowe bardzo długie z katastrofalnymi	278,85
2	SAIFI (liczba przerw/odbiorcę)	przerwy planowe długie i bardzo długie	0,68
		przerwy nieplanowe długie i bardzo długie	5,14
		przerwy nieplanowe bardzo długie z katastrofalnymi	13,77
3	MAIFI (liczba przerw/odbiorcę)		21,46

- 4) 24 035 awarie skutkujące przerwami długimi, bardzo długimi i katastrofalnymi w sieci nN, SN i WN, 3 469 awarii skutkujących przerwami krótkimi i mikro przerwami w sieci nN, SN i WN. Łącznie awarie te dotknęły 1 646 569 odbiorców.

Lp.	Nazwa wskaźnika	Rodzaj przerwy w dostawach energii elektrycznej	Wartość wskaźnika
1	SAIDI (minuty/odbiorcę)	przerwy planowe długie i bardzo długie	88,88
		przerwy nieplanowe długie	406,85
		przerwy nieplanowe bardzo długie z katastrofalnymi	456,33
2	SAIFI (liczba przerw/odbiorcę)	przerwy planowe długie i bardzo długie	0,41
		przerwy nieplanowe długie i bardzo długie	6,37
		przerwy nieplanowe bardzo długie z katastrofalnymi	6,39
3	MAIFI (liczba przerw/odbiorcę)		12,05

Z przedstawionych informacji wynika, że główną przyczyną występowania awarii w sieci dystrybucyjnej operatora było działanie sił natury. Dodatkowo OSD wskazał, że po wystąpieniu awarii podejmuje niezwłoczne działania w celu ich usunięcia.

Monitorowanie dokonywania napraw sieci przez **oddział terenowy w Łodzi** dokonywane jest w sposób ciągły na podstawie informacji nadsyłanych przez odbiorców oraz przedsiębiorstwa energetyczne. W głównej mierze odbywa się to przy rozpatrywaniu skarg odbiorców. Na terenie działania oddziału nie występowały awarie sieci elektroenergetycznych powodujące długotrwałe pozbawienie odbiorców zasilania. W przypadku wystąpień odbiorców zawierających prośbę o skontrolowanie dotrzymywania parametrów jakościowych energii elektrycznej, oddział prowadził postępowania wyjaśniające i wzywał przedsiębiorstwa energetyczne do przedstawienia informacji o czasie przerw planowanych i nieplanowanych, a także podjętych działaniach zaradczych. Odbiorcy byli informowani o dopuszczalnym czasie przerw określonym w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego⁷⁸⁾ i możliwości wystąpienia do przedsiębiorstwa z wnioskiem o udzielenie stosownej bonifikaty. Oddział nie prowadził postępowań związanych z awariami sieci trwającymi dłużej niż 24 godz.

W zakresie monitorowania dokonywania napraw sieci elektroenergetycznych przez przedsiębiorstwa energetyczne, **oddział terenowy w Poznaniu** zwrócił się do operatora systemu dystrybucyjnego z prośbą o przesłanie informacji dotyczących awarii sieci elektroenergetycznych występujących na terenie całej Wielkopolski w okresie 1-2 sierpnia 2017 r. Z informacji nadesłanych przez OSD wynika, że na terenie woj. wielkopolskiego nastąpiły wówczas: 694 awarie sieci nN (w tym 600 awarii trwających

⁷⁸⁾ Dz. U. z 2007 r. Nr 993, poz. 623 z późn. zm.

do 12 godz., 44 awarie o czasie trwania od 12 do 24 godz., 50 awarii trwających powyżej 24 godz.), łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 10 098, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej 4,645 MWh; 236 awarii sieci SN (w tym 217 awarii trwających do 12 godz., 18 awarii o czasie trwania od 12 do 24 godz., 1 awaria trwająca powyżej 24 godz.), łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 165 132, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej 349, 708 MWh; brak awarii sieci WN. Ponadto realizując powyższe kompetencje zwrócono się do dwóch operatorów systemu dystrybucyjnego z prośbą o przesłanie informacji dotyczących awarii sieci elektroenergetycznych występujących na terenie woj. wielkopolskiego i kujawsko-pomorskiego w okresie 9-13 sierpnia 2017 r. Z wyjaśnień OSD wynika, że w nocy z 11 na 12 sierpnia w pasie od Dolnego Śląska przez Wielkopolskę, Kujawy i Pomorze przeszły gwałtowne burze, których katastrofalne skutki odczuwane będą jeszcze długo. Żywiół wyrządził ogromne szkody, również w infrastrukturze przedsiębiorstwa. Katakliizm na obszarze OSD zniszczył łącznie blisko 70 słupów wysokiego napięcia. W kulminacyjnym momencie, czyli w piątkową noc 11 sierpnia, na terenie przedsiębiorstwa bez napięcia było 14 Głównych Punktów Zasilających, 7 268 stacji elektroenergetycznych SN/nN, uszkodzonych zostało 313 linii średniego napięcia oraz aż 24 kluczowe dla systemu linie wysokiego napięcia 110 kV. Problemy z dostawami prądu dotknęły ponad 2 000 miejscowości, w sumie ok. 250 tys. odbiorców. Brygady elektromonterów OSD już w nocy 11 sierpnia przystąpiły do pracy. Zmobilizowane zostały wszystkie dostępne ekipy. Z informacji nadesłanych przez operatora systemu dystrybucyjnego wynika, że na terenie woj. kujawsko-pomorskiego nastąpiło 730 awarii sieci nN trwających do 24 godz. (łączny czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 4 668 godz., łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 4 530, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej 12 135 kWh), 193 awarie sieci SN trwające do 24 godz. (łączny czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 766 godz., łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 201 493, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej 99 589 kWh), 3 awarie sieci WN trwające do 24 godz. (łączny czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 0,1 godz., łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 7 904, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej 296 kWh). Na terenie woj. kujawsko-pomorskiego nastąpiło 126 awarii sieci nN trwających powyżej 24 godz. (łączny czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 4 208 godz., łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 695, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej 8 866 kWh), 3 awarie sieci SN trwające powyżej 24 godz. (łączny czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 108 godz., łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 524, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej 735 kWh), brak awarii sieci WN trwających powyżej 24 godz.

Na terenie woj. wielkopolskiego nastąpiło 706 awarii sieci nN trwających do 24 godz. (łączny czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 4 802 godz., łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 7 359, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej 21 302 kWh), 276 awarii sieci SN trwających do 24 godz. (łączny czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 1 586 godz., łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 190 166, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej 208 336 kWh), 2 awarie sieci WN trwające do 24 godz. Na terenie województwa wielkopolskiego nastąpiło 160 awarii sieci nN trwających powyżej 24 godz. (łączny czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 5 949 godz., łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 1 467, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej 21 282 kWh), 18 awarii sieci SN trwających powyżej 24 godz. (łączny czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 631 godz., łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 13 477, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej 41 888 kWh), brak awarii sieci WN trwających powyżej 24 godz.

Dodatkowo zwrócono się do dwóch operatorów systemu dystrybucyjnego z prośbą o przesłanie informacji dotyczących awarii sieci elektroenergetycznych występujących na terenie woj. wielkopolskiego i kujawsko-pomorskiego w okresie 5-6 października 2017 r. Z informacji nadesłanych przez jednego z operatorów systemu elektroenergetycznego wynika, że na terenie woj. kujawsko-pomorskiego nastąpiło 165 awarii sieci nN trwających do 24 godz. (łączny czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 667 godz., łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 1 090, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej 1 937 kWh), 24 awarie sieci SN trwające do 24 godz. (łączny czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 77 godz., łączna liczba odbiorców

pozbawionych napięcia: 17 697, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej 7 578 kWh), 1 awaria sieci WN trwająca do 24 godz. Na terenie woj. kujawsko-pomorskiego nie wystąpiły awarie sieci trwające powyżej 24 godz.

Na terenie woj. wielkopolskiego nastąpiło 415 awarii sieci nN trwających do 24 godz. (łącznie czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 4 485 godz., łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 5 930, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej 37 481 kWh), 128 awarii sieci SN trwających do 24 godz. (łącznie czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 1 527 godz., łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 159 091, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej 415 034 kWh), 5 awarii sieci WN trwających do 24 godz. (łącznie czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 39,1 godz., łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 13 242, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej 92 073 kWh). Na terenie woj. wielkopolskiego nastąpiło 605 awarii sieci nN trwających powyżej 24 godz. (łącznie czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 31 862 godz., łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 6 745, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej 189 758 kWh), 57 awarii sieci SN trwających powyżej 24 godz. (łącznie czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 2 803 godz., łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 84 830, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej 572 622 kWh), brak awarii sieci WN trwających powyżej 24 godz.

Z wyjaśnień OSD wynika, że w czwartek 5 października 2017 r. przeszedł orkan „Ksawery”. W wyniku spowodowanych przez żywioł szkód w infrastrukturze energetycznej, ponad 600 tys. odbiorców pozostawało bez prądu. To trzy razy więcej niż po sierpniowych wichurach. Awaryjnie wyłączono 48 linii 110 kV i 46 Głównych Punktów Zasilających z obszaru dystrybucji. Bez zasilania pozostawało blisko 15 tys. stacji transformujących średnie napięcie na niskie, czyli dwukrotnie więcej niż po poprzedniej, sierpniowej nawałnicy. Na terenie woj. wielkopolskiego i kujawsko-pomorskiego w kulminacyjnym momencie czyli czwartkową noc, bez napięcia było 11 Głównych Punktów Zasilających, 7 297 stacji elektroenergetycznych SN/nN, uszkodzonych zostało 294 linii średniego napięcia oraz 10 linii wysokiego napięcia 110 kV. Problemy z dostawami prądu dotknęły 1 984 miejscowości, w sumie ok. 270 tys. odbiorców.

Zwrócono się również z prośbą o przesłanie informacji dotyczących awarii sieci elektroenergetycznych występujących na terenie woj. wielkopolskiego i kujawsko-pomorskiego w okresie 28-29 października 2017 r. Jeden z operatorów systemu dystrybucyjnego wyjaśnił, że na terenie woj. kujawsko-pomorskiego nastąpiły 122 awarie sieci nN trwające do 24 godz. (łącznie czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 532 godz., łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 965, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej 2 128 kWh), 33 awarie sieci SN trwające do 24 godz. (łącznie czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 56 godz., łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 25 897, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej 9 081 kWh), 2 awarie sieci WN trwające do 24 godz. Na terenie woj. kujawsko-pomorskiego nie wystąpiły awarie sieci trwające powyżej 24 godz.

Na terenie woj. wielkopolskiego nastąpiło 347 awarii sieci nN trwających do 24 godz. (łącznie czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 1 435 godz., łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 3 139, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej 6 944 kWh), 40 awarii sieci SN trwających do 24 godz. (łącznie czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 115 godz., łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 22 204, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej 18 036 kWh), 2 awarie sieci WN trwające do 24 godz. Na terenie województwa wielkopolskiego nastąpiło 7 awarii sieci nN trwających powyżej 24 godz. (łącznie czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 202 godz., łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 112, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej 852 kWh), 1 awaria sieci SN trwająca powyżej 24 godz. (łącznie czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 28 godz., łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 1 391, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej 1 548 kWh), brak awarii sieci WN trwających powyżej 24 godz.

Z wyjaśnień drugiego operatora systemu dystrybucyjnego wynika, że 29 października nad obszarem północno-zachodniej Polski przeszedł orkan „Grzegorz”. Orkan pozbawił napięcia ponad 160 tys. odbiorców OSD, niszcząc infrastrukturę sieciową i zrywając linie energetyczne. Na obszarze spółki, po

jego przejściu, bez napięcia było 12 linii wysokiego napięcia 110 kV oraz 300 linii średniego napięcia. Trzy stacje WN/SN oraz 3754 stacji 5N/nN zostało pozbawionych napięcia. Najpoważniejsza sytuacja była w woj. lubuskim i wielkopolskim. Brygady elektromonterskie do późnego niedzielnego wieczora (29.10) przywróciły dostawy energii elektrycznej do prawie wszystkich odbiorców. W poniedziałek od rana skupiły się na usuwaniu ostatnich uszkodzeń na liniach średniego napięcia. W Wielkopolsce energia elektryczna wróciła do wszystkich domów w poniedziałek nad ranem, a na pozostałym obszarze dotkniętym skutkami nawałnicy – do końca tego dnia (30.10). Podczas przejścia orkanu na terenie woj. wielkopolskiego oraz kujawsko-pomorskiego nie doszło do wyłączeń linii wysokiego napięcia 110 kV oraz Głównych Punktów Zasilających.

Podczas każdego z przeprowadzonych monitoringów dokonywania napraw sieci zapytano OSD, jakie środki zaradcze podejmują w celu uniknięcia tego rodzaju awarii w przyszłości.

Pierwszy z OSD poinformował, że wypełniając obowiązki operatora systemu dystrybucyjnego zgodnie z przyznaną koncesją oraz regulacjami zewnętrznymi i wewnętrznymi prowadzi systematyczną i planową eksploatację sieci elektroenergetycznej ograniczając tym samym ryzyko wystąpienia awarii i przerw w dostawie energii elektrycznej do odbiorców. Należy zauważyć, że poprzez systematyczną realizację przez spółkę takich zabiegów eksploatacyjnych jak: oględziny elektroenergetycznych linii napowietrznych, systematyczna wycinka drzew i krzewów pod liniami napowietrzными oraz przeglądy linii i urządzeń elektroenergetycznych ograniczany jest wpływ niekorzystnych warunków atmosferycznych jak: burze, porywiste wiatry. Niemniej pomimo przedsięwziętych środków zaradczych w przypadku wystąpienia nagłych zjawisk atmosferycznych o dużym nasileniu mogą wystąpić awarie elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej jak to miało miejsce 1-2 sierpnia br. na terenie Wielkopolski, które były niezwłocznie usuwane.

Ponadto w celu ograniczenia skutków awarii spowodowanych anomaliami pogodowymi, spółka w ramach Planów Rozwoju na lata 2014-2019 oraz 2017-2022 wdrożyła 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 napowietrznych i kablowych, jak również zabudowę sterowalnych punktów łączeniowych w głębi sieci. Przy czym należy zaznaczyć, że podstawowymi założeniami obecnie obowiązującego Planu Rozwoju na lata 2017-2022 jest wyeliminowanie lub maksymalne zmniejszenie przerw w dostawach energii elektrycznej do odbiorców poprzez:

- opracowanie i wdrożenie koncepcji rozwoju sieci SN dla całej spółki,
- kontynuację realizacji koncepcji sieci inteligentnych, która zakłada wprowadzenie zdalnego sterowania i monitorowania do wybranych punktów w głębi sieci SN oraz zautomatyzowanie procesów wykonywanych dotychczas przez realizowanych przez dyspozytora i brygady pogotowia energetycznego (FDIR),
- wyniesienie linii napowietrznych z terenów leśnych lub ich przebudowę na linie kablowe.

Jednocześnie drugi OSD poinformował, że dokłada wszelkich starań by ograniczyć skutki awarii oraz przywrócić zasilanie odbiorcom w możliwie najkrótszym czasie. W celu zachowania ciągłości dostaw energii elektrycznej do odbiorców stosowane jest również zasilanie wydzielonej sieci elektroenergetycznej z agregatów prądotwórczych. Ponadto w spółce zreorganizowano i doposażono brygady wykonawcze w niezbędny sprzęt celem zwiększenia zakresu prac realizowanych przez te brygady. Dodatkowo, w celu maksymalnego ograniczenia przerw w dostawach energii elektrycznej do odbiorców systematycznie zwiększany jest zakres prac realizowanych w technologii prac pod napięciem zarówno przez wykonawców wewnętrznych, jak i zewnętrznych. Prace w zakresie zlokalizowania miejsca wystąpienia uszkodzeń w sieci, wykonania niezbędnych przetęczeń oraz naprawcze dla przywrócenia zasilania odbiorcom są podejmowane niezwłocznie po wystąpieniu awarii i prowadzone przez pracowników OSD i współpracujących zewnętrznych firm wykonawczych.

Dodatkowo OSD poinformowała, że każdy przypadek wystąpienia awarii elementu linii elektroenergetycznej lub urządzenia analizowany jest pod kątem jej przyczyny, a wnioski wynikające z analizy służą do poprawy stanu technicznego sieci elektroenergetycznej.

Dodatkowo jeden z OSD wyjaśnił, że w celu ograniczenia rozmiarów i czasów wyłączeń odbiorców kontynuuje szereg wcześniej rozpoczętych działań mających na celu w głównej mierze poprawę odporności sieci na zjawiska atmosferyczne oraz usprawnienie procesu lokalizacji i usunięcia awarii, w tym m.in.:

- wymiana przewodów gołych na linie kablowe i 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 cyfrowej (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.

Zasady postępowania w przypadkach wystąpienia wzmożonych awarii określone są w obowiązującej procedurze „Zasady postępowania w sytuacji kryzysowej spowodowanej awariami masowymi”, na podstawie której m.in. poszczególne oddziały spółki zawarły porozumienia z wykonawcami zewnętrznymi (w tym z firmami wycinkowymi) w zakresie gotowości do współpracy przy usuwaniu awarii w sieci dystrybucyjnej OSD.

W ramach monitorowania dokonywania napraw sieci elektroenergetycznych przez przedsiębiorstwa energetyczne **oddział terenowy w Szczecinie** wystąpił do dwóch operatorów systemu dystrybucyjnego działających na terenie oddziału, o przekazanie danych dotyczących m.in. przerw w dostawach energii elektrycznej do odbiorców w 2017 r., zarówno planowanych, jak i będących skutkiem awarii. Z danych przedstawionych przez pierwszego z OSD wynika, że dla znajdujących się na terenie oddziału terenowego w Szczecinie wystąpiło na sieci nN: 2 184 przerw planowanych (w tym długich – 2 182, bardzo długich – 2), 14 931 przerw nieplanowanych (w tym długich – 13 641, bardzo długich – 667, katastrofalnych – 623), na sieci SN: 6 197 przerw planowanych (w tym długich – 6 192, bardzo długich – 5), 78 023 przerw nieplanowanych (w tym długich oraz 73 819, bardzo długich – 1 969, katastrofalnych – 2 235,), na sieci WN: 104 przerwy nieplanowane (w tym długich – 88, bardzo długich – 9, katastrofalnych – 7).

Lp.	Nazwa wskaźnika	Rodzaj przerwy w dostawach energii elektrycznej	Wartość wskaźnika
1	SAIDI (minuty/odbiorcę)	przerwy planowe	53
		przerwy nieplanowe	447
		przerwy nieplanowe z katastrofalnymi	699
2	SAIFI (liczba przerw/odbiorcę)	przerwy planowe	0,30
		przerwy nieplanowe	4,61
		przerwy nieplanowe z katastrofalnymi	4,70
3	MAIFI		5,88

W związku z awarią na sieciach nN, SN i WN, pozbawionych dostaw energii na tych obszarach zostało łącznie: 4 787 222 odbiorców (w tym z tytułu przerw długich 4 588 036, z tytułu przerw bardzo długich 122 069, z tytułu przerw katastrofalnych 77 117).

Najczęstszymi przyczynami awarii były zjawiska atmosferyczne (tj. burze, wichury, huragany), uszkodzenia podczas prac ziemnych osób postronnych, samoistne uszkodzenia kabli, izolatorów, elementów stacji oraz bliskość drzew. W każdym przypadku podejmowane były działania w celu szybkiego przywrócenia dostaw energii elektrycznej.

Z danych przedstawionych przez drugiego z OSD znajdujących się na terenie **oddziału terenowego w Szczecinie** wynika, że na sieci nN wystąpiło 216 przerw planowanych (w tym długich – 216), 4 265 przerw nieplanowanych (w tym długich – 4 103, bardzo długich – 134, katastrofalnych 28), na sieci SN: 815 przerw planowanych (w tym długich – 812, bardzo długich – 3), 1 229 przerw nieplanowanych (w tym długich – 1 164, bardzo długich – 54, katastrofalnych 11), na sieci WN: 2 długie przerwy planowane oraz 6 długich przerw nieplanowanych.

Wskazano również, że ustalono następujące wskaźniki:

Lp.	Nazwa wskaźnika	Rodzaj przerwy w dostawach energii elektrycznej	Wartość wskaźnika
1	SAIDI (minuty/odbiorcę)	przerwy planowe	41
		przerwy nieplanowe	162
		przerwy nieplanowe z katastrofalnymi	165
2	SAIFI (liczba przerw/odbiorcę)	przerwy planowe	0,26
		przerwy nieplanowe	2,66
		przerwy nieplanowe z katastrofalnymi	2,66
3	MAIFI		6,56

W wyniku awarii na sieciach nN, SN i WN, pozbawionych dostaw energii na tych obszarach zostało łącznie 746 542 odbiorców (w tym z tytułu przerw długich 742 639, z tytułu przerw bardzo długich 3 528, z tytułu przerw katastrofalnych 375). Podobnie jak u pierwszego OSD, najczęstszymi przyczynami awarii były zjawiska atmosferyczne (tj. burze, wichury, huragany), samoistne uszkodzenia kabli, izolatorów, elementów stacji, oraz bliskość drzew. W każdym przypadku podejmowane były działania w celu szybkiego przywrócenia dostaw energii elektrycznej.

Na terenie działania **oddziału terenowego we Wrocławiu** w 2017 r. w sieci elektroenergetycznej należącej do OSD miały miejsce awarie sieci nN, SN i WN trwające do 24 godz.

Na obszarze woj. dolnośląskiego wystąpiło 9 477 awarii o sumarycznym czasie trwania 1 618 433 min, z czego na poszczególne poziomy napięcia sieci dystrybucyjnej przypadło odpowiednio:

- sieć dystrybucyjna WN: 26 awarii o sumarycznym czasie trwania 2 508 min,
- sieć dystrybucyjna SN: 4 430 awarii o sumarycznym czasie trwania 645 228 min,
- sieć dystrybucyjna nN: 5 021 awarii o sumarycznym czasie trwania 970 697 min.

Natomiast na obszarze woj. opolskiego w 2017 r. wystąpiło 5 088 awarii o sumarycznym czasie trwania 743 408 min, z czego na poszczególne poziomy napięcia sieci dystrybucyjnej przypadło odpowiednio:

- sieć dystrybucyjna WN: 13 awarii o sumarycznym czasie trwania 1 583 min,
- sieć dystrybucyjna SN: 2 141 awarii o sumarycznym czasie trwania 255 012 min,
- sieć dystrybucyjna nN: 2 934 awarii o sumarycznym czasie trwania 486 813 min.

Liczba oraz czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej

W sieci dystrybucyjnej OSD na obszarze woj. dolnośląskiego w 2017 r. wystąpiło 175 114 planowanych i nieplanowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej do odbiorców o sumarycznym czasie trwania 10 619 658 min, przy czym na poszczególne rodzaje przerw przypadło odpowiednio:

- przerwy krótkie (przerwy trwające nie krócej niż 1 sek. i nie dłużej niż 3 min): 75 374 przerw o sumarycznym czasie trwania 90 191 min,
- przerwy długie (przerwy trwające nie krócej niż 3 min i nie dłużej niż 12 godz.): 97 466 przerw o sumarycznym czasie trwania 7 482 447 min,
- przerwy bardzo długie (przerwy trwające nie krócej niż 12 godz. i nie dłużej niż 24 godz.): 1 652 przerw o sumarycznym czasie trwania 1 659 381 min,
- przerwy katastrofalne (przerwy trwające dłużej niż 24 godz.): 622 przerw o sumarycznym czasie trwania 1 387 639 min.

Natomiast w sieci OSD na obszarze woj. opolskiego w 2017 r. wystąpiło 70 387 planowanych i nieplanowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej do odbiorców o sumarycznym czasie trwania 3 160 756 min, przy czym na poszczególne rodzaje przerw przypadło odpowiednio:

- przerwy krótkie (przerwy trwające nie krócej niż 1 sek. i nie dłużej niż 3 min): 32 182 przerw o sumarycznym czasie trwania 33 840 min,
- przerwy długie (przerwy trwające nie krócej niż 3 min i nie dłużej niż 12 godz.): 37 791 przerw o sumarycznym czasie trwania 2 662 915 min,
- przerwy bardzo długie (przerwy trwające nie krócej niż 12 godz. i nie dłużej niż 24 godz.): 360 przerw o sumarycznym czasie trwania 354 882 min,
- przerwy katastrofalne (przerwy trwające dłużej niż 24 godz.): 54 przerw o sumarycznym czasie trwania 109 119 min.

Wskaźniki jakości dostarczania energii elektrycznej dla sieci elektroenergetycznej OSD na obszarze woj. dolnośląskiego i opolskiego w 2017 r. przedstawiono poniżej. Wskaźniki skalkulowano przy uwzględnieniu przerw występujących w sieciach dystrybucyjnych WN, SN i nN OSD oraz liczby obsługiwanych odbiorców na poziomie 1 389 699 dla woj. dolnośląskiego oraz 452 078 dla woj. opolskiego.

Lp.	Nazwa wskaźnika	Rodzaj przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej	Wartość wskaźnika
WOJEWÓDZTWO DOLNOŚLĄSKIE			
1	SAIDI (minuty/odbiorcę)	przerwy planowe	33,50
		przerwy nieplanowe bez katastrofalnych	236,01
		przerwy nieplanowe z katastrofalnymi	260,67
		przerwy – razem	294,17
2	SAIFI (liczba przerw/odbiorcę)	przerwy planowe	0,24
		przerwy nieplanowe bez katastrofalnych	3,37
		przerwy nieplanowe z katastrofalnymi	3,38
		przerwy – razem	3,62
3	MAIFI (liczba przerw/odbiorcę)	przerwy – razem	3,01
WOJEWÓDZTWO OPOLSKIE			
1	SAIDI (minuty/odbiorcę)	przerwy planowe	44,00
		przerwy nieplanowe bez katastrofalnych	222,37
		przerwy nieplanowe z katastrofalnymi	227,47
		przerwy – razem	271,47
2	SAIFI (liczba przerw/odbiorcę)	przerwy planowe	0,33
		przerwy nieplanowe bez katastrofalnych	3,63
		przerwy nieplanowe z katastrofalnymi	3,64
		przerwy – razem	3,97
3	MAIFI (liczba przerw/odbiorcę)	przerwy – razem	3,54

Łączna liczba odbiorców pozbawionych dostaw energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej OSD w 2017 r. z uwzględnieniem przerw planowanych i nieplanowanych, wyniosła 9 227 765 odbiorców na obszarze woj. dolnośląskiego oraz 3 391 320 odbiorców na obszarze woj. opolskiego.

Liczba odbiorców pozbawionych dostaw energii elektrycznej przedstawiona w niniejszym punkcie stanowi sumę liczby odbiorców objętych kolejnymi przerwami w dostawach energii elektrycznej. W praktyce oznacza to, że odbiorców, których przerwy w dostawach energii dotknęły więcej niż raz uwzględniono w kalkulacji kilkukrotnie.

Niezwłoczne usuwanie uszkodzeń sieci dystrybucyjnej wywołanej awariami w niej występującymi oraz zachowywanie ciągłości dostarczania energii elektrycznej do odbiorców stanowi jeden z priorytetów OSD. W związku z przyjętą polityką działania w 2017 r., analogicznie jak w latach poprzednich, OSD starał się usuwać wszystkie uszkodzenia w sieci dystrybucyjnej tak szybko jak to możliwe przy wykorzystaniu wszystkich dostępnych zasobów. Równocześnie, mając na względzie zapewnienie właściwej niezawodności zasilania klientów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, OSD

podejmuje szereg działań eksploatacyjnych, remontowych i inwestycyjnych związanych z właściwym utrzymaniem sieci elektroenergetycznej wypełniając w ten sposób obowiązki wynikające z ustawy – Prawo energetyczne.

W OSD funkcjonuje proces „Przygotowanie i realizacja zadań związanych z usuwaniem awarii”, który zapewnia optymalną współpracę służb dyspozytorskich prowadzących ruch sieci elektroenergetycznej ze służbami serwisu realizującymi działania naprawcze. Służby dyspozytorskie prowadzące ruch sieci elektroenergetycznej, pełniąc całodobowe dyżury, dysponują zespołami pogotowia energetycznego, przeszkolonymi brygadami oraz doświadczoną kadrą inżyniersko-techniczną. Proceduralnie postępowanie przy likwidowaniu stanów awaryjnych na sieci dystrybucyjnej, w tym postępowanie w przypadku wystąpienia awarii masowej, zostało uregulowane i opisane w „Instrukcji postępowania przy likwidacji stanów awaryjnych występujących w sieci elektroenergetycznej” oraz „Instrukcji postępowania w przypadku wystąpienia awarii masowej w sieci dystrybucyjnej”.

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. 4,15%) 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. Ważne jest także to, jak korzystanie z prawa wyboru sprzedawcy zmienia się w czasie, geograficznie i czy wszyscy odbiorcy, z różnych grup taryfowych zachowują się podobnie, czy też nie. Sytuacja w zakresie korzystania z TPA przez odbiorców przyłączonych do sieci poszczególnych OSD została przedstawiona w tab. 16 (porównanie lat 2016 i 2017).

W 2017 r. monitorowaniem objętych zostało 30 OSD, tj. pięciu dużych, wydzielonych w procesie *unbundlingu* oraz 25⁷⁹⁾ tzw. OSD Energetyki Przemysłowej, działających jako przedsiębiorstwa zintegrowane pionowo, tzn. prowadzące równocześnie działalność sieciową i obrotową.

⁷⁹⁾ Dane do Sprawozdania wzięto z jednorazowego badania rocznego. Badaniem za 2017 r. objęte są jedynie przedsiębiorstwa zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej oraz spełniające kryterium – minimum 100 odbiorców przyłączonych do sieci elektroenergetycznej. W 2016 r. było to 26 przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo. Zatem badanie za 2017 r. przeprowadzone zostało analogicznie dla ww. przedsiębiorstw. W wyniku otrzymanych danych w jednorazowym badaniu za 2017 r. liczba przedsiębiorstw spełniających kryteria zmniejszyła się do 25 podmiotów.

Tabela 16. Prawo wyboru sprzedawcy w latach 2016-2017

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 [%]	
	2016 r.	2017 r.		2016 r.	2017 r.	2016 r.	2017 r.
			w tym jedn. samorządu ter.				
PGE Dystrybucja S.A.	163 902	193 194	1 271	13 736 713	15 400 022	40,00	43,61
ENERGA OPERATOR S.A.	145 915	164 699	2 029	9 855 548	10 029 280	44,67	45,36
TAURON Dystrybucja S.A.	129 903	126 693	953	27 436 037	27 282 914	57,80	55,61
ENEA Operator Sp. z o.o.	105 756	174 433	482	8 028 791	8 099 005	42,84	42,05
innogy Stoen Operator Sp. z o.o.	49 401	62 368	64	3 744 232	3 662 398	50,79	48,90
Razem 5 dużych OSD	594 877	721 387	4 799	62 801 321	64 473 620	48,31	48,39
OSD Energetyki Przemysłowej	1 655	1 932	x	2 052 098	2 199 856	30,44	30,63
Suma OSD	596 532	723 319	x	64 853 418	66 673 476	47,43	47,48

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

Źródło: URE na podstawie danych przedstawionych przez OSD.

W tabeli poniżej przedstawione zostały informacje charakteryzujące w jaki sposób kształtowała się sytuacja w zakresie wyboru sprzedawcy na terenie poszczególnych operatorów systemów dystrybucyjnych z wyszczególnieniem odbiorców w gospodarstwach domowych.

Tabela 17. Prawo wyboru sprzedawcy – sytuacja w różnych grupach odbiorców komercyjnych i w gospodarstwach domowych

Operator systemu dystrybucyjnego	Liczba odbiorców TPA				Wolumen dostarczonej energii w ramach TPA [MWh]			
	2016 r.		2017 r.		2016 r.		2017 r.	
	A, B, C	G	A, B, C	G	A, B, C	G	A, B, C	G
PGE Dystrybucja S.A.	36 936	126 966	40 767	152 427	13 429 936	306 776	14 929 413	470 609
ENERGA OPERATOR S.A.	45 997	99 918	50 926	113 773	9 580 109	275 439	9 759 085	270 195
TAURON Dystrybucja S.A.	38 662	91 241	40 294	86 399	27 067 207	368 830	26 898 198	384 716
ENEA Operator Sp. z o.o.	31 337	74 419	91 679	82 754	7 828 502	200 289	7 889 812	209 193
innogy Stoen Operator Sp. z o.o.	9 829	39 572	10 842	51 526	3 571 582	172 650	3 490 795	171 603
Razem 5 dużych OSD	162 761	432 116	234 508	486 879	61 477 337	1 323 984	62 967 303	1 506 316
OSD Energetyki Przemysłowej	1 523	132	1 774	158	2 041 598	10 500	2 187 976	11 880
Suma OSD	164 284	432 248	236 282	487 037	63 518 935	1 334 483	65 155 279	1 518 196

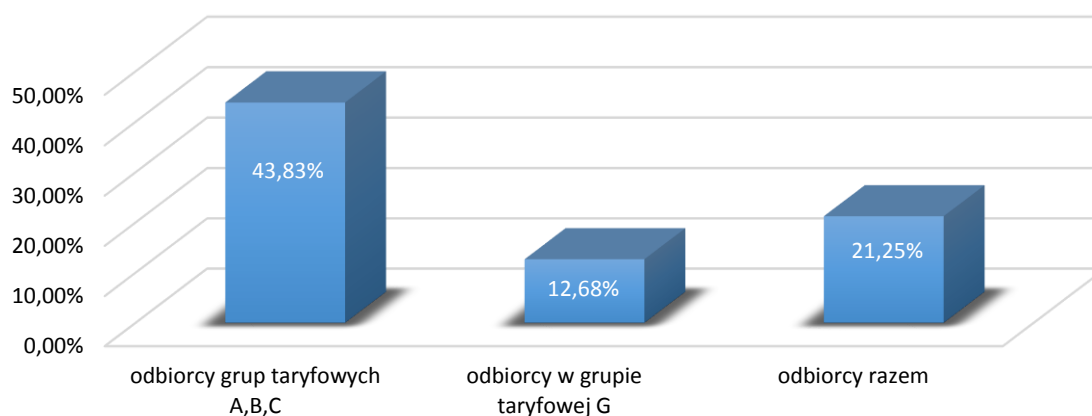
Źródło: URE na podstawie danych przedstawionych przez OSD.

Analiza z uwzględnieniem podziału na grupy odbiorców pozwala stwierdzić, że w 2017 r. odnotowano wzrost liczby odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę w stosunku do 2016 r. W grupach odbiorców komercyjnych A, B, C w 2017 r. nastąpił wzrost liczby odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę

o 43,83% w stosunku do stanu z końca 2016 r., firmy w dalszym ciągu szukają możliwości obniżenia kosztów zakupu energii elektrycznej i korzystają aktywnie z tego prawa (rys. 27).

W odniesieniu do segmentu odbiorców w gospodarstwach domowych odnotowano również niewielki wzrost liczby odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę, o 12,68% w odniesieniu do stanu z końca 2016 r. Jednak obserwując lata poprzednie można zaobserwować spadek tempa zmian wskaźnika TPA w segmencie gospodarstw domowych w porównaniu z segmentem przedsiębiorstw. Jednak w dalszym ciągu Prezes URE udostępnia porównywarke ofert cenowych dla gospodarstw domowych na stronach internetowych URE, dzięki której odbiorcy w gospodarstwach domowych mogą porównać i dokonać wyboru najkorzystniejszej oferty. Czynnikiem wpływającym na zaobserwowany stan był spadek aktywności w pozyskiwaniu nowych klientów przez spółki obrotu energią elektryczną, przez chociażby alternatywnych sprzedawców (nowych spółek obrotu). Poza tym w dalszym ciągu rozwój rynku detalicznego ma również swoje negatywne aspekty. W 2017 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 brokerów). Oceniając wskaźniki wzrostu pamiętać należy jednak, że w ujęciu globalnym ciągle stosunkowo niewielu odbiorców (ok. 4,15%) skorzystało do tej pory z prawa do zmiany sprzedawcy, choć podkreślić trzeba także fakt, że w stosunku do 2016 r. nastąpił nieznaczny wzrost tego wskaźnika (w 2016 r. poziom ten wyniósł 3,46%).

Rysunek 27. Procentowa zmiana liczby odbiorców TPA wg stanu na koniec 2017 r. w porównaniu do roku poprzedniego w podziale na grupy taryfowe



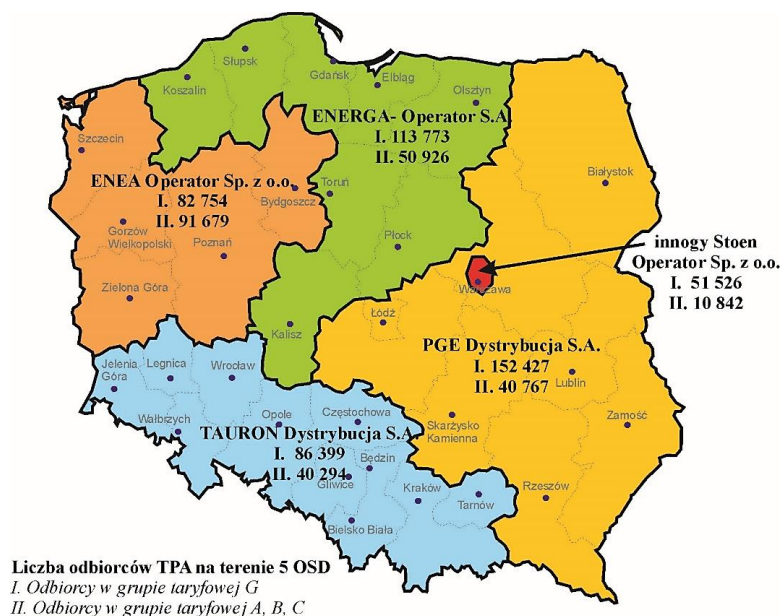
Źródło: URE na podstawie danych przedstawionych przez OSD.

Z analizy danych przedstawionych przez poszczególnych operatorów wynika, że w 2017 r. korzystanie z prawa TPA było zróżnicowane w zależności od regionu kraju (rys. 28). Największa liczba odbiorców w grupach A, B, C, którzy zmienili sprzedawcę, występowała na terenie działania ENEA Operator Sp. z o.o. – było to 91 679 odbiorców. Natomiast w segmencie odbiorców w gospodarstwach domowych największa liczba odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę występowała na terenie działania PGE Dystrybucja S.A. i wyniosła 152 427 odbiorców. Niewiele mniejsza liczba odbiorców w tym segmencie wystąpiła na terenie działania ENERGA OPERATOR S.A. i wyniosła 113 773 odbiorców.

W 2017 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 55,61% całości dostaw (27 282,9 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 28. Korzystanie z prawa wyboru sprzedawcy na terenie działania poszczególnych operatorów systemów dystrybucyjnych



Źródło: URE.

Całkowita ilość energii elektrycznej sprzedanej w 2017 r. odbiorcom końcowym na warunkach rynkowych, tzn. po skorzystaniu z zasady TPA (dostarczonej sieciami dystrybucyjnymi) wyniosła 66 673,47 GWh, tj. 47,48% energii dostarczonej ogółem odbiorcom końcowym. Warto wskazać, że w 2016 r. odbiorcom końcowym na warunkach rynkowych, tzn. po skorzystaniu z zasady TPA dostarczono energię elektryczną w ilości 64 853,4 GWh, tj. 47,43% energii dostarczonej ogółem odbiorcom końcowym. Przytoczone dane wskazują na rozwój konkurencji na rynku energii elektrycznej w Polsce.

Jako odbiorców z grup A, B i C należy rozumieć tych spośród odbiorców końcowych, którzy pobierają energię elektryczną na napięciach wysokim, średnim oraz niskim na potrzeby inne niż socjalno-bytowe. Są to odbiorcy, wobec których ceny energii elektrycznej nie podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE. Odbiorcy z grupy taryfowej G są natomiast odbiorcami pobierającymi energię na napięciu niskim na potrzeby socjalno-bytowe. Taryfy na sprzedaż energii elektrycznej dla tych odbiorców ciągle jeszcze podlegają procesowi zatwierdzenia przez Prezesa URE. Ponadto należy wskazać, że taryfy stosowane są wyłącznie w zakresie sprzedawcy z urzędu. Sprzedaż energii elektrycznej w zakresie, w jakim nie dotyczy ona sprzedaży przez sprzedawcę z urzędu, odbywa się na podstawie cenników, które nie są zatwierdzane przez Prezesa URE.

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 18. Dostawa energii elektrycznej do grup odbiorców końcowych

Grupy odbiorców wg skali zakupu [MWh]	Liczba odbiorców ogółem w 2017 r. [szt.]	Energia dostarczona ogółem w 2017 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	5 493	64 021 320	3 218	38	50 140 292	154 376
50-2 000	112 655	26 327 081	47 037	2 820	10 698 007	474 944
< 50	17 234 072	42 884 224	184 253	484 021	2 129 004	876 996
Razem	17 352 220	133 232 625	234 508	486 879	62 967 303	1 506 316
OSD Energetyki Przemysłowej						
> 2 000	364	5 697 322	147	2	1 868 772	2 570
50-2 000	4 593	1 099 897	787	30	304 911	9 008
< 50	60 874	383 962	840	126	14 293	302
Razem	65 831	7 181 181	1 774	158	2 187 976	11 880
OSD Razem						
> 2 000	5 857	69 718 642	3 365	40	52 009 063	156 946
50-2 000	117 248	27 426 978	47 824	2 850	11 002 919	483 952
< 50	17 294 946	43 268 186	185 093	484 147	2 143 297	877 298
SUMA OSD	17 418 051	140 413 806	236 282	487 037	65 155 279	1 518 196

Źródło: URE.

6.5. Ocena realizacji Programów Zgodności

Sprawozdania z realizacji 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 zostały przesłane Prezesowi URE w ustawowym terminie. W sprawozdaniach tych zostały ujęte wymagane przez Prezesa URE zagadnienia, jednakże – podobnie jak w poprzednich latach – sprawozdania różniły się od siebie stopniem szczegółowości opisanych działań.

Dostępność Programu Zgodności

Wszyscy operatorzy opublikowali na swoich stronach internetowych Programy Zgodności. Dodatkowo regulator zaleca udostępnić treść Programów w biurach obsługi klienta, tak by dostęp do niego mieli również użytkownicy systemu nie posiadający dostępu do Internetu. Dobrą praktyką powinno być przygotowanie wersji Programu Zgodności dostosowanych graficznie pod kątem osób starszych i niepełnosprawnych.

Skargi i wnioski oraz naruszenia Programów Zgodności

W 2017 r. Prezes URE wymierzył karę pieniężną jednemu z OSD za naruszenie Programu Zgodności tj. za przesyłanie danych pomiarowych odbiorców do innych przedsiębiorstw obrotu, niż będące sprzedawcami energii elektrycznej dla tych odbiorców. W związku z tym, w OSD przeprowadzony został wewnętrzny audyt, w wyniku którego Inspektor ds. zgodności powiadomiony został, że w OSD dochodzi do naruszenia Programu zgodności, poprzez traktowanie sprzedawcy z grupy kapitałowej w sposób uprzywilejowany. Sytuacja ta ma związek z wdrażaniem systemu informatycznego. W sprawozdaniu z realizacji Programu Zgodności wskazano, że sprzedawca z grupy kapitałowej zadeklarował, iż do końca 2018 r. uruchomi częściowo komunikację zgodną z obowiązującym w OSD

dokumentem „Standardy wymiany informacji”. Inspektor ds. zgodności wskazał, że w 2017 r. zidentyfikowano przypadki (dotyczące trzech odbiorców), które wskazują na możliwość naruszenia Programu Zgodności poprzez przekazywanie danych sensytywnych sprzedawcy z grupy kapitałowej – w sprawach tych OSD przedstawił Prezesowi URE szczegółowe wyjaśnienia.

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. W sprawozdaniach za 2017 r. nie stwierdzono w tym zakresie uchybień.

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 wszyscy pracownicy zostali przeszkoleni w zakresie Programu. Za dobrą praktykę w ocenie Prezesa URE należy uznać przeprowadzanie przez Inspektorów cyklicznych szkoleń odświeżających nabytą przez pracowników wiedzę. OSD wdrażają i rozwijają elektroniczne platformy szkoleniowe, które odgrywają coraz większą rolę w procesie szkolenia pracowników OSD. Warto również podkreślić rolę szkoleń przeprowadzanych dla pracowników jednostek powiązanych z OSD.

Ochrona danych sensytywnych

Z przedstawionych sprawozdań wynika, że u wszystkich 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. Jednocześnie, u jednego z OSD nadal zdarzają się przypadki przesyłania danych pomiarowych (sensytywnych) do przedsiębiorstwa obrotu, nie będącego sprzedawcą energii dla odbiorców, których dane dotyczą.

W roku sprawozdawczym, podobnie jak w poprzednich latach, powszechnym zjawiskiem był outsourcing części usług do innych podmiotów, zarówno powiązanych z przedsiębiorstwem zintegrowanym pionowo, jak i zewnętrznych. W ocenie Prezesa URE, powierzając innym podmiotom zadania, których realizacja wiąże się z dostępem do danych sensytywnych, konieczne jest zapewnienie przeszkolenia z zakresu Programu wszystkim pracownikom zaangażowanym w świadczenie objętych outsourcingiem czynności. Niewystarczające jest umowne zobowiązanie się kontrahenta OSD do przestrzegania postanowień Programu. Może to doprowadzić do zmniejszenia ochrony danych sensytywnych.

Pozostałe działania związane z zapewnieniem niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu

Jeden OSD – PGE Dystrybucja S.A. – pozytywnie wyróżnia się szczegółowością informacji przedstawionych w sprawozdaniu. W ocenie Prezesa URE warto dążyć do celu, by był to dokument, w którym Inspektor ds. zgodności dzieli się konkretnymi przykładami ewentualnych zagrożeń przestrzegania Programu w OSD czy wskazuje na sytuacje, w których zgodnie z przypisaną mu rolą opiniuje regulacje wewnętrzne, w tym w szczególności w zakresie ewentualnych związków OSD z przedsiębiorstwami z grupy kapitałowej.

Jako zjawisko niepokojące uznać należy outsourcing części usług do podmiotów powiązanych z przedsiębiorstwem zintegrowanym pionowo – może to utrudniać dużej części odbiorców zrozumienie struktury rynku, w szczególności podział funkcji między sprzedawcą i OSD. Kluczową kwestią jest również bezwzględne odróżnianie się OSD od sprzedawców z ich grup kapitałowych adresami stron internetowych, adresami mailowymi pracowników, numerami telefonów czy marką, co prowadzi do uzyskania czytelnej i spójnej identyfikacji rynkowej OSD. Kolejnym zagrożeniem dla zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu może być tworzenie wspólnych dla OSD i pozostałych spółek grupy kapitałowej systemów informatycznych.

Pozytywnie ocenić należy zaangażowanie Inspektorów ds. zgodności w zapewnienie odrębności wizualnej budynków OSD od sprzedawców z tej samej grupy kapitałowej. W ocenie Prezesa URE, korzystnym zjawiskiem jest zaangażowanie osób pełniących funkcję Inspektorów ds. zgodności w gremiach międzynarodowych (np. *Compliance Officers Forum*, *European Electricity Distributors*).

7. Obowiązki wynikające z ustawy o rozwiązaniu kontraktów długoterminowych – KDT

Ustawa o rozwiązaniu KDT określa zasady udzielania pomocy publicznej⁸⁰⁾. Program tej pomocy ma na celu rekompensowanie wytwórcom energii elektrycznej kosztów osieroconych, powstałych w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych na sprzedaż energii elektrycznej, zawartych przed wstąpieniem Polski do Unii Europejskiej, które nie mogły być realizowane na zliberalizowanym rynku energii elektrycznej. Ustawa o rozwiązaniu KDT przewiduje również możliwość pokrywania kosztów gazu ziemnego⁸¹⁾, którego dostawy do jednostek opalanych gazem ziemnym objęte są umowami długoterminowymi i zawierają formułę *take or pay*.

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

Ustawa o rozwiązaniu KDT nakłada na Prezesa URE szereg obowiązków, związanych z rozliczaniem pomocy publicznej. Realizację najistotniejszych z nich omówiono poniżej.

⁸⁰⁾ 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 elektrycznej, 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.).

⁸¹⁾ 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.

Ustalenie dla poszczególnych wytwórców wysokości korekty rocznej kosztów osieroconych oraz korekty rocznej kosztów zużycia odebranego gazu ziemnego i kosztów nieodebranego gazu ziemnego za 2016 r.

W 2017 r. Prezes URE ustalił dla pięciu wytwórców uczestniczących w 2016 r. w systemie rekompensat określonym ustawą o rozwiązaniu KDT wysokość korekty rocznej kosztów osieroconych za 2016 r. oraz wysokość korekty rocznej kosztów zużycia odebranego i kosztów nieodebranego gazu ziemnego, powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym za 2016 r. W sumie w powyższych sprawach zostało wydanych siedem decyzji administracyjnych w ustawowym terminie do 31 lipca 2017 r.

Tab. 19 poniżej przedstawia szczegółowe rozliczenie pomocy publicznej otrzymanej w 2016 r. przez wytwórców objętych programem pomocy publicznej.

Tabela 19. Indywidualne rozliczenie każdego z wytwórców objętych programem pomocy publicznej z tytułu przedterminowego rozwiązania umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej za 2016 r.

Wytwórcy	Kwota zaliczek na poczet kosztów osieroconych na rok 2016 w wysokości określonej we wnioskach (art. 24)	Kwota zaliczek na poczet kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym za 2016 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.	229 251,989		229 251,989	275 950,475		275 950,475	505 202,464
Elektrownia Pątnów II Sp. z o.o.	118 805,100		118 805,100	88 354,122		88 354,122	207 159,222
Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna Sp. z o.o.*	22 565,000	39 200,000	61 765,000	-7 749,728	1 463,729	-6 285,999	55 479,001
CEZ Chorzów S.A.**	48 540,000		48 540,000	17 193,442		17 193,442	65 733,442
Elektrociepłownia Zielona Góra S.A.	45 320,000	34 250,000	79 570,000	4 429,965	9 006,751	13 436,716	93 006,716
RAZEM	464 482,089	73 450,000	537 932,089	378 178,276	10 470,480	388 648,756	926 580,845

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

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

Źródło: URE.

Wytwórcy za 2016 r. otrzymali zaliczki na poczet kosztów osieroconych oraz kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym (koszty gazu ziemnego) łącznie w wysokości 537,93 mln zł. Przy czym zaliczki na pokrycie kosztów osieroconych wyniosły 464,48 mln zł, a na poczet kosztów gazu ziemnego – 73,45 mln zł. W wyniku decyzji administracyjnych Prezesa URE ustalających korekty roczne, wytwórcy dodatkowo uzyskali łączną kwotę pomocy publicznej w wysokości 388,65 mln zł, z tego: z tytułu kosztów osieroconych – kwotę 378,18 mln zł oraz z tytułu kosztów gazu ziemnego – kwotę 10,47 mln zł.

W tej sytuacji ogólne saldo środków publicznych przekazanych wytwórcom za 2016 r., z uwzględnieniem otrzymanych przez wytwórców zaliczek i ustalonych ww. korekt, stanowi kwotę 926,58 mln zł.

Ustalenie dla wytwórcy PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. wysokości korekty końcowej kosztów osieroconych po zakończeniu okresu korygowania w 2016 r.

W związku z zakończeniem okresu korygowania, który trwał od 1 kwietnia 2008 r. do 16 grudnia 2016 r., Prezes URE ustalił wysokość korekty końcowej dla spółki PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A., następcy prawnego spółek: PGE Elektrownia Turów S.A., PGE Elektrownia Opole S.A., PGE Zespół Elektrowni Dolna Odra S.A., PGE Elektrociepłownia Rzeszów S.A., PGE Elektrociepłownia Lublin – Wrotków Sp. z o.o. i PGE Elektrociepłownia Gorzów S.A., dalej: „PGE GiEK S.A.”, w ustawowym terminie do 31 sierpnia 2017 r.

Korekta końcowa kosztów osieroconych PGE GiEK S.A. wyniosła 937 775,502 tys. zł i obejmuje ona kwoty korekt końcowych kosztów osieroconych na majątki wytwórcze należące do poprzedników prawnych PGE GiEK S.A., po uwzględnieniu art. 6 ust. 2 ustawy o rozwiązaniu KDT.

Biorąc powyższe pod uwagę, ze wzoru określonego w art. 31 ust. 1 ustawy o rozwiązaniu KDT wyliczono, odpowiednio dla każdego poprzednika prawnego PGE GiEK S.A. korektę końcową kosztów osieroconych, po uwzględnieniu wypłaconych zaliczek na poczet kosztów osieroconych i korekt rocznych kosztów osieroconych (Kowj).

PGE GiEK S.A. otrzymała łączną pomoc publiczną na pokrycie kosztów osieroconych w wysokości 8 748 758,014 tys. zł (tj. kwotę 5 826 965,915 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 o rozwiązaniu KDT, tj. kwoty 5 965 780 tys. zł.

Tab. 20 poniżej, przedstawia szczegółowe rozliczenie pomocy publicznej otrzymanej w okresie korygowania od dnia 1 kwietnia 2008 r. do dnia 16 grudnia 2016 r. przez PGE GiEK S.A. i jej poprzedników prawnych objętych programem pomocy publicznej.

Tabela 20. Rozliczenie każdego z wytwórców poprzedników prawnych PGE GiEK S.A. objętych programem pomocy publicznej z tytułu przedterminowego rozwiązania umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej za okres od 1 kwietnia 2008 r. do 16 grudnia 2016 r.

Wytwórcy*	Korekta końcowa kosztów osieroconych [w cenach bieżących]	łączna otrzymana pomoc publiczna z tytułu kosztów osieroconych [w cenach bieżących]	Maksymalna kwota kosztów osieroconych, określona w zał. nr 2 do ustawy o rozwiązaniu KDT [w cenach stałych**]	łączna otrzymana pomoc publiczna z tytułu kosztów osieroconych [w cenach stałych**]
d. PGE Elektrownia Turów S.A.	(-) 868 150,305	3 542 382,230	2 571 151,000	2 432 336,915
d. PGE Elektrownia Opole S.A.	707 512,386	3 022 629,516	1 965 700,000	1 965 700,000
d. Zespół Elektrowni Dolna Odra S.A.	385 858,185	929 745,229	633 496,000	633 496,000
d. Elektrociepłownia Gorzów S.A.	55 276,019	108 745,532	72 755,000	72 755,000
d. Elektrociepłownia Rzeszów S.A.	226 279,611	463 123,528	297 415,000	297 415,000
d. Elektrociepłownia Lublin-Wrotków Sp. z o.o.	430 999,607	682 131,979	425 263,000	425 263,000
Razem PGE GiEK S.A.	937 775,502	8 748 758,014	5 965 780,000	5 826 965,915

* Poprzednicy prawni PGE GiEK S.A.

** Na 1 stycznia 2007 r.

Źródło: URE.

8. Przesłanki i ocena bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej

8.1. Monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego i ocena bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej

Prezes URE monitoruje funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego w zakresie bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej na podstawie przepisu wynikającego z art. 23 ust. 2 pkt 20f ustawy – Prawo energetyczne, w oparciu o informacje z pracy KSE – opracowywane i przekazywane codziennie przez operatora systemu przesyłowego. Dodatkowo wystąpiono pisemnie do pięciu największych przedsiębiorstw energetycznych o udzielenie informacji na temat utrzymywania przez nie odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej oraz współpracy z OSP w utrzymaniu odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy skoordynowanej sieci 110 kV – w świetle spoczywającego na nich obowiązku wynikającego z art. 9c ust. 3 pkt 14 ustawy – Prawo energetyczne. W odpowiedzi na powyższe pismo poszczególne OSD udzieliły szczegółowych wyjaśnień oraz przedstawiły informacje na temat przerw w dostawach energii elektrycznej spowodowanych awariami sieciowymi w 2017 r., występujących na poszczególnych obszarach dystrybucji.

W efekcie pozyskania danych pomiarowych z pracy KSE, dotyczących bilansu mocy w systemie w 96 kwadransach każdej doby z 2017 r., poniżej zaprezentowano analizę głównych wielkości wchodzących w skład tego bilansu, uznając je jednocześnie za kluczowe parametry do zajęcia stanowiska w kwestii dostarczania energii elektrycznej do odbiorców na poziomie bezpiecznym. Jako parametr rozstrzygający w kwestii bezpieczeństwa wskazano na nadwyżkę mocy do dyspozycji operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego – jako na najważniejsze narzędzie do dyspozycji operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, za pomocą którego doprowadzał on do zrównoważenia krajowego zapotrzebowania na moc.

Monitorowanie poziomu mocy zainstalowanej oraz mocy osiągalnej w systemie KSE

Zgodnie z przepisem wynikającym z art. 9c ust. 2 pkt 6 ustawy – Prawo energetyczne OSP realizuje obowiązek dysponowania mocą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci przesyłowej oraz mocą jednostek wytwórczych, o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej, przyłączonych do skoordynowanej sieci 110 kV. Prowadząc bilansowanie wytwarzania i zużycia energii elektrycznej OSP planuje pracę jednostek wytwórczych, uwzględniając m.in. ograniczenia sieciowe oraz parametry techniczne jednostek wytwórczych i ich możliwości regulacyjne. Ze względu na możliwości prowadzenia ruchu, wyróżnione zostały jednostki wytwórcze: centralnie dysponowane (JWCD), które pozostają w dyspozycji OSP oraz niepozostające do jego dyspozycji tzw. nJWCD.

Według danych na koniec 2017 r., operator systemu przesyłowego dysponował następującą strukturą mocy zainstalowanej i osiągalnej w elektrowniach krajowych:

Tabela 21. Struktura mocy zainstalowanej w elektrowniach krajowych (na koniec roku)

Wyszczególnienie	Moc zainstalowana [MW]		
	2016 r.	2017 r.	dynamika zmiany (r/r)
Moc zainstalowana elektrowni krajowych	41 396	43 421	4,89%
w elektrowniach zawodowych	32 393	34 268	5,79%
w elektrowniach zawodowych wodnych	2 296	2 328	1,39%
w elektrowniach zawodowych ciepłych	30 097	31 939	6,12%
- na węglu kamiennym	19 155	20 247	5,70%
- na węglu brunatnym	9 332	9 352	0,21%
- gazowych	1 610	2 341	45,40%

Wyszczególnienie	Moc zainstalowana [MW]		
	2016 r.	2017 r.	dynamika zmiany (r/r)
w źródłach wiatrowych i innych odnawialnych	6 344	6 341	-0,05%
w elektrowniach przemysłowych	2 659	2 813	5,79%
Moc zainstalowana w JWCD	25 097	26 952	7,39%
Moc zainstalowana w nJWCD	16 299	16 470	1,05%

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Tabela 22. Struktura mocy osiągalnej w elektrowniach krajowych (na koniec roku)

Wyszczególnienie	Moc osiągalna [MW]		
	2016 r.	2017 r.	dynamika zmiany (r/r)
Moc osiągalna elektrowni krajowych	41 277	43 332	4,98%
w elektrowniach zawodowych	32 629	34 525	5,81%
w elektrowniach zawodowych wodnych	2 347	2 376	1,24%
w elektrowniach zawodowych ciepłych	30 282	32 149	6,17%
- na węglu kamiennym	19 302	20 416	5,77%
- na węglu brunatnym	9 384	9 406	0,23%
- gazowych	1 596	2 327	45,80%
w źródłach wiatrowych i innych odnawialnych	6 047	6 242	3,22%
w elektrowniach przemysłowych	2 601	2 565	-1,38%
Moc osiągalna w JWCD	25 489	27 356	7,32%
Moc osiągalna w nJWCD:	15 789	15 976	1,18%

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Moc zainstalowana urządzenia wytwórczego to określana przez producenta moc znamionowa urządzenia służącego do wytwarzania energii elektrycznej (tj. generatora, ogniwa fotowoltaicznego lub ogniwa paliwowego), wyrażona w watach [W] lub wielokrotnościach tej jednostki (kW, MW). Z kolei moc osiągalną źródła wytwórczego to maksymalna trwała moc, z jaką elektrownia może pracować przy dobrym stanie urządzeń i w normalnych warunkach. Moc ta może się zmieniać w efekcie przeprowadzonych modernizacji urządzeń wytwórczych.

Nawiązując do powyższych danych (na koniec 2017 r.) należy stwierdzić, że moc zainstalowana w krajowym systemie elektroenergetycznym wyniosła 43 421 MW, a moc osiągalna – 43 332 MW, co stanowi wzrost odpowiednio o 4,89% oraz 4,98% w stosunku do 2016 r. Średnie roczne zapotrzebowanie na moc ukształtowało się na poziomie 22 569 MW przy maksymalnym zapotrzebowaniu na poziomie 26 230 MW, co oznacza odpowiednio wzrost o 0,38% oraz wzrost o 2,67%. Relacja mocy dyspozycyjnej do mocy osiągalnej w 2017 r. pozostawała na podobnym poziomie jak w 2016 r. i wyniosła 67,3% (spadek o 2,1 punktu procentowego w stosunku do 2016 r.).

Elektrownie pozostające w dyspozycji operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego posiadały 62% udziału w mocy zainstalowanej w KSE.

Moc osiągalna JWCD zwiększyła się, w stosunku do 2016 r. o 1 867 MW. Moc osiągalna nJWCD w 2017 r. zwiększyła się o 187 MW w porównaniu z 2016 r. Tendencja wzrostowa w 2017 r., zarówno jeżeli chodzi o moc zainstalowaną, jak i osiągalną, była kontynuowana i dotyczyła:

- elektrowni ciepłych, w których nastąpił wzrost mocy zainstalowanych o ok. 6,12% oraz mocy osiągalnej o 6,17%,
- elektrowni gazowych, z dynamicznym wzrostem mocy zainstalowanej o ok. 45,4% oraz mocy osiągalnej 45,8% (nadmienić należy, że w 2016 r. zmiany te wynosiły odpowiednio: wzrost o 61,2% oraz wzrost o 64%).

Natomiast w 2017 r. zaburzeniu uległa tendencja wzrostowa w przyroście mocy zainstalowanej w źródłach odnawialnych odnotowując symboliczny spadek o 0,05%, niemniej kontynuując tendencję wzrostową na poziomie 3,22% w strukturze mocy osiągalnej.

Tabela 23. Wybrane dane dotyczące funkcjonowania KSE w 2017 r. (dane na podstawie średnich rocznych wartości ze szczytu wieczornego)

Wyszczególnienie	Wartość [MW]		
	2016 r.	2017 r.	dynamika zmiany (r/r)
Moc osiągalna elektrowni krajowych	40 491,10	42 584,30	5,17%
Moc dyspozycyjna elektrowni krajowych	28 104,80	28 678,30	2,04%
Zapotrzebowanie na moc	22 482,60	22 979,70	2,21%
Maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc	25 546,30	26 230,60	2,68%
	15 grudnia 2016 r. godz. 17:00	9 stycznia 2017 r. godz. 17:30	
Rezerwa mocy w dniu, w którym wystąpiło maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc	3 637,70	3 745,30	2,96%
Minimalne krajowe zapotrzebowanie na moc	11 276,80	11 785,30	4,51%
	15 sierpnia 2016 r. godz. 6:00	17 kwietnia 2017 r. godz. 5:45	
Rezerwa mocy w dniu, w którym wystąpiło minimalne krajowe zapotrzebowanie na moc	12 921,10	14 707,30	13,82%

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

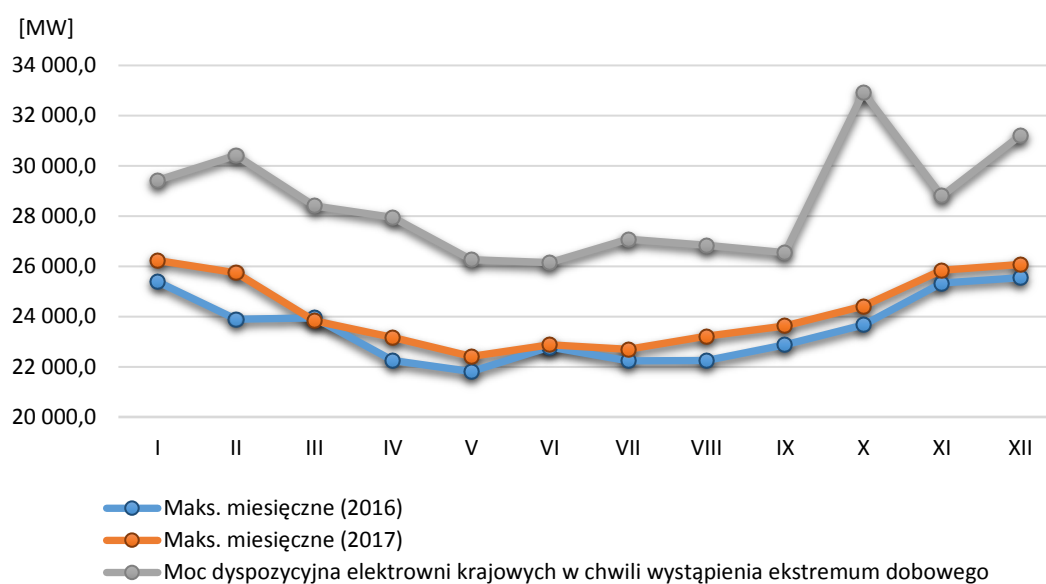
Średnie roczne zapotrzebowanie na moc w dniach roboczych w 2017 r. wzrosło w stosunku do 2016 r., przy czym, w szczycie popołudniowym odnotowano wzrost o 2,21%, natomiast zapotrzebowanie maksymalne w dobowych szczytach obciążenia wzrosło o ok. 2,68% w stosunku do 2016 r.

Monitorowanie zapotrzebowania na moc szczytową w KSE

Moc szczytowa określana jest przez najwyższy dzienny wolumen zapotrzebowania na moc czynną (wyrażoną w megawatach), który został określony na podstawie 15-minutowego średniego poboru mocy czynnej przez wszystkie urządzenia przyłączone do KSE, z uwzględnieniem strat mocy.

W 2017 r. średnie roczne zapotrzebowanie na moc (w odniesieniu do wartości ze szczytu wieczornego) wyniosło 22 979,7 MW, co stanowiło wzrost o ok. 2,21% w stosunku do 2016 r., natomiast zapotrzebowanie maksymalne w dobowych szczytach obciążenia wyniosło 26 230,6 MW, co stanowi wzrost o ok. 2,68% w stosunku do 2016 r.

Na poniższym rysunku odwzorowano zmiany zapotrzebowania na moc szczytową w poszczególnych miesiącach 2017 r. w porównaniu z referencyjnymi wielkościami sprzed roku. Dodatkowo zaprezentowano wielkość mocy dyspozycyjnej dla OSP odpowiadającej chwili wystąpienia w danym miesiącu dziennego ekstremum.

Rysunek 29. Maksymalne miesięczne krajowe zapotrzebowanie na moc szczytową dla dni roboczych w latach 2016-2017

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Jak wynika z powyższego wykresu, praktycznie w ciągu całego 2017 r. zapotrzebowanie na moc szczytową pozostawało na poziomie wyższym, niż rok wcześniej, z zachowaniem dynamiki zmian tego zapotrzebowania, jak w tab. 24. Charakterystyczne nietypowe „załamanie” linii mocy dyspozycyjnej dla danych za październik 2017 r. wynika z wystąpienia awarii pracy sieci o znaczących skutkach – w efekcie przejścia orkanu „Grzegorz” (29-31.10.2017 r.).

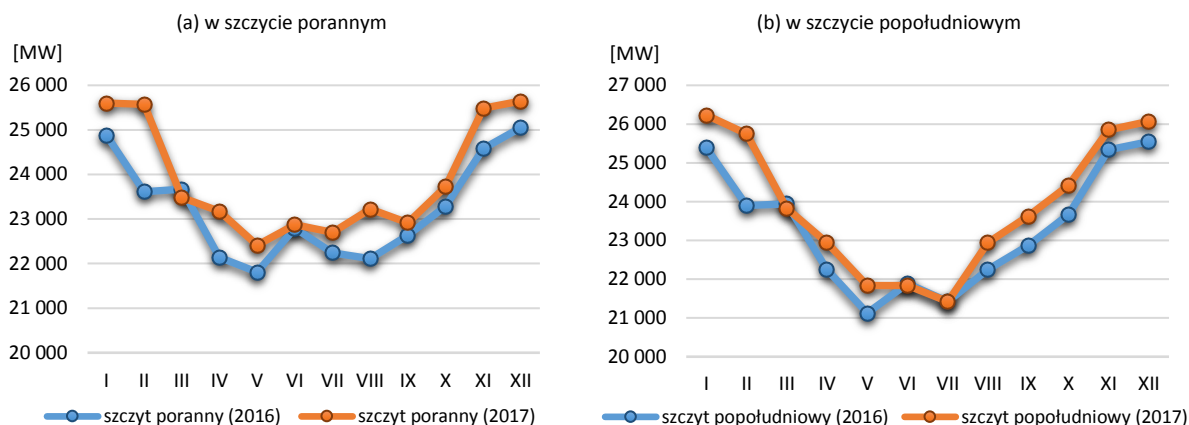
Tabela 24. Maksymalna miesięczna moc szczytowa w KSE [MW]

Wyszczególnienie	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Maks. miesięczne (2016 r.)	25385,6	23895,9	23944,7	22252,1	21809,3	22790,5	22237,3	22246,6	22868,7	23666,7	25334,5	25546,3
Maks. miesięczne (2017 r.)	26230,6	25745,7	23824,3	23172,2	22413,0	22874,8	22700,4	23221,4	23629,9	24421,2	25847,6	26070,3
Zmiana (r/r)	845,0	1 849,8	-120,4	920,1	603,7	84,3	463,1	974,8	761,2	754,5	513,1	524,0

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Zmiany krajowego zapotrzebowania na moc w porannych i wieczornych szczytach zapotrzebowania zostały przedstawione na rysunku poniżej.

Rysunek 30. Zmiana krajowego zapotrzebowania na moc szczytową w wartościach odpowiadających ekstremum zapotrzebowania z dni roboczych poszczególnych miesięcy w 2017 r. w odniesieniu do 2016 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Największy spadek krajowego zapotrzebowania na moc szczytową nastąpił w marcu 2017 r., zarówno w szczycie porannym, jak i popołudniowym w odniesieniu do reprezentatywnego miesiąca w 2016 r. oraz w czerwcu 2017 r. w odniesieniu do szczytu popołudniowego.

Nadmienić należy, że 9 stycznia 2017 r. miało miejsce największe w historii KSE zapotrzebowanie na moc w wysokości 26 230,6 MW (w szczycie popołudniowym). Z kolei analogiczny rekord odnotowany dla szczytu porannego w okresie letnim wystąpił 28 czerwca 2017 r. osiągając poziom zapotrzebowania na moc w wysokości 22 883 MW.

Monitorowanie zaopatrzenia w energię elektryczną

W 2017 r. w Polsce zostało wyprodukowane 165 852 GWh energii elektrycznej, co stanowiło wzrost (o 3,2 TWh tj. o 1,98%) w porównaniu z rokiem poprzednim. Z kolei zużycie energii elektrycznej w kraju osiągnęło wyższy poziom 168 139 GWh, co daje przyrost w zestawieniu z rokiem poprzednim o 2,13%.

Ponieważ produkcja energii elektrycznej w 2017 r. nie pokryła zużycia krajowego, należy zwrócić uwagę na kontynuację trendu z rosnącym udziałem importu energii elektrycznej w tym okresie.

Z elektrowni i elektrociepłowni zawodowych pochodziło aż 85,49% wytworzonej energii elektrycznej. Z elektrowni ciepłych zawodowych pochodziło 83,82% energii, a jedynie 1,67% z elektrowni wodnych zawodowych. Udział elektrociepłowni przemysłowych w wytwarzaniu energii nieznacznie zmniejszył się o ok. 0,72%.

Choć najważniejsza grupa elektrowni ciepłych zawodowych wygenerowała nieznacznie więcej energii niż rok wcześniej (wzrost o 0,5%), to na uwagę zasługuje ograniczenie produkcji w pod-segmencie wytwórców w oparciu o węgiel kamienny – spadek produkcji energii o 1,82% zrekomensowane częściowo przez wzrost wytwarzania w oparciu o węgiel brunatny (wzrost o 1,52%).

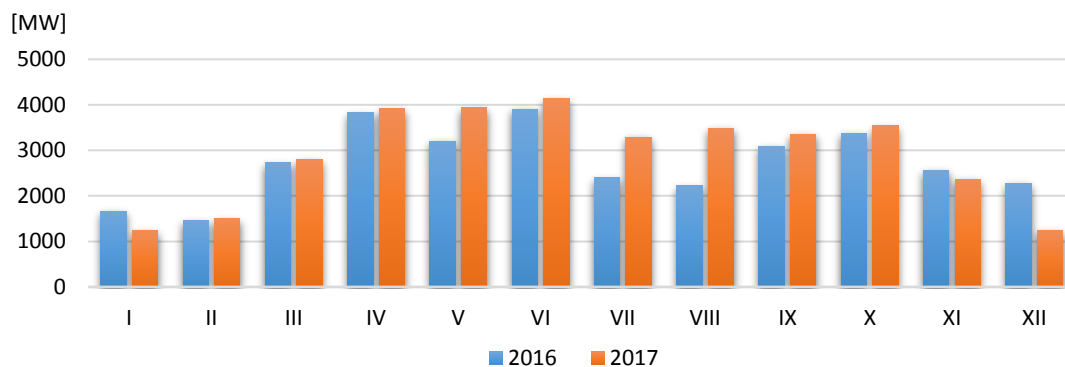
Jednak na uwagę zasługuje znaczący wzrost produkcji energii elektrycznej w 2017 r. pochodzącej ze źródeł zasilanych paliwem gazowym (wzrost o 24,17%).

Wybrane dane dotyczące produkcji i zużycia energii elektrycznej w latach 2016-2017 przedstawiono w tabeli na początku tego rozdziału.

Monitorowanie ubytków

Na poniższym rysunku zobrazowano wielkości średnich miesięcznych ubytków mocy w JWCD spowodowanych remontami kapitalnymi i średnimi na podstawie danych z dobowych szczytów krajowego zapotrzebowania na moc w 2017 r. oraz ich porównanie z analogicznymi wielkościami rok wcześniej.

Rysunek 31. Ubytki spowodowane remontami kapitalnymi i średnimi

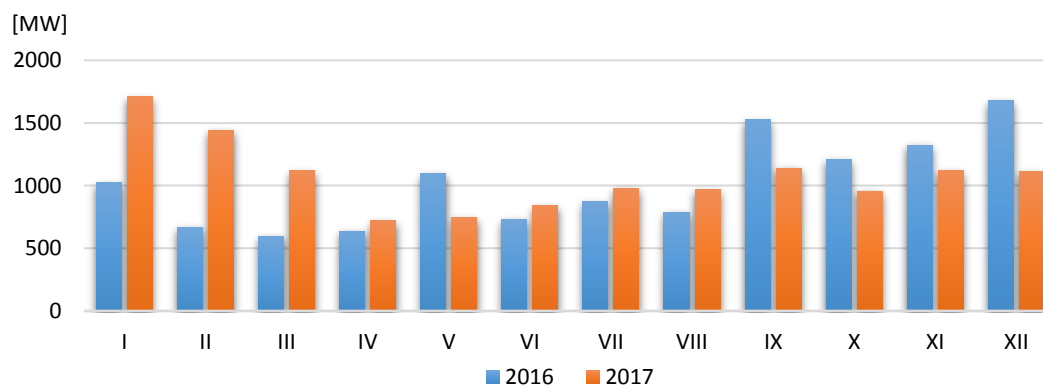


Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Ubytki mocy spowodowane postojami z powodu remontów kapitalnych i średnich, praktycznie w ciągu całego 2017 r. (za wyjątkiem miesięcy zimowych) kształtowały się na średnich poziomach powyżej wielkości odnoszących się do referencyjnych okresów 2016 r.

Poniżej przedstawiono wielkości średnich miesięcznych ubytków mocy w JWCD spowodowanych awariami w oparciu o dane z dobowych szczytów krajowego zapotrzebowania na moc w 2017 r. oraz ich porównanie z analogicznymi wielkościami rok wcześniej.

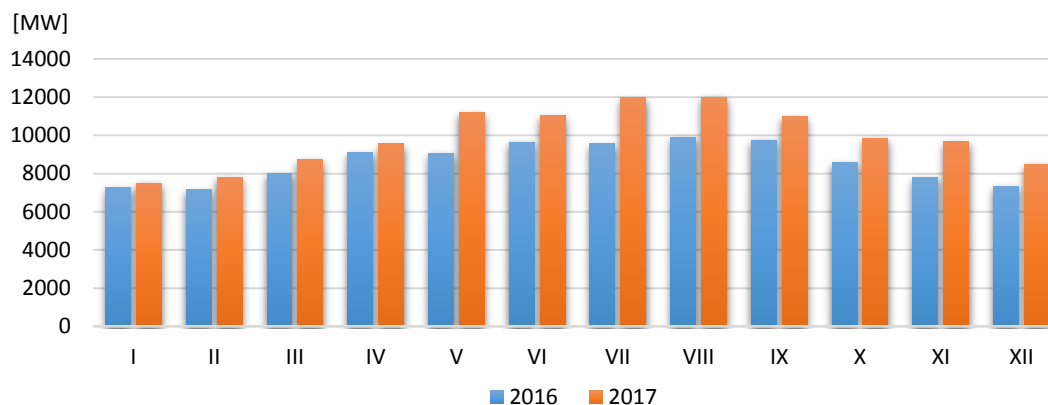
Rysunek 32. Ubytki spowodowane awariami



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Ubytki mocy spowodowane awariami pracy JWCD w 2017 r. ukształtowały się na średnim poziomie nieznacznie wyższym niż w 2016 r., z jednoczesnym wskazaniem na skumulowanie tych awarii w pierwszej połowie 2017 r.

Poniżej zobrazowano graficznie zestawienie wielkości średnich miesięcznych pozostałych ubytków mocy w JWCD w oparciu o dane z dobowych szczytów krajowego zapotrzebowania na moc w 2017 r. w porównaniu z analogicznymi wielkościami rok wcześniej.

Rysunek 33. Ubytki pozostałe (z uwzględnieniem m.in. eksploatacyjnych oraz spowodowanych warunkami pracy sieci)

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Pozostałe ubytki mocy wynikające m.in. z postojów i zaniżeń mocy JWCD zgłoszonych przez elektrownie z powodu warunków eksploatacyjnych oraz spowodowane warunkami pracy sieci kształtowały się na wyższym poziomie praktycznie w ciągu całego 2017 r. niż w analogicznym okresie rok wcześniej.

Monitorowanie awarii sieciowych

Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego poinformował o zaistnieniu awarii systemowych i sieciowych w systemie przesyłowym o znaczących skutkach, według zestawienia, jak poniżej:

- 1) nawałnica w okresie 10-12.08.2017 r. objęła swym zasięgiem głównie województwa: zachodniopomorskie, kujawsko-pomorskie, lubuskie i wielkopolskie. W wyniku silnego wiatru i burz wyłączone zostały następujące linie przesyłowe:
 - 220 kV Rogowiec – Joachimów tor 2 (wył. 10.08.2017 r. godz. 06:01, zał. 10.08.2017 r. godz. 11:40);
 - 220 kV Adamów – Pabianice (wył. 10.08.2017 r. godz. 06:22, zał. 17.08.2017 r. godz. 19:34);
 - 220 kV Janów – Zgierz (wył. 10.08.2017 r. godz. 06:34, zał. 11.08.2017 r. godz. 19:37);
 - 220 kV Mory – Podolszyce (wył. 10.08.2017 r. godz. 07:04, zał. 10.08.2017 r. godz. 07:11);
 - 220 kV Janów – Piotrków (wył. 10.08.2017 r. godz. 07:07, zał. 10.08.2017 r. godz. 07:13);
 - 220 kV Ząbkowice – Świebodzice (wył. 11.08.2017 r. godz. 13:13, zał. 11.08.2017 r. godz. 20:09);
 - 400 kV Dobrzeń – Pasikurów tor 1 (wył. 11.08.2017 r. godz. 19:20, zał. 30.09.2017 r. godz. 19:43);
 - 220 kV Pątnów – Czerwonak (wył. 11.08.2017 r. godz. 20:25, zał. 19.08.2017 r. godz. 15:56);
 - 400 kV Ełk Bis – Alytus tor 2 (wył. 12.08.2017 r. godz. 23:59, zał. 13.08.2017 r. godz. 00:19).
 Na wyłączonej do prac planowych linii 220 kV Żydowo – Gdańsk zostało powalonych 7 słupów. Linia była planowana do załączenia 13.08.2017 r., natomiast jej załączenie nastąpiło 21.09.2017 r.,
- 2) wyłączenie 9.09.2017 r. o godz. 21:07 dwutorowej linii Joachimów – Huta Częstochowa (zał. o godz. 23:53) i Huta Częstochowa – Wrzosowa (zał. o godz. 23:53) oraz transformatora TR1 63 MVA 220/30 kV (zał. o godz. 23:59) w stacji Huta Częstochowa z powodu obecności na słupie osoby postronnej. W wyniku powyższych wyłączeń wystąpiły ograniczenia dla Huty Częstochowa w wysokości 55 MW w godz. 21:07 – 23:59,
- 3) wyłączenia spowodowane orkanem „Ksawery” w okresie 5-6.10.2017 r. W wyniku silnego wiatru, który objął swoim zasięgiem cały obszar kraju, w sieci przesyłowej wystąpiły wyłączenia awaryjne następujących linii:
 - 220 kV Mikułowa – Leśniów (wył. 5.10.2017 r. godz. 17:31, zał. 6.10.2017 r. godz. 17:50);
 - 220 kV Plewiska – Polkowice (wył. 5.10.2017 r. godz. 18:30, zał. 6.10.2017 r. godz. 19:26);
 - 220/110 kV Autotransformator AT1 w stacji Polkowice (wył. 5.10.2017 r. godz. 18:30, zał. 5.10.2017 r. godz. 22:01);

- 220 kV Leśniów – Gorzów (wył. 5.10.2017 r. godz. 19:13, zał. 6.10.2017 r. godz. 16:47);
- 220 kV Polkowice – Żukowice (wył. 5.10.2017 r. godz. 19:17, zał. 6.10.2017 r. godz. 17:22);
- 220 kV Leśniów – Żukowice (wył. 5.10.2017 r. godz. 19:19, zał. 6.10.2017 r. godz. 20:46), z tym samym czasem wyłączona została linia Zielona Góra wprowadzając ograniczenia w generacji EC Zielona Góra w godz. wył. 5.10.2017 r. godz. 19:19 – zał. 6.10.2017 r. godz. 11:08);
- 220 kV Mikułowa – Polkowice t.1 (wył. 5.10.2017 r. godz. 20:00, zał. 6.10.2017 r. godz. 16:40);
- 400 kV Krajnik – Plewiska (wył. 5.10.2017 r. godz. 20:10, zał. 5.10.2017 r. godz. 20:37);
- 220 kV Rogowiec – Bełchatów Kopalnia t.1 (wył. 5.10.2017 r. godz. 20:20, zał. 6.10.2017 r. godz. 00:23);
- 220 kV Wielopole – Blachownia (wył. 5.10.2017 r. godz. 21:21, zał. 6.10.2017 r. godz. 18:32);
- 220 kV Pabianice – Rogowiec t.2 (wył. 5.10.2017 r. godz. 21:21, zał. 6.10.2017 r. godz. 15:50);
- 220 kV Rogowiec – Joachimów t.1 (wył. 5.10.2017 r. godz. 21:32, zał. 6.10.2017 r. godz. 19:58);
- 220 kV Joachimów – Łośnice (wył. 5.10.2017 r. godz. 21:37, zał. 6.10.2017 r. godz. 16:05);
- 220 kV Joachimów – Kielce (wył. 5.10.2017 r. godz. 21:46, zał. 6.10.2017 r. godz. 20:23);
- 220 kV Rogowiec – Joachimów t.2 (wył. 5.10.2017 r. godz. 22:03, zał. 6.10.2017 r. godz. 18:58);
- 220 kV Byczyna – Jamki (wył. 5.10.2017 r. godz. 22:15, zał. 7.10.2017 r. godz. 17:45);
- 400 kV Joachimów – Trębaczew (wył. 5.10.2017 r. godz. 22:55, zał. 6.10.2017 r. godz. 11:11);
- 220 kV Kozienice – Puławy t.2 (wył. 5.10.2017 r. godz. 23:02, zał. 5.10.2017 r. godz. 23:14);
- 220 kV Radkowice – Połaniec (wył. 5.10.2017 r. godz. 23:12, zał. 7.10.2017 r. godz. 15:25);
- 220 kV Joachimów – Łagisza/Wrzosowa (wył. 5.10.2017 r. godz. 23:20, zał. 6.10.2017 r. godz. 19:31);
- 220 kV Łośnice – Koksochemia (wył. 5.10.2017 r. godz. 23:22, zał. 6.10.2017 r. godz. 17:05);
- 220 kV Kopanina – Halemba (wył. 6.10.2017 r. godz. 00:20, zał. 6.10.2017 r. godz. 15:21);
- 220 kV Siersza – Łośnice (wył. 6.10.2017 r. godz. 01:16, zał. 6.10.2017 r. godz. 01:20).

W ramach monitoringu awarii sieciowych na obszarach działania przedsiębiorstw energetycznych Prezes URE zwrócił się również dopięciu największych OSD o udzielenie informacji na temat przerw w dostawach energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej spowodowanych awariami sieciowymi, wynikłymi z przyczyn technicznych oraz od nich niezależnymi, wraz z podaniem w sposób skrótowy ich przyczyn, zakresu oraz sposobu i czasu przywracania dostaw energii elektrycznej wraz z podaniem ilości niedostarczonej energii elektrycznej. Poniżej zaprezentowano skrótowne zestawienie najbardziej znaczących awarii sieciowych z obszarów działalności poszczególnych OSD, według relacji stron.

- 1) Jak poinformował innogy Stoen Operator Sp. z o.o. – na obszarze jego działania nie wystąpiły awarie o charakterze rozległym, natomiast odnotowano wystąpienie awarii sieciowych spowodowanych głównie przyczynami technicznymi. Do najistotniejszych (w skutkach) należały:
 - 28 czerwca 2017 r. – w stacji 110/15 kV Grochów wyłączyły transformatory 110/15 kV TRI 1 TR2 oraz w stacji 110/15 kV Wschodnia wyłączył transformator 110/15 kV TR3. Przyczyną awarii było uszkodzenie dwóch kabli 15 kV między stacjami 15 kV 9629 – 9356 oraz 10584 – 10038. Likwidacja awarii odbywała się w trudnych warunkach atmosferycznych (silne opady deszczu). Awaria dotknęła około 13 tysięcy klientów dzielnicy Grochów. Niedostarczona energia 58 327 kWh,
 - 29 czerwca 2017 r. – w stacjach 110/15 Białotęka oraz Płudy i Międzyzlesie wystąpiły liczne wyłączenia linii 15 kV. Przyczyną były zerwane przewody, połamane słupy, upalone mostki na liniach napowietrznych 15 kV spowodowane nagłym załamaniem pogody (burze). Awarie dotknęły około 10 tys. odbiorców dla Białotęki, Płud i Międzyzlesia. Niedostarczona energia 13 220 kWh,
 - 29 czerwca 2017 r. – wyłączyły linie 110 kV Mory – Towarowa oraz Wschodnia – Stadion Narodowy. Bez zasilania pozostały stacje Stadion Narodowy i jeden system stacji Powiśle. Przyczyną awarii był fabryczny błąd montażu rozdzielnic 110 kV w nowo uruchamianej stacji Towarowa. Awaria dotyczyła 8 tysięcy klientów w Centrum Miasta. Niedostarczona energia 46 157 kWh.
- 2) Zgodnie z informacją od spółki Enea Operator Sp. z o.o. – na obszarze jego działania wystąpiły 143 zdarzenia w sieci WN, 12 512 zdarzeń w sieci SN oraz 34 805 zdarzeń w sieci niskiego napięcia. Do najistotniejszych (w skutkach) należały:

- gwałtowna burza w nocy z 11 na 12 sierpnia w pasie od Dolnego Śląska przez Wielkopolskę, Kujawy i Pomorze. Kataklizm na obszarze ENEA Operator zniszczył łącznie około 70 słupów wysokiego napięcia, które mają średnią wysokość około 24 metrów i ważą nawet po dwie tony. W kulminacyjnym momencie, czyli w piątkową noc 11 sierpnia 2017 r., bez napięcia było 14 Głównych Punktów Zasilających, 7268 stacji elektroenergetycznych SN/nN, uszkodzonych zostało 313 linii średniego napięcia oraz aż 24 kluczowe dla systemu linie wysokiego napięcia 110 kV. Problemy z dostawami prądu dotknęły ponad 2 000 miejscowości, w sumie ok. 250 tys. odbiorców. W woj. wielkopolskim epicentrum ekstremalnych zdarzeń stanowiło Gniezno. W woj. kujawsko-pomorskim burza wyrządziła największe szkody w okolicach Tucholi i Nakła nad Notecią. Siła nawałnic była tak duża, że w kilka chwil zniknęły całe fragmenty sieci: od wysokiego po niskie napięcie: Skala koniecznych napraw była ogromna i porównywalna z koniecznością odtworzenia nowej infrastruktury na obszarze dystrybucji ENEA Operator,
- 5 października 2017 r. na obszarze dystrybucji ENEA Operator przeszedł orkan „Ksawery”. W wyniku spowodowanych przez żywioł szkód w infrastrukturze energetycznej, ponad 600 tys. odbiorców pozostawało bez prądu. Awaryjnie wyłączyło 48 linii 110 kV i 46 Głównych Punktów Zasilających z obszaru dystrybucji spółki. Bez zasilania pozostawało blisko 15 tys. stacji transformujących średnie napięcie na niskie. Skutki w postaci zniszczeń infrastruktury dystrybucyjnej wielokrotnie większe od zdarzenia z 11 sierpnia 2017 r.,
- 29 października 2017 r. nad obszarem północno-zachodniej Polski przeszedł orkan „Grzegorz”. Orkan pozbawił napięcia ponad 160 tys. odbiorców ENEA Operator, niszcząc infrastrukturę sieciową i zrywając linie energetyczne. Na obszarze spółki, po jego przejściu, bez napięcia było 12 linii wysokiego napięcia 110 kV oraz 300 linii średniego napięcia. Trzy stacje WN/SN oraz 3 754 stacji SN/nN zostało pozbawionych napięcia. Najpoważniejsza sytuacja była w woj. lubuskim i wielkopolskim,
- najczęstszymi przyczynami awarii sieciowych oprócz tych spowodowanych złymi warunkami atmosferycznymi były: przepalone bezpieczniki, uszkodzone kable niskiego napięcia oraz zmęczenie/starzenie się materiału. Szacunkowa suma energii elektrycznej niedostarczonej w 2017 r. dla spółki wynosi ok. 29 881 MWh.

3) Według relacji przedsiębiorstwa ENERGA OPERATOR S.A. w 2017 r.:

- w sieci dystrybucyjnej obejmującej linie 110 kV odnotowano 410 zdarzeń, które spowodowały wyłączenia poszczególnych jej elementów. W zdecydowanej większości przypadków (310) były to wyłączenia przemijające, skutecznie eliminowane przez automatykę zabezpieczeniową. Pozostała część zdarzeń to wyłączenia trwałe, spowodowane działaniem zabezpieczeń lub prewencyjnym wyłączeniem linii przez dyspozytora. Spośród wszystkich wyłączeń trwałych w 20 przypadkach nie udało się zdiagnozować przyczyny ich wystąpienia. W 59 przypadkach przyczyną wyłączeń były drzewa powodujące zwarcia i trwałe uszkodzenia infrastruktury sieciowej. W 10 spośród nich wymagana była naprawa uszkodzonych lub zerwanych przewodów i słupów WN,
- grupa przyczyn wyłączeń w sieci 110kV spowodowana starzeniem/zmęczeniem infrastruktury sieciowej (odnotowano 35 przypadków zerwanych/uszkodzonych przewodów, izolatorów, uszkodzonych wyłączników i eksplodujących przekładników, błędnych działań/uszkodzeń zabezpieczeń),
- grupa wyłączeń awaryjnych linii 110 kV (około 20 przypadków) spowodowana błędami ludzkimi (działania i zdarzenia u odbiorców, działania osób postronnych, elementy obce na urządzeniach, zwierzęta) oraz z uwagi na zdarzenia w sieci sąsiednich operatorów. W 29 przypadkach awaryjne wyłączenia w sieci 110 kV skutkowały ograniczeniami w dostawach energii elektrycznej dla odbiorców.

Obok wyłączeń w sieci 110 kV na szczególną uwagę zasługują zdarzenia związane z awariami masowymi, obejmującymi sieci o wszystkich poziomach napięcia. Okresy ich występowania przedstawiono w tabeli poniżej.

Tabela 25. Okresy i obszary awarii masowych w ENERGA OPERATOR S.A. w 2017 r.

Okres		Obszar	Przyczyna
2017-03-02	2017-03-03	Oddział w Kaliszu	Niekorzystne warunki atmosferyczne
2017-08-10	2017-08-17	Cały obszar EOP	Nawałnice
2017-10-05	2017-10-07	Oddział w Kaliszu	Orkan „Ksawery”
2017-10-06	2017-10-08	Oddział w Rocku	Orkan „Ksawery”
2017-12-24	2017-12-25	Oddział w Koszalinie	Niekorzystne warunki atmosferyczne

Źródło: URE na podstawie danych ENERGA OPERATOR S.A.

Główną przyczyną awarii sieciowych w 2017 r. były niekorzystne warunki atmosferyczne (m.in. nawałnica w sierpniu, orkany w październiku: „Ksawery” i „Grzegorz”), w wyniku których m.in. przewracali się drzewa spoza normatywnych pasów wycinek, powodujące trwałe uszkodzenia sieci elektroenergetycznych – jak zrywanie przewodów, łamanie słupów, uszkodzenia stacji napowietrznych. Skala i rozległość tych awarii skutkowałą z kolei długimi czasami ich usuwania. Na szczególną uwagę zasługuje nawałnica o niespotykanej do tej pory sile i dynamice, która wystąpiła w sierpniu 2017 roku na terenie działania ENERGA OPERATOR S.A. W szczytowym momencie uderzenia żywiołu miało miejsce wyłączenie ponad 7,5 tys. stacji transformatorowych SN/nN oraz ponad 178 tys. odbiorców. Siła, z jaką uderzył żywioł spowodowała znaczące uszkodzenia sieci dystrybucyjnej. Łącznie uszkodzonych było ponad 180 km linii SN i nN oraz 2,1 tys. słupów energetycznych SN i nN. Zniszczona infrastruktura sieciowa wymagała miejscami wykonania kompleksowej odbudowy. Istotnym utrudnieniem podczas lokalizacji i napraw była konieczność usuwania wiatrołomów z dróg dojazdowych i pasów linii. Ponadto panujące warunki atmosferyczne utrudniały prace przy użyciu ciężkiego sprzętu (dźwigów, podnośników). Znaczące problemy występowały również z łącznością GSM w zakresie telesterowania łącznikami oraz w komunikacji pomiędzy brygadami.

Ogółem, na obszarze działania ENERGA OPERATOR S.A. w 2017 r. odnotowano:

- w sieci SN: 12 268 zdarzeń awaryjnych skutkujących niedostarczeniem ok. 6 787 MWh energii elektrycznej,
 - w sieci nN: 71 212 zdarzeń awaryjnych skutkujących niedostarczeniem ok. 1 511 MWh energii elektrycznej.
- 4) Powołując się na informacje od TAURON Dystrybucja S.A., na terenie działania tego dystrybutora w 2017 r. wystąpiły łącznie 74 332 awarie sieciowe wywołujące przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej, z czego na poszczególne rodzaje sieci przypadło odpowiednio: sieć dystrybucyjna WN: 170 awarii, sieć dystrybucyjna SN: 30 992 awarii oraz sieć dystrybucyjna nN: 43 170 awarii:
- główną przyczyną wystąpienia przedmiotowych awarii były uszkodzenia infrastruktury elektroenergetycznej wywołane przez anomalie pogodowe (śnieżyce, opady mokrego śniegu, orkany, wichury, burze z wyładowaniami) oraz działanie osób trzecich i zwierząt,
 - szacunkowa ilość energii elektrycznej niedostarczonej w związku z wskazanymi awariami sieciowymi (przerwy nieplanowane) wynosi ok. 7,8 GWh, zaś w związku z pracami prowadzonymi na sieci dystrybucyjnej (przerwy planowane) ok. 1,6 GWh.

Do najistotniejszych awarii sieciowych (w skutkach) należały:

- 18-19 kwietnia 2017 r. – w związku z opadami mokrego śniegu na obszarze oddziału w Częstochowie oraz północnej części oddziału w Gliwicach wyłączeniami zostało objęte 13 linii WN, 7 stacji WN/SN, 110 linii SN oraz 1 850 stacji SN/nN. Ograniczenia dotyczyły 114 tys. odbiorców,
- 11-12 sierpnia 2017 r. – w związku z gwałtowną burzą na obszarze oddziału Wrocław wyłączeniami zostało objęte 10 linii WN, 2 stacje WN/SN, 65 linii SN oraz 1 412 stacji SN/nN. Ograniczenia dotyczyły 70 tys. odbiorców,
- 5-8 października 2017 r. – w związku z orkanem „Ksawery” na całym obszarze działania TAURON Dystrybucja S.A. wyłączeniami zostało objęte 73 linii WN, 30 stacji WN/SN, 484 linii SN oraz 6 063 stacji SN/nN. Ograniczenia dotyczyły 320 tys. odbiorców,

- 29-30 października 2017 r. – w związku z orkanem „Grzegorz” na całym obszarze działania TAURON Dystrybucja S.A. wyłączeniami zostało objęte 37 linii WN, 8 stacji WN/SN, 244 linii SN oraz 3 499 stacji SN/nN. Ograniczenia dotyczyły 194 tys. odbiorców.
- 5) Według relacji PGE Dystrybucja S.A. – na obszarze jego działania wystąpiło łącznie 204 637 awarii. Do najistotniejszych (w skutkach) należały:
- sieć WN – 88 awarii, sieć SN – 30 616 awarii oraz sieć nN – 173 933 awarii spowodowanych skrajnie niekorzystnymi warunkami atmosferycznymi (burze z wyładowaniami atmosferycznymi, wichury, śnieżyce, przewrócone w wyniku niekorzystnych zjawisk atmosferycznych drzewa na linie energetyczne, działanie osób trzecich oraz zwierząt, mechaniczne uszkodzenia kabli,
 - niedostarczona energia z powodu przerw planowanych 29 655,4 MWh oraz z powodu przerw nieplanowanych 6 211,0 MWh. W Oddziale Łódź wystąpiła największa wartość łącznej niedostarczonej energii – 10 738,4 MWh.

Poniżej przedstawiono zestawienie ilości energii niedostarczonej do odbiorców w KSE w trakcie całego 2017 r.

Tabela 26. Ograniczenia w dostawach do odbiorców w KSE w 2017 r. [MWh]

Wyszczególnienie	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	2017
Ograniczenia dostaw energii z powodu braku mocy w KSE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ograniczenia dostaw energii z powodu awarii w sieci przesyłowej	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ograniczenia dostaw energii z powodu awarii w sieci dystrybucyjnej	631	765	531	2 765	83	4 396	1 068	13 192	288	18 592	971	5 567	48 849
w tym z powodu złych warunków atmosferycznych	452	711	321	2 516	59	4 324	999	13 061	125	18 596	944	5 329	47 437
RAZEM ograniczenia dostaw energii	631	765	531	2 765	83	4 396	1 068	13 192	288	18 592	971	5 567	48 849

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Jak wynika z danych, największe w skutkach ograniczenia w dostawach energii elektrycznej do odbiorców wystąpiły w sierpniu 2017 r. (w efekcie działania silnego wiatru-nawałnicy w woj. kujawsko-pomorskim) oraz w październiku 2017 r. (wskutek oddziaływania orkanu „Ksawery”) – o których wspomniano powyżej.

Monitorowanie rezerw

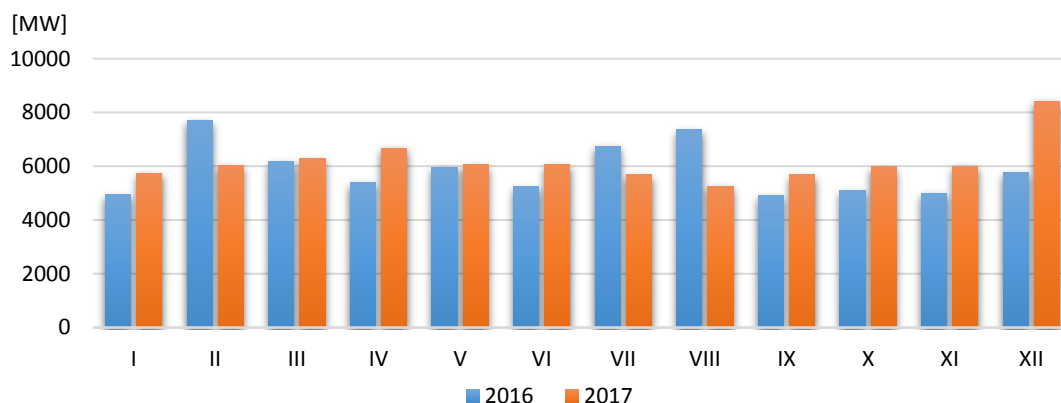
Zgodnie z obowiązującymi standardami bezpieczeństwa pracy KSE, wynikającymi z zapisów Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Systemu Przesyłowego (IRiESP) na etapie planowania pracy systemu przez OSP:

- moce wytwórcze w JWCD powinny zapewniać rezerwę w stosunku do zapotrzebowania na poziomie 18%, w ramach planów koordynacyjnych dobowych, zgodnie z pkt 4.3.4.18 IRiESP,
- moce wytwórcze w JWCD powinny zapewniać rezerwę nie mniejszą niż 9% planowanego zapotrzebowania dostępną w czasie nie dłuższym niż 1 godz. (zgodnie z pkt 4.3.4.19 (1) IRiESP),
- planowana rezerwa ujemna, wyznaczana jako nadwyżka całkowitego zapotrzebowania na moc do pokrycia przez elektrownie krajowe nad mocą sumy minimów technicznych JWCD planowanych do pracy i planowanego obciążenia elektrowni nJWCD, powinna wynosić nie mniej niż 500 MW i być dostępna w czasie nie dłuższym niż 1 godz. (zgodnie z pkt 4.3.4.19 (2) IRiESP).

W rezultacie porównania średnich rocznych wielkości rezerw mocy w elektrowniach zawodowych, w 2017 r. stwierdzono wzrost tych rezerw o 4,46% w stosunku do 2016 r., z 5 869 MW do 6 131 MW.

Poniżej zobrazowano graficznie zestawienie wielkości średnich miesięcznych wielkości rezerw mocy w elektrowniach zawodowych w oparciu o dane z dobowych szczytów krajowego zapotrzebowania na moc w 2017 r. w porównaniu z analogicznymi wielkościami rok wcześniej.

Rysunek 34. Rezerwy mocy w elektrowniach zawodowych



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Poniżej zaprezentowano stabelaryzowane zestawienie wielkości rezerw odpowiadających przedziałom czasowym, w których wystąpiło maksymalne oraz minimalne zapotrzebowanie na moc w danym miesiącu.

Tabela 27. Wielkości rezerw mocy odpowiadające maksymalnemu i minimalnemu zapotrzebowaniu na moc

ROK 2017	Maksymalne zapotrzebowanie na moc				Minimalne zapotrzebowanie na moc			
	Data wystąpienia	Zapotrzebowanie KSE na moc	Dostępna rezerwa mocy w JWCD	Rezerwa/Zapotrzebowanie	Data wystąpienia	Zapotrzebowanie KSE na moc	Dostępna rezerwa mocy w JWCD	Rezerwa/Zapotrzebowanie
		[MW]	[MW]	[%]		[MW]	[MW]	[%]
Styczeń	09-01-2017 17:30	26 231	3 745	14,28	01-01-2017 03:30	13 407	14 869	110,91
Luty	08-02-2017 17:30	25 746	4 524	17,57	27-02-2017 02:45	14 673	13 929	94,93
Marzec	09-03-2017 19:00	23 824	5 709	23,96	12-03-2017 06:00	13 916	11 142	80,07
Kwiecień	28-04-2017 13:15	23 172	4 653	20,08	17-04-2017 05:45	11 785	14 707	124,80
Maj	30-05-2017 13:15	22 413	4 288	19,13	28-05-2017 05:00	12 387	12 824	103,53
Czerwiec	28-06-2017 13:30	22 875	3 831	16,75	18-06-2017 05:00	12 074	11 444	94,78
Lipiec	31-07-2017 13:30	22 700	4 299	18,94	30-07-2017 05:30	12 320	13 365	108,48
Sierpień	01-08-2017 13:15	23 221	3 235	13,93	13-08-2017 05:45	12 228	10 726	87,72
Wrzesień	26-09-2017 19:45	23 630	4 562	19,30	03-09-2017 06:00	12 653	11 935	94,32
Październik	30-10-2017 17:30	24 421	8 234	33,72	01-10-2017 03:30	14 056	11 781	83,81
Listopad	30-11-2017 16:45	25 848	3 156	12,21	01-11-2017 06:30	14 414	13 569	94,14
Grudzień	19-12-2017 16:15	26 070	5 850	22,44	25-12-2017 07:45	13 098	19 148	146,19

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

W powyższym zestawieniu przedstawiono kalkulację wielkości rezerwy w oparciu o sumę rezerwy wirującej JWCD ciepłych, rezerwy JWCD wodnych oraz rezerwy zimnej JWCD ciepłych. Jak wynika z przedstawionych danych, najniższy stosunek poziomu rezerw do zapotrzebowania KSE na moc wystąpił w trakcie popołudniowego szczytu zapotrzebowania na moc 30 listopada 2017 r. (12,21%). Na uwagę zasługują także wybrane przypadki wystąpienia zwiększonego zapotrzebowania na moc (pojedyncze przedziały godzinowe), dla których nie udało się utrzymać 18%-go buforu rezerw w stosunku do zapotrzebowania, odpowiednio: w szczycie porannym zapotrzebowania – czerwiec i sierpień oraz w szczycie popołudniowym – styczeń i luty.

Maksymalne rezerwy mocy, zarówno dla szczytu porannego, jak i wieczornego, wystąpiły 25 grudnia 2017 r., kiedy zapotrzebowanie na moc znajdowało się na poziomie umiarkowanym, typowym dla dnia ustawowo wolnego od pracy.

W 2017 r. okresy, dla których rezerwa mocy (JWCD ciepłe wirujące + JWCD wodne) wynosiła poniżej poziomu referencyjnego 9% były stosunkowo krótkie, a w drugiej połowie tego roku – incydentalne (w przypadku uwzględnienia w rezerwie mocy rezerwy zimnej w JWCD stwierdzono, że takie okresy nie wystąpiły).

Należy także zauważyć, że dla wybranych miesięcy 2017 r. występowały przedziały czasowe, w których wystąpił trwający powyżej jednej godziny spadek rezerwy mocy poniżej poziomu referencyjnego 9%. Przykładowo: 23 marca 2017 r. (w szczycie popołudniowym, o godz. 19:00) oraz 19 maja 2017 r. (w szczycie porannym, o godz. 9:45) w pojedynczym kwadransie odpowiadającym zapotrzebowaniu na moc w szczytową, wystąpiły najniższe w 2017 r. poziomy rezerwy mocy (JWCD ciepłe wirujące + JWCD wodne) w wysokości ok. 6,0%.

Ocena nadwyżki mocy dostępnej dla OSP

Analizując poziom mocy dostępnej dla OSP w kontekście zapotrzebowania na tę moc w systemie elektroenergetycznym należy stwierdzić, że z punktu widzenia wartości średniomiesięcznych dla 2017 r. (zaprezentowanych poniżej, na podstawie Planu Koordynacyjnego Roczno (PKR) nadwyżka mocy dostępna dla OSP została zaplanowana na poziomie bezpiecznym dla zapewnienia bieżącego bezpieczeństwa funkcjonowania krajowego systemu elektroenergetycznego (KSE) za wyjątkiem miesięcy: września i października, kiedy to miał występować jej deficyt.

Tabela 28. Roczny bilans mocy 2017 r. na podstawie PKR (wartości w szczycie dobowym dni roboczych w MW)

Szczyt	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Moc dyspozycyjna elektrowni krajowych dostępna dla OSP	29 558	29 526	27 846	26 657	25 827	26 292	26 201	26 089	25 760	27 364	28 980	30 250
Krajowe zapotrzebowanie na moc	24 986	24 420	23 548	22 132	21 605	21 835	22 024	21 919	22 662	23 491	24 552	24 595
Nadwyżka mocy dostępna dla OSP	4 572	5 106	4 298	4 525	4 222	4 457	4 178	4 170	3 098	3 873	4 427	5 655
Wymagana przez OSP nadwyżka mocy (18% zapotrzebowania)	4 497	4 396	4 239	3 984	3 889	3 930	3 964	3 945	4 079	4 228	4 419	4 427
Różnica pomiędzy dostępną i wymaganą przez OSP nadwyżką mocy	75	710	59	542	333	526	213	225	-981	-356	8	1 228

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Poniżej zaprezentowano uproszczony bilans mocy za 2017 r. zawierający wartości z wykonania dla tego roku. Dane dotyczą przedziałów czasowych odpowiadających wystąpieniu w danym miesiącu szczytowego zapotrzebowania na moc.

Tabela 29. Roczny bilans mocy 2017 r. na podstawie PKR (wartości w szczycie dobowym dni roboczych w MW)

Bilans dla maksymalnego zapotrzebowania na moc w danym miesiącu [MW]	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
	09-01-2017	08-02-2017	09-03-2017	28-04-2017	30-05-2017	28-06-2017	31-07-2017	01-08-2017	26-09-2017	30-10-2017	30-11-2017	19-12-2017
	17:30	17:30	19:00	13:15	13:15	13:30	13:30	13:15	19:45	17:30	16:45	16:15
Moc osiągalna elektrowni krajowych:	41 295	41 295	41 317	42 486	42 482	43 134	43 133	43 133	43 158	43 177	43 275	43 332
Ubytki mocy elektrowni przemysłowych	1 233	1 234	1 287	1 384	1 590	1 585	1 569	1 586	1 463	1 502	1 292	1 202
Ubytki mocy elektrowni zawodowych:	10 652	9 667	11 702	13 228	14 632	15 418	14 490	14 719	13 972	8 771	13 204	10 954
Moc dyspozycyjna elektrowni krajowych:	29 433	30 417	28 409	27 943	26 266	26 148	27 082	26 835	27 801	32 932	28 834	31 214
<i>elektrownie zawodowe</i>	28 064	29 039	27 094	26 727	25 257	25 133	26 051	25 821	26 664	31 834	27 526	29 851
<i>elektrownie przemysłowe</i>	1 368	1 378	1 315	1 217	3 261	1 015	1 032	1 014	1 137	1 098	1 308	1 363
Obciążenie elektrowni krajowych:	25 466	25 592	22 396	22 346	20 890	21 771	22 094	22 593	22 533	24 060	24 939	25 036
<i>elektrownie zawodowe</i>	24 098	24 214	21 082	21 130	19 880	20 756	21 062	21 578	21 396	22 962	23 631	23 673
<i>elektrownie przemysłowe</i>	1 368	1 378	1 315	1 217	1 010	1 015	1 032	1 014	1 137	1 098	1 308	1 363
Krajowe zapotrzebowanie na moc	26 231	25 746	23 825	23 172	22 413	22 875	22 700	23 221	23 630	24 421	25 848	26 070
Krajowe saldo wymiany międzysystemowej	769	155	1 438	839	1 525	1 118	602	625	1 078	341	901	1 044
Ubytki mocy z uwagi na warunki pracy sieci	0	0	0	720	570	228	309	634	222	200	0	0
Rezerwa mocy w elektrowniach zawodowych:**	3 967	4 825	6 013	4 877	4 806	4 149	4 680	3 609	5 046	8 672	3 865	6 178
Rezerwa mocy w JWCD	3 745	4 524	5 709	4 653	4 288	3 831	4 297	3 235	4 562	8 234	3 156	5 850
- JWCD ciepłone	2 474	3 095	4 175	3 038	2 714	2 468	2 758	1 900	3 370	6 663	1 883	4 306
<i>rezerwa wirująca</i>	1 540	1 020	1 648	1 140	767	803	1 187	1 004	2 285	1 749	1 278	2 203
<i>rezerwa zimna</i>	934	2 075	2 527	1 898	1 947	1 665	1 571	896	1 085	4 914	605	2 103
- JWCD wodne	1 272	1 429	1 534	1 616	1 574	1 363	1 540	1 335	1 191	1 572	1 273	1 544
Rezerwa mocy pozostała	221	301	304	224	518	318	381	374	484	438	710	326
REZERWA MOCY (razem)	3 967	4 825	6 013	4 877	4 806	4 149	4 680	3 609	5 046	8 672	3 865	6 178
WYMAGANA NADWYŻKA MOCY DLA OSP (zgodnie z IRIESP)												
zaplanowana zgodnie z PKR 2017 (18% zapotrzebowania)	4 497	4 396	4 239	3 984	3 889	3 930	3 964	3 945	4 079	4 228	4 419	4 427
zaplanowana zgodnie z PKM (na dany dzień) (17% zapotrzebowania)	4 284	4 233	4 046	3 723	3 740	3 808	3 723	3 774	3 910	4 012	4 318	4 369
zaplanowana zgodnie z BTHD (14% zapotrzebowania)	3 672	3 604	3 335	3 244	3 138	3 202	3 178	3 251	3 308	3 419	3 619	3 650
NADWYŻKA / DEFICYT REZERW (wykonanie)												
w stosunku do PKR	-531	429	1 774	894	918	219	715	-336	967	4 444	-554	1 751
w stosunku do BTHD	294	1 221	2 677	1 633	1 669	947	1 502	358	1 738	5 253	246	2 528

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Z powyższego zestawienia wynika, że w przeważającym okresie 2017 r. w szczytach zapotrzebowania na moc dla poszczególnych dni, OSP dysponował nadwyżką mocy na poziomie bezpiecznym. Niemniej, dla wybranych okresów szczytowego zapotrzebowania KSE na moc w miesiącach: styczeń, sierpień oraz listopad – wartości łącznej rezerwy mocy dostępnej dla OSP osiągnęły poziom poniżej zaplanowanego w PKR (tj. poniżej 18% zapotrzebowania). Wartości te znajdowały się jednocześnie na poziomie bezpiecznym w odniesieniu do poziomów wynikających z założeń Bilansu Techniczno-Handlowego Dobowego („BTHD”) – tj. 14% zapotrzebowania (nadmienić należy, że BTHD opracowywane są na użytek rynku bilansującego i mają charakter wyłącznie informacyjny).

Podsumowanie

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.:

- pozyskiwanie i analiza informacji na temat bieżącego funkcjonowania KSE,
- pozyskiwanie i analiza informacji o stanie infrastruktury sieciowej oraz potrzebach inwestycyjnych operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego (OSP) oraz operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznego (OSD), podczas uzgadniania projektów planów rozwoju przedsiębiorstw sieciowych.

W świetle powyższego stwierdzono, że w 2017 r.:

- 1) 9 stycznia 2017 r. wystąpiło największe w historii KSE godzinowe zapotrzebowanie na moc elektryczną (26 230,60 MW), które przekroczyło reprezentatywną wielkość z roku poprzedzającego o ponad 684 MW (wzrost o ok. 2,68% r/r),
- 2) wzrosło krajowe zużycie energii elektrycznej do poziomu 168,14 TWh, czyli o ponad 2,13% więcej w porównaniu z 2016 r. Tempo wzrostu tego zużycia było niższe niż tempo wzrostu PKB Polski w 2017 r., które według wstępnych szacunków GUS wynosiło 4,6%,
- 3) wielkość mocy zainstalowanej utrzymywała się na stosunkowo wysokim poziomie przekraczającym 43 GW, przy uwzględnieniu dynamiki tego wzrostu o ponad 4,89% (r/r). Wzrostowi temu towarzyszył równoległy wzrost mocy osiągalnej o ok. 4,98% (r/r), czyli wartości obu mocy wzrosły szybciej niż w poprzednim,
- 4) poziom mocy dostępnej dla OSP w kontekście zapotrzebowania na tę moc w systemie elektroenergetycznym, z punktu widzenia wartości średniomiesięcznych dla 2017 r., kształtował się na poziomie bezpiecznym dla zapewnienia funkcjonowania KSE (zgodnie z wymaganym w IRIESP marginesem bezpieczeństwa). Niemniej, należy jednak zwrócić uwagę na występowanie ujemnych rezerw w nadwyżce mocy dostępnej ponad wymaganą, przy szczytowych zapotrzebowaniach KSE na moc, co oznacza, że operator w procesie sterowania bezpieczeństwem pracy systemu musi podjąć odpowiednie środki zaradcze, adekwatne do większego zakresu ryzyka możliwego do zaistnienia,
- 5) OSP zapewnił odpowiedni poziom niezawodności i bezpieczeństwa pracy KSE kosztem przesunięcia w czasie części prac remontowych oraz zmian w harmonogramie prowadzenia prac inwestycyjnych,
- 6) istotnym czynnikiem podnoszącym bezpieczeństwo dostarczania energii elektrycznej było włączenie do systemu elektroenergetycznego nowych mocy wytwórczych, w tym:
 - bloku nr 11 w Kozienicach o mocy 1 075 MWe;
 - bloku gazowo-parowego 600 MWe w Płocku (należącego do PKN Orlen S.A.),
- 7) najbardziej dynamiczny rozwój w segmencie wytwarzania miał miejsce w technologii źródeł gazowych (podobnie jak w 2016 r.). Podmioty inwestujące w tym segmencie wykorzystwały sprzyjające trendy stymulujące rozwój tych technologii, a dotyczące:
 - preferowania technologii emitujących mniej niż 550 gramów CO₂ na kWh w systemach wsparcia, zgodnie z założeniami pakietu zmian w sektorze energii pn. „Czysta energia dla Europejczyków” oraz wzrostowymi prognozami cen uprawnień do emisji CO₂;
 - stabilnej pracy tych źródeł w systemie KSE (np. jako źródła rezerwowe uzupełniające pracę OZE);
 - zwiększenia rentowności projektów połączenia gazowego z Norwegią, Baltic Pipe i perspektywicznego powiększenia terminalu LNG w Świnoujściu, poprzez zwiększone zapotrzebowanie na paliwo gazowe;
 - niższych kosztów budowy tych technologii wytwarzania (w porównaniu z węglowymi) oraz łatwiejszą sposobnością pozyskania finansowania,
- 8) brak kontynuacji rozwoju w segmencie wytwarzania OZE (w szczególności źródeł wiatrowych), z uwagi na brak czynników stymulujących ten rozwój, a wynikających z konsekwencji wprowadzenia ustawy „odległościowej” oraz zmian podatkowych związanych z opodatkowaniem budowl,

- 9) w systemie elektroenergetycznym przesyłowym nie wystąpiły awarie systemowe i sieciowe skutkujące wprowadzeniem ograniczeń w zużyciu energii elektrycznej poprzez wprowadzenie awaryjnych stopni zasilania. Niemniej, zwrócono uwagę na kilka osobliwości w pracy KSE, związanych z wystąpieniem awarii w sieciach dystrybucyjnych o znaczących skutkach, a tym samym z wpływem na pracę Operatora Systemu Przesyłowego Elektroenergetycznego i bezpieczeństwo energetyczne,
- 10) wystąpienie ekstremalnych warunków pogodowych (nawałnica z 10-12 sierpnia 2017 r., orkan „Ksawery”, orkan „Grzegorz”) ujawniły największe trudności ze zbilansowaniem mocy w systemie, a ponadto wskazały na konieczność przygotowania się wszystkich operatorów systemów energetycznych na scenariusz wystąpienia ryzyka związanego z kompleksowym odtworzeniem sieci na znacznym obszarze, poprzez wdrożenie odpowiednich procedur postępowania w takich wypadkach,
- 11) w wyniku przeprowadzonego po raz pierwszy postępowania przetargowego PSE S.A. pozyskała 9 wykonawców usługi DSR w programie Gwarantowanym oraz 5 – w Programie Bieżącym. Suma pozyskanej mocy, która będzie mogła być zredukowana na polecenie OSP (w Programie Gwarantowanym) wynosiła 361 MW latem i 315 MW zimą,
- 12) zatwierdzony został rządowy projekt ustawy o rynku mocy, dotyczący zgodnie z uzasadnieniem – wdrożenia rynku mocy. Na rynku tym towarem będzie moc dyspozycyjna netto, którą mogą oferować wytwórcy oraz sterowane odbiory energii (DSR), uzyskując wynagrodzenia za gotowość jej dostarczenia wraz z obowiązkiem jej dostarczenia w okresach napiętego bilansu mocy (tzw. okresach zagrożenia), czyli w sytuacjach, gdy zachodzi ryzyko, że mogą wystąpić problemy z zaspokojeniem szczytowego zapotrzebowania odbiorców na moc. Powyższa regulacja ma z założenia poprawić bezpieczeństwo energetyczne Polski i zapobiec niedoborom mocy.

8.2. Uzgadnianie projektów planów rozwoju elektroenergetycznych przedsiębiorstw sieciowych

Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej realizuje zadania inwestycyjne zgodnie z uzgodnionym z Prezesem URE planem rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną. Projekt planu rozwoju podlega 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, a także 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 którym 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 2017-2018, przedstawia tab. 30. W tabeli przedstawiono również poziom zrealizowanych nakładów inwestycyjnych w latach 2015-2016.

Tabela 30. Nakłady inwestycyjne pięciu OSD oraz OSP, ceny bieżące

	Wykonanie 2015 r. [mln zł]	Wykonanie 2016 r. [mln zł]	Plan 2017 r. [mln zł]	Plan 2018 r. [mln zł]
Nakłady inwestycyjne	7 574	7 145	7 022	7 571

Źródło: URE.

Operator systemu przesyłowego (OSP)

We wrześniu 2015 r., zgodnie z art. 16 ust. 13 ustawy – Prawo energetyczne⁸²⁾, 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. Proces uzgodnienia projektu planu rozwoju został zakończony w styczniu 2016 r. Wyciąg z planu rozwoju dostępny jest na stronie internetowej OSP: <http://www.pse.pl/index.php?modul=10&gid=534>.

Operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSD)

W 2016 r. pięciu największych OSD dokonało oceny realizacji planów rozwoju uzgodnionych na lata 2014-2019 i opracowało nową edycję planów rozwoju na lata 2017-2022, gdzie lata 2017-2019 stanowiły aktualizację poprzednio uzgodnionych planów. Proces uzgodnienia projektów planów rozwoju został zakończony w lutym 2017 r. Założenia wynikające z uzgodnionych planów rozwoju pięciu największych OSD to przeznaczenie na budowę, rozbudowę, odtworzenie i modernizację infrastruktury sieciowej do 2022 r. łącznie ponad 34 mld zł, z czego ponad 21 mld zł zostanie skierowane na modernizację i odtworzenie majątku sieciowego.

Łączne uzgodnione nakłady inwestycyjne 5 OSD w poszczególnych latach wynoszą odpowiednio (w cenach stałych 2016 r.):

2017	2018	2019	2020	2021	2022
6 008	5 842	5 771	5 676	5 653	5 652

Energetyka przemysłowa

W 2017 r. zostało przekazanych Prezesowi URE 13 projektów planów rozwoju oraz 9 projektów aktualizacji planu rozwoju przedsiębiorstw tzw. energetyki przemysłowej zobowiązanych, zgodnie z zapisami art. 16 ustawy – Prawo energetyczne, do ich uzgadniania. Prezes URE do 31 grudnia 2017 r. uzgodnił 21 projektów planów rozwoju, w tym 15 projektów przekazanych do uzgodnienia w 2016 r. oraz 5 projektów aktualizacji planu rozwoju, z których 3 projekty zostały przekazane do uzgodnienia w 2016 r. Ponadto, prowadzone od 2016 r. trzy postępowania o uzgodnienie planu rozwoju i jedno postępowanie o uzgodnienie aktualizacji planu rozwoju stały się bezprzedmiotowe. Trzy przedsiębiorstwa wystąpiły do Prezesa URE z nowymi wnioskami o uzgodnienie planów rozwoju

⁸²⁾ 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.

i aktualizacji planu rozwoju, jedno przedsiębiorstwo zakończyło swoją działalność w zakresie dystrybucji energii elektrycznej.

8.3. 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 elektrycznej⁸³⁾,
- 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 ciepła⁸⁴⁾, 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

⁸³⁾ 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. Nr 62, poz. 558 z późn. zm.),
- wprowadzenia embarga, blokady, ograniczenia lub braku dostaw paliw lub energii elektrycznej z innego kraju na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, lub zakłóceń w funkcjonowaniu systemów elektroenergetycznych połączonych z krajowym systemem elektroenergetycznym,
- strajku lub niepokojów społecznych,
- obniżenia dostępnych rezerw zdolności wytwórczych poniżej niezbędnych wielkości, o których mowa w art. 9g ust. 4 pkt 9 ustawy – Prawo energetyczne, lub braku możliwości ich wykorzystania.

⁸⁴⁾ Dz. U. z 2007 r. Nr 133, poz. 924.

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.

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 2017 r. do 31 sierpnia 2018 r., opracowanego przez OSP zawarty został w piśmie z 25 maja 2017 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 21 lipca 2017 r. decyzję, w której stwierdził on, że przedstawiona aktualizacja planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, na okres od 1 września 2017 r. do 31 sierpnia 2018 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 wyniku wprowadzenia przez PSE S.A. i Radę Ministrów ograniczeń w dostarczaniu i odbiorze energii elektrycznej w sierpniu 2015 r., do Prezesa URE napływało wiele postulatów i sygnałów w tej sprawie. W trakcie prowadzonych prac i dyskusji, Prezes URE monitorował i zgłaszał Ministrowi Energii propozycje w zakresie konieczności większego usystematyzowania i spójności procedowania w kolejnych latach krajowego planu ograniczeń, tj. w szczególności konieczność doprecyzowania podstawowych definicji, ustalania wartości mocy bezpiecznej, jak i terminów realizacji oraz odpowiedzialności za poszczególne czynności.

Ponadto Prezes URE zaobserwował i wskazał wiele praktycznych luk i niespójności w obowiązującym dotychczas rozporządzeniu w sprawie szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła. Stąd z inicjatywy Prezesa URE pod auspicjami Ministerstwa Energii, z udziałem PSE S.A. oraz największych operatorów sieci dystrybucyjnych podjęto w lutym 2016 r. prace nad jego zmianami, które kontynuowano w 2017 r. W marcu 2017 r. Ministerstwo Energii przedstawiło projekt rozporządzenia, który stanowił wynik dotychczasowych prac. W maju 2017 r. Ministerstwo Energii przedstawiło projekt oceny skutków nowej regulacji, a następnie PSE S.A. przedstawiła projekt rozporządzenia zawierający zmianę definicji odbiorcy (obiektu) objętego obowiązkiem stosowania ograniczeń. W tym samym roku przedstawiono ocenę skutków regulacji wraz z finalną wersją projektu rozporządzenia zawierającą poprawkę Prezesa URE dotyczącą definicji obiektu. Niestety, dalsze procedowanie nad tym projektem zostały zawieszono.

8.4. Monitorowanie i kontrolowanie wypełniania obowiązku utrzymywania zapasów paliw

Badania i kontrole w 2017 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 energetycznych⁸⁵⁾.

W celu oceny realizacji obowiązku określonego w art. 10 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE w 2017 r. podejmował stosowne działania polegające na przeprowadzeniu badań – monitoringów stanu zapasów paliw 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 2017 r., badano realizację obowiązku utrzymywania zapasów paliw w 116 przedsiębiorstwach. Badaniami objęte zostały łącznie 404 źródła wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła. W ww. liczbie źródeł znajdowały się zarówno źródła wytwarzania energii elektrycznej, jak i źródła wytwarzania ciepła, w których badanie było przeprowadzane kilkakrotnie w ciągu 2017 r.

W 2017 r. po ujawnieniu nieprawidłowości w trakcie badania stanu zapasów paliw, przeprowadzono jedną kontrolę (w siedzibie URE), zgodnie z art. 80a ust. 2 ustawy o swobodzie działalności gospodarczej.

⁸⁵⁾ Dz. U. z 2003 r. Nr 39, poz. 338 oraz z 2010 r. Nr 108, poz. 701, zwane dalej „rozporządzeniem”.

Jednocześnie stosownie do postanowień art. 10 ust. 4 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne dokonano analizy dokumentów dotyczących ewidencjonowania zapasów. Przeprowadzona kontrola, po uzyskaniu wyjaśnień przedsiębiorcy, nie wykazała nieprawidłowości.

Ponadto, w 2017 r. Prezes URE dokonał czynności kontrolnych stanu zapasów paliw w siedzibie jednego przedsiębiorstwa energetycznego. Na ostatni dzień roku kontrola nie została zakończona protokołem, ze względu na brak złożenia wszystkich żądanych dokumentów i pełnych wyjaśnień ze strony przedsiębiorstwa.

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. Obniżenie może nastąpić, jeżeli jest to niezbędne do zapewnienia ciągłości dostaw energii elektrycznej lub ciepła, w przypadku:

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

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

Przedsiębiorstwo energetyczne jest jednocześnie obowiązane informować m.in. Prezesa URE o obniżeniu ilości zapasów paliw poniżej wielkości określonych w 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. W związku z powyższym, w celu bezzwłocznego przekazania informacji o obniżeniu zapasów paliw, przedsiębiorstwa energetyczne mogą korzystać z bezpośrednich teleinformatycznych form komunikacji z urzędem (np. *via* fax lub e-mail).

W 2017 r. łącznie 16 przedsiębiorstw energetycznych powiadomiło Prezesa URE o obniżeniu zapasów paliw poniżej poziomu określonego w rozporządzeniu. Zgłoszone obniżenia dotyczyły 30 źródeł wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła, przy czym w przypadku 6 źródeł obniżenia

zapasów paliw zgłaszane były ponownie po wcześniejszym uzupełnieniu, a w jednym ze źródeł obniżenie zapasów paliw zgłaszane było w 2017 r. aż trzykrotnie. W 18 przypadkach zapasy zostały uzupełnione w 2017 r.

Wobec tych przedsięwzięć 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 przedsięwzięcia obniżały obowiązkowe zapasy paliw z przyczyn niezależnych od przedsiębiorstw, a uzupełnianie zapasów paliw do poziomu określonego w ww. rozporządzeniu następowało w przewidzianych ustawowo terminach.

Dwa spośród przedsiębiorstw, które zgłosiły obniżenie zapasów paliw, wystąpiły z wnioskiem w sprawie wydania przez Prezesa URE decyzji wskazującej dłuższy niż określony w art. 10 ust. 1b ustawy – Prawo energetyczne termin na uzupełnienie zapasów węgla kamiennego do wielkości określonej w rozporządzeniu. W obydwu przypadkach Prezes URE podjął decyzję o wskazaniu dłuższych o jeden miesiąc terminów na uzupełnienie zapasów. Jedna decyzja została wydana w 2017 r., natomiast druga decyzja została wydana na początku 2018 r.

Ponadto w 2017 r. Prezes URE wydał decyzję o nieprzedłużeniu terminu na uzupełnienie zapasów paliw dla przedsiębiorcy, który zgłosił obniżenie zapasów jeszcze w 2016 r.

8.5. Monitorowanie planów inwestycyjnych przedsiębiorstw energetycznych w nowe moce wytwórcze

Prezes URE realizując zadania wynikające z ustawy – Prawo energetyczne w zakresie monitorowania bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej, przeprowadził w 2016 r. badanie planów inwestycyjnych wytwórców energii elektrycznej za lata 2016-2030, wypełniających obowiązek sporządzenia prognoz 15-letnich, zgodnie z art. 16 ust. 20 i 21 ustawy – Prawo energetyczne.

Ze względu na zmieniające się w ostatnim czasie warunki rynkowe i prawne (m.in. planowane wprowadzenie tzw. konkluzji BAT czy rozpoczęcie prac nad ustawą o rynku mocy), które pociągnęły za sobą zmianę niektórych zamierzeń inwestycyjnych wytwórców energii elektrycznej, w tym inwestycji, dla których stopień realizacji należy uznać za zaawansowany, Prezes URE zdecydował o powtórzeniu ww. badania. Na przełomie stycznia i lutego 2017 r. wytwórcy dokonali aktualizacji swoich prognoz inwestycyjnych przedstawionych w 2016 r. Wyniki analizy danych zostały przedstawione na rys. 35. W trakcie analizy przyjęto następujące założenia:

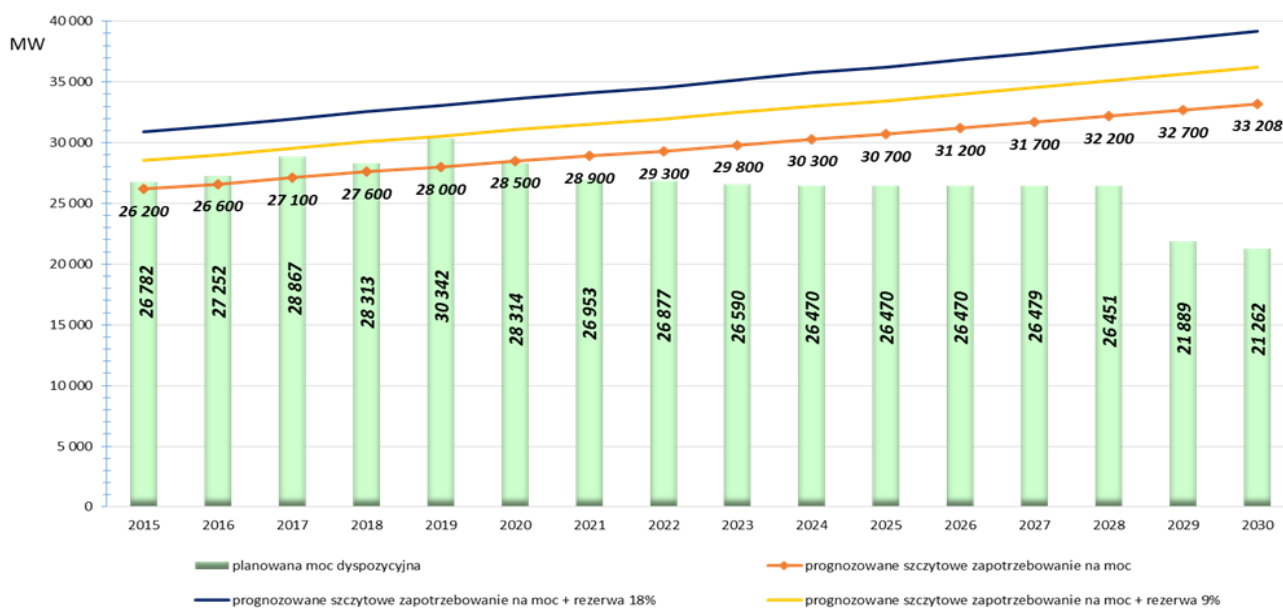
- nie uwzględniono nowych inwestycji z generacji rozproszonej (nie objętej badaniem zamierzeń inwestycyjnych), źródeł wiatrowych i źródeł fotowoltaicznych,
- wycofanie jednostek wytwórczych uwzględnia: konkluzje BAT (przewidywane obowiązywanie od 2021 r.), brak systemu wsparcia dla kogeneracji od 2019 r. oraz brak rynku mocy,
- wyniki dla 2015 r. opierają się na danych rzeczywistych pochodzących z „Raportu rocznego z funkcjonowania KSE za 2015 r.” dostępnego na stronie internetowej PSE S.A.,
- prognozowane szczytowe zapotrzebowanie na moc elektryczną przedstawiono według danych PSE S.A.,
- nie uwzględniono inwestycji na wstępnym etapie realizacji.

Należy zaznaczyć, że wyniki badania przeprowadzonego przez Prezesa URE są zbieżne z analizą przeprowadzoną przez PSE S.A. i Ministerstwo Energii na potrzeby wdrożenia mechanizmu rynku mocy przewidzianego ustawą o rynku mocy.

Uwarunkowania techniczne i rynkowe mające miejsce w okresie przeprowadzenia badania, takie jak brak odpowiednich sygnałów inwestycyjnych dla budowy nowych mocy wytwórczych, ograniczenia możliwości importu energii elektrycznej spowodowane przepływami kołowymi, konieczność

dostosowania się do konkluzji dotyczących najlepszych dostępnych technik (BAT)⁸⁶⁾ spowodowały, że od 2020 r. obserwowany jest duży ubytek mocy dyspozycyjnych w systemie, a dostępne moce nie gwarantują pokrycia prognozowanego zapotrzebowania w kolejnych latach. Tak więc w ocenie Prezesa URE wprowadzenie mechanizmów wspierających budowę nowych mocy wytwórczych było w pełni uzasadnione.

Rysunek 35. Moc dyspozycyjna na tle szczytowego zapotrzebowania na moc (z uwzględnieniem niezbędnych rezerw), na podstawie planów inwestycyjnych przedsiębiorstw energetycznych wg stanu na początek 2017 r.



Źródło: Opracowanie własne URE na podstawie danych PSE S.A. oraz informacji przekazanych przez wytwórców energii elektrycznej.

⁸⁶⁾ Decyzja wykonawcza Komisji (UE) 2017/1442 z 31 lipca 2017 r. ustanawiająca konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE (Dz.U. L 212 z 17.08.2017 s. 1).

CZĘŚĆ III.

Gazownictwo

1. Rynek gazu ziemnego – sytuacja ogólna, liberalizacja rynku gazu, budowa wspólnego rynku UE

Liberalizacja rynku gazu

Rok 2017 przyniósł częściową deregulację cen w obszarze sprzedaży paliwa gazowego. Deregulacja cen miała miejsce za sprawą wprowadzonego nowelizacją ustawy – Prawo energetyczne harmonogramu uwolnienia cen dla poszczególnych grup odbiorców. Na podstawie wskazanej nowelizacji od 1 stycznia 2017 r. weszły w życie przepisy deregulujące sprzedaż paliwa gazowego do odbiorców hurtowych, sprzedaż gazu CNG i LNG, jak również sprzedaż gazu do odbiorców końcowych dokonujących zakupu tego paliwa w punkcie wirtualnym lub w trybie przetargów, aukcji lub zamówień publicznych. Ponadto od 1 października 2017 r. deregulacja cen objęła sprzedaż paliwa gazowego dla wszystkich odbiorców końcowych z wyłączeniem odbiorców z grupy gospodarstw domowych, dla których ceny zostaną uwolnione od 1 stycznia 2024 r.

1.1. Model funkcjonowania rynku gazu ziemnego w Polsce

1.1.1. Opis funkcjonowania rynku gazu. Zasady wynikające z instrukcji ruchu i eksploatacji sieci

W ustawie – Prawo energetyczne wyróżnione są następujące rodzaje działalności odnoszącej się do gazu ziemnego: skraplanie, regazyfikacja, magazynowanie, przesyłanie, dystrybucja oraz obrót (w tym obrót gazem ziemnym z zagranicą). Wymienione rodzaje działalności odpowiadają segmentom rynku gazu. Z wyjątkami określonymi w ustawie ich wykonywanie wymaga uzyskania koncesji.

Stosownie do art. 4j ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne odbiorca gazu ziemnego ma prawo zakupu gazu od wybranego przez siebie sprzedawcy. Dostarczanie gazu odbywa się, po uprzednim przyłączeniu do sieci gazowej, na podstawie umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji albo umowy sprzedaży, umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji, przy czym w art. 5 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne przewidziano szczególny rodzaj umowy – umowę kompleksową, zawierającą postanowienia umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji.

Zgodnie z art. 4 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją gazu jest obowiązane zapewnić wszystkim odbiorcom oraz przedsiębiorstwom zajmującym się sprzedażą gazu, na zasadzie równoprawnego traktowania, świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji gazu, na zasadach i w zakresie określonym w ustawie. Zasady świadczenia tych usług uregulowane są w przepisach prawa (w tym w ustawie – Prawo energetyczne oraz w rozporządzeniu systemowym), w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci – odpowiednio – przesyłowej (IRiESP) bądź dystrybucyjnej (IRiESD), w taryfach przedsiębiorstw energetycznych oraz w umowach zawieranych z przedsiębiorstwami energetycznymi.

IRiESP opracowywana jest przez operatora systemu przesyłowego i przedkładana Prezesowi URE celem zatwierdzenia w drodze decyzji. Określone są w niej szczegółowe warunki korzystania z sieci

przesyłowej przez użytkowników systemu oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju tej sieci, w tym warunki dotyczące przyłączania sieci dystrybucyjnych, urządzeń odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych oraz gazociągów bezpośrednich, wymagań technicznych dla urządzeń, instalacji i sieci wraz z niezbędną infrastrukturą pomocniczą, kryteriów bezpieczeństwa funkcjonowania systemu gazowego, współpracy pomiędzy operatorami systemów gazowych, przekazywania informacji pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi oraz pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami oraz parametrów jakościowych paliw gazowych i standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu. IRiESP zawiera wyodrębnioną część dotyczącą bilansowania systemu oraz zarządzania ograniczeniami systemowymi. Użytkownicy systemu, w tym odbiorcy, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączone do sieci operatora systemu gazowego lub korzystający ze świadczonych przezeń usług, obowiązani są stosować się do warunków i wymagań oraz procedur postępowania i wymiany informacji określonych w IRiESP. Stanowi ona część umowy o świadczenie usług przesyłania paliw gazowych lub umowy kompleksowej. W IRiESP wdrożone są zasady prowadzenia działalności przesyłowej wynikające z rozporządzenia 715/2009 oraz kodeksów sieciowych. W szczególności IRiESP zawiera postanowienia odnoszące się do procedur zarządzania ograniczeniami kontraktowymi wymienionych w Załączniku 1 do rozporządzenia 715/2009, mechanizmu nadszypkacji i wykupu, mechanizmu udostępniania zdolności ciągłej z jednodniowym wyprzedzeniem na zasadzie „wykorzystaj lub strać”, rezygnacji z zakontraktowanej zdolności oraz mechanizmu opartego na długoterminowej zasadzie „wykorzystaj lub strać”. Zawarte w IRiESP postanowienia o charakterze technicznym (dotyczące m.in. standardu elektronicznej wymiany dokumentów) są zgodne z przepisami rozporządzenia IO. Zasady alokacji zdolności przesyłowej określone w IRiESP stanowią uszczegółowienie zasad wynikających z rozporządzenia CAM, regulującego zasady przydziału przepustowości w punktach połączeń międzysystemowych oraz zasady współpracy operatorów systemów przesyłowych w tym procesie. Jako mechanizm alokacji zdolności rozporządzenie CAM przewiduje procedurę aukcyjną z wykorzystaniem platformy internetowej przeznaczonej do rezerwacji zdolności ciągłej i przerywanej w punktach połączeń międzysystemowych. Przepustowość oferowana w tych punktach powinna być powiązana. We wszystkich punktach połączeń międzysystemowych stosuje się ten sam model aukcji, a odpowiednie procesy aukcyjne rozpoczynają się jednocześnie 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, z wyjątkiem tzw. zdolności konkurujących.

Zgodnie z przepisami ustawy – Prawo energetyczne, bilansowanie systemu gazowego w krajowym systemie gazowym jest realizowane przez OSP w ramach świadczonych usług przesyłania paliw gazowych. Bilansowanie oparte jest na zasadzie rozliczenia dobowego. Wyróżniamy trzy obszary bilansowania. W skład tzw. Krajowego Systemu Przesyłowego wchodzi obszar bilansowania gazu wysokometanowego (KSP_{WM}) oraz obszar bilansowania gazu zaazotowanego (KSP_{ZA}). Polski odcinek gazociągu Jamał-Europa Zachodnia (SGT) jest trzecim odrębnym obszarem bilansowania. Krajowy System Przesyłowy oraz obszar bilansowania SGT łączy punkt właściwy systemu przesyłowego tzw. Punkt Wzajemnego Połączenia (PWP), przez który istnieje możliwość przesyłania gazu ziemnego.

Operator systemu przesyłowego podejmuje działania bilansujące poprzez zakup i sprzedaż standardowych produktów krótkoterminowych na platformie obrotu. Przyczynia się to do zwiększenia płynności rynku produktów krótkoterminowych w Polsce. W chwili obecnej w obszarze bilansowania gazu wysokometanowego funkcjonuje jedna platforma obrotu – TGE S.A. – na której prowadzony jest obrót na następujących rynkach: Rynek Terminowy Towarowy gazu, Rynek Dnia Następnego gazu oraz Rynek Dnia Bieżącego gazu. W obszarze bilansowania SGT punkt wirtualny został utworzony 1 marca 2016 r. Od tego momentu można prowadzić obrót krótkoterminowymi instrumentami również gazem przesyłanym gazociągiem jamalskim.

Obszar bilansowania gazu zaazotowanego posiada natomiast bardzo ograniczone możliwości połączenia z pozostałymi obszarami bilansowania. Obszar ten nie posiada również połączeń z systemami bilansowania w państwach ościennych. W obszarze gazu zaazotowanego gaz ziemny

dostarczany jest wyłącznie z kopalń. W obszarze bilansowania gazu zaazotowanego utworzono punkt wirtualny.

Zgodnie z IRiESP bilansowanie fizyczne (operacyjne) jest realizowane przez operatora systemu przesyłowego w celu zapewnienia bezpieczeństwa funkcjonowania i integralności systemu przesyłowego. Bilansowanie fizyczne obejmuje zarówno obszar bilansowania systemu przesyłowego, jak również systemy dystrybucyjne przyłączone do systemu przesyłowego, które łącznie tworzą tzw. system wejścia-wyjścia.

Natomiast bilansowaniem handlowym, zgodnie z IRiESP, jest działalność operatora systemu przesyłowego polegająca na określaniu i rozliczaniu wielkości niezbilansowania wynikającego z różnicy pomiędzy ilościami paliwa gazowego, dostarczonego i odebranego z systemu przesyłowego przez użytkowników systemu. Należy także podkreślić, że zgodnie z IRiESP dobowy limit niezbilansowania w obszarze gazu zaazotowanego wynosi 0, natomiast w obszarze bilansowania gazu wysokometanowego stosowany jest środek tymczasowy w postaci tolerancji niezbilansowania wynoszącej 5% ilości paliwa gazowego w fizycznych punktach systemu. Od 1 kwietnia 2018 r. tolerancja niezbilansowania została obniżona do 2,5%, a od 1 kwietnia 2019 r. wynosić będzie 0%. W przypadku, gdy na koniec doby dany użytkownik systemu jest niezbilansowany, operator systemu przesyłowego nakłada na niego opłatę za niezbilansowanie, o której mowa w art. 19 rozporządzenia BAL.

Realizacja umów przesyłowych odbywa się poprzez składanie nominacji i renominacji. Nominacją jest oświadczenie zleceniodawcy usługi przesyłania (ZUP) dotyczące ilości paliwa gazowego, która będzie dostarczona przez niego w określonym czasie do systemu przesyłowego w punktach wejścia i odebrana w punktach wyjścia. Zgodnie z IRiESP zleceniodawca usługi przesyłania w celu realizacji umowy przesyłowej składa operatorowi nominacje, w której określa ilość paliwa gazowego dla każdej godziny doby gazowej dla każdego punktu wejścia i wyjścia. W odniesieniu do punktu wirtualnego będącego rynkiem giełdowym nominacje składa podmiot prowadzący rynek giełdowy. Operator systemu przesyłowego jest zobowiązany przekazać informację o zatwierdzeniu lub odrzuceniu nominacji nie później niż do godz. 16:00 doby poprzedzającej dobę, dla której dokonywana jest nominacja. Nominacje mogą natomiast zostać zmienione w trybie renominacji. Renominacje można składać od godz. 16:00 doby poprzedzającej dobę gazową do godz. 3:00. Zatwierdzona zgodnie z postanowieniami IRiESP renominacja uzyskuje status zatwierdzonej nominacji.

Istotne dla prowadzenia bilansowania przez operatora systemu przesyłowego są również zasady alokacji, polegającej na przypisaniu poszczególnym zleceniodawcom usługi przesyłania ilości paliwa gazowego przekazanego do przestania w punkcie wejścia lub odbieranego w punkcie wyjścia. W przypadku punktów wyjścia z systemu przesyłowego, alokacji dokonuje odbiorca paliwa gazowego w tym punkcie lub, w przypadku gdy jest to punkt połączenia z operatorem systemu współpracującego (OSW), ten operator systemu współpracującego. Na połączeniach z systemem dystrybucyjnym zgodnie z postanowieniami IRiESP, alokacji dokonuje operator systemu dystrybucyjnego. Alokacja przez operatora systemu dystrybucyjnego dokonywana jest na podstawie rzeczywistego lub prognozowanego zużycia paliwa gazowego poszczególnych odbiorców.

IRiESD opracowywana jest przez operatora systemu dystrybucyjnego. Analogicznie, jak w przypadku IRiESP, określone są w niej szczegółowe warunki korzystania z tych sieci przez użytkowników systemu oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania ich rozwoju, przy czym OSD uwzględnia w swojej instrukcji wymagania wynikające z IRiESP. W razie zmiany IRiESP, OSD przedkłada Prezesowi URE do zatwierdzenia, w drodze decyzji, instrukcję wraz z informacją o zgłoszonych przez użytkowników systemu uwagach oraz sposobie ich uwzględnienia.

Wyjątek stanowi IRiESD opracowywana przez OSD będącego przedsiębiorstwem zintegrowanym pionowo obsługującym mniej niż sto tysięcy odbiorców przyłączonych do systemu dystrybucyjnego gazowego wchodzącego w skład tego przedsiębiorstwa, jeżeli sprzedaż gazu przez to przedsiębiorstwo w ciągu roku nie przekracza 150 mln m³. Taki OSD obowiązany jest jedynie do zamieszczenia IRiESD na swojej stronie internetowej i udostępniania jej w swojej siedzibie do wglądu. Analogicznie jak w przypadku IRiESP, IRiESD ma charakter wiążący dla użytkowników danego systemu dystrybucyjnego i stanowi część umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej.

Usługi magazynowania gazu w instalacjach magazynowych świadczone powinny być na zasadzie równoprawnego traktowania na podstawie umowy o świadczenie usług magazynowania gazu. Operator systemu magazynowania (Gas Storage Poland Sp. z o.o.) opracował Regulamin Świadczenia Usług Magazynowania (RŚUM) jako wzorzec umowy mający charakter wiążący dla zleceniodawców usług magazynowania. RŚUM nie jest zatwierdzany przez Prezesa URE.

Również usługi skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego przy użyciu instalacji skroplonego gazu ziemnego są świadczone na zasadach równoprawnego traktowania na podstawie umowy o świadczenie usług skraplania gazu ziemnego. Operator systemu skraplania gazu ziemnego dla Terminalu LNG w Świnoujściu (spółka Polskie LNG S.A.) opracował Instrukcję Terminalu jako ogólny wzorzec umowy. Dokument ten nie jest zatwierdzany przez Prezesa URE.

Na polskim rynku gazu w zakresie rozliczeń stosuje się taryfy opracowywane przez przedsiębiorstwa energetyczne i zatwierdzone przez Prezesa URE dla usług przesyłania, dystrybucji, magazynowania, regazyfikacji LNG oraz obrotu. Jest to materia uregulowana w ustawie – Prawo energetyczne oraz w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z 28 czerwca 2013 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi⁸⁷⁾. Na mocy ustawy z 30 listopada 2016 r., obowiązek przedłożenia taryfy do zatwierdzenia Prezesowi URE ustał 1 stycznia 2017 r. wobec podmiotów prowadzących obrót gazem na rynku hurtowym oraz wobec podmiotów prowadzących obrót gazem w postaci CNG i LNG, obrót w punkcie wirtualnym, a także w trybie przetargów, aukcji i zamówień publicznych. Przedmiotowym zwolnieniem od 1 października 2017 r. zostali objęci sprzedawcy dostarczający gaz do odbiorców końcowych, z wyjątkiem gospodarstw domowych. Sprzedaż gazu do odbiorców w gospodarstwach domowych będzie objęta obowiązkiem taryfowym do 31 grudnia 2023 r.

W odniesieniu do operatora systemu przesyłowego należy zauważyć, że Rzeczpospolita Polska przyjęła model rynku gazu opartego na wydzieleniu własnościowym operatora systemu przesyłowego (ang. *ownership unbundling*). Oznacza to, że operator systemu przesyłowego odpowiedzialny za transport gazu ziemnego gazociągami przesyłowymi jest właścicielem tych gazociągów. Wyjątkiem jest System Gazociągów Tranzytowych Jamał – Europa Zachodnia, tzw. gazociąg jamalski. Jest to gazociąg, za pomocą którego gaz ziemny jest przesyłany z Federacji Rosyjskiej do Polski oraz Europy Zachodniej. Jego właścicielem jest spółka EuRoPol Gaz S.A., której akcje należą do PGNiG S.A. (48%), PAO Gazprom (48%) oraz Gas-Trading S.A. (4%), natomiast OGP Gaz-System S.A. została wyznaczona dla tego gazociągu operatorem systemu przesyłowego w ramach modelu ISO (ang. *independent system operator*).

1.1.2. Zatwierdzanie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci

W 2017 r. treść IRIESP dla Systemu Gazociągów Tranzytowych Jamał – Europa Zachodnia nie uległa zmianie, zaś treść IRIESP dla Krajowego Systemu Przesyłowego została raz zmieniona – decyzją Prezesa URE z 6 listopada 2017 r.

W związku z zatwierdzeniem przez Prezesa URE „Sprawozdania dotyczącego planowanych do wprowadzenia przez Gaz-System S.A. środków tymczasowych w związku z wejściem w życie Rozporządzenia Komisji (UE) Nr 312/2014 z dnia 26 marca 2014 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący bilansowania gazu w sieciach przesyłowych”, w którym określono poziom dobowego limitu niezbilansowania – tj. tolerancji, na wniosek OSP Prezes URE 3 lutego 2016 r. wydał decyzję o zmianie decyzji o zatwierdzeniu IRIESP. Wskutek powyższej zmiany w okresie od 1 października 2017 r. od godz. 6:00 do 1 kwietnia 2018 r. do godz. 6:00 poziom tolerancji wynosi 5%, zaś w okresie od 1 kwietnia 2018 r. od godz. 6:00 do 1 kwietnia 2019 r. do godz. 6:00 – 2,5%, przy czym wartością odniesienia jest ilość paliwa gazowego odpowiednio przekazanego lub odebranego w punktach wejścia/wyjścia

⁸⁷⁾ Dz. U. z 2013 r. poz. 820.

(z wyłączeniem wirtualnych punktów wejścia/wyjścia). Zgodnie z art. 45 ust. 4 rozporządzenia BAL, począwszy od 16 kwietnia 2019 r. środki tymczasowe, w tym tolerancja, nie będą mogły już być stosowane. Ponadto postanowiono nanieść redakcyjne zmiany do IRiESP – usunąć nieaktualne już postanowienia oraz uporządkować numerację przepisów przejściowych, dostosowujących i końcowych.

W pozostałym zakresie ww. decyzja z 3 lutego 2016 r. o zatwierdzeniu IRiESP nie została zmieniona.

1.1.3. Wdrożenie kodeksów sieciowych wraz z oceną efektów dla rozwoju rynku gazu

Rozporządzenie BAL

Rozporządzenie 312/2014, zwane również rozporządzeniem BAL, weszło w życie 1 października 2015 r. Wdrożenie do polskiego systemu prawnego jego przepisów wymagało wydania przez krajowy organ regulacyjny, tj. Prezesa URE, kilku istotnych decyzji.

Zgodnie z decyzją Prezesa URE z 1 października 2015 r. o zatwierdzeniu „Mechanizmu zapewnienia neutralności kosztowej działań bilansujących Operatora Systemu Przesyłowego Gaz-System S.A. w związku z wejściem w życie rozporządzenia Komisji (UE) nr 312/2014 z dnia 26 marca 2014 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący bilansowania gazu w sieciach przesyłowych”, zatwierdzony mechanizm stosowany będzie do 1 października 2018 r., przy czym począwszy od roku gazowego 2017/2018 opłata z tytułu neutralności bilansowania naliczana jest jedynie w cyklach miesięcznych. W trakcie roku gazowego 2016/2017, oprócz opłaty miesięcznej naliczana była opłata roczna za rok gazowy 2015/2016.

Decyzją z 4 sierpnia 2017 r. Prezes URE wyraził ponownie zgodę na prowadzenie przez OSP obrotu gazem na platformie obrotu EEX działającej na obszarze bilansowania GASPOOL (Republika Federalna Niemiec) oraz na przesyłanie gazu do i z tego obszaru bilansowania w celu prowadzenia działań bilansujących. Poprzednio obowiązująca decyzja wydana w 2016 r. wygasła 1 października 2017 r. Możliwość nabycia bądź sprzedaży standardowych produktów krótkoterminowych przez OSP na giełdzie EEX stanowi dodatkową, alternatywną dla transakcji zawieranych na platformie handlowej (obrotu) prowadzonej przez TGE S.A., możliwość podejmowania efektywnych działań bilansujących przez operatora systemu przesyłowego. Operator ten może dokonywać transakcji obrotu gazem ziemnym w celu zbilansowania obszaru bilansowania gazu wysokometanowego Krajowego Systemu Przesyłowego oraz obszaru bilansowania SGT. Ponadto, zgodnie z treścią decyzji z 4 sierpnia 2017 r. operator może podejmować działania bilansujące na obszarze bilansowania Krajowego Systemu Przesyłowego gazu wysokometanowego w celu zbilansowania obszaru bilansowania SGT. Decyzja zezwala również na transport gazu ziemnego z obszaru bilansowania GASPOOL do obszaru bilansowania SGT i KSP oraz z obszaru bilansowania KSP do SGT na potrzeby związane z działaniami bilansującymi. Wprowadzenie możliwości obrotu produktami krótkoterminowymi przyczynia się do zwiększenia stabilności i efektywności pracy systemu SGT, jak również KSP. Ww. decyzja wygasa 1 października 2018 r. Należy zaznaczyć, że prowadzenie obrotu na sąsiednim obszarze bilansowania zgodnie z zawartą w art. 9 rozporządzenia BAL kolejnością uszeregowania ofert stanowi mechanizm uzupełniający działania bilansujące prowadzone przez operatora systemu przesyłowego. Należy jednak nadmienić, że w 2017 r. nie podjęto działań bilansujących na sąsiadujących obszarach bilansowania (działania bilansujące podejmowane na platformie obrotu funkcjonującej w obszarze bilansowania gazu wysokometanowego wystarczyły, aby zbilansować system przesyłowy, natomiast w obszarze bilansowania SGT niezbilansowanie nie wystąpiło).

Stosownie do art. 45-50 rozporządzenia BAL, Prezes URE 29 września 2017 r. na wniosek OSP Gaz-System S.A. wydał decyzję w przedmiocie stosowania środków przejściowych. W każdym z trzech obszarów bilansowania zostały utrzymane środki przejściowe dopuszczalne do stosowania na podstawie przepisów tegoż rozporządzenia. Istnieje również możliwość przedłużenia stosowania środków przejściowych na uzasadniony wniosek operatora. Środki tymczasowe nie mogą być jednak stosowane po 16 kwietnia 2019 r. Oznacza to, że następne sprawozdanie musi przewidywać

zakończenie stosowania środków przed tym dniem (możliwe jest jedynie przedłużenie o 5 lat korzystania z platformy rynku bilansującego). W ramach obszaru bilansowania KSP_{WM} jako środki tymczasowe jest stosowana platforma rynku bilansującego oraz tolerancja niezbilansowania, której poziom wynosi 5%. Zgodnie ze sprawozdaniem dotyczącym stosowania środków tymczasowych począwszy od 1 kwietnia 2018 r. tolerancja niezbilansowania zostanie zredukowana do 2,5%. Warto dodać, że począwszy od 1 października 2016 r. platforma rynku bilansującego stosowana jest wyłącznie w odniesieniu do produktów lokalizowanych w punktach połączenia z systemami przesyłowymi znajdującymi się poza terytorium Państw Członkowskich UE. Natomiast w ramach obszaru bilansowania SGT oraz obszaru bilansowania gazu zaazotowanego utrzymano środki tymczasowe w postaci platformy rynku bilansującego oraz tymczasowej opłaty za niezbilansowanie. Tymczasowa opłata za niezbilansowanie jest obliczana w oparciu o mechanizm cen krańcowych, odmiennie dla obszaru bilansowania SGT oraz obszaru bilansowania gazu zaazotowanego. Podstawową różnicą pomiędzy platformą rynku bilansującego a platformą obrotu o charakterze handlowym jest fakt, że operator systemu przesyłowego jest stroną każdej transakcji zawieranej na platformie rynku bilansującego. Zatwierdzone przez Prezesa URE sprawozdanie określa wstępne założenia i zasady mające na celu zaprzestanie stosowania środków tymczasowych. Zgodnie ze sprawozdaniem dotyczącym stosowania środków tymczasowych wycofanie stosowania tych środków będzie wiązało się m.in. z wydłużeniem pracy przez platformę obrotu (w przypadku RP jest to platforma obrotu prowadzona przez TGE S.A.) oraz w przypadku obszaru bilansowania gazu zaazotowanego i obszaru bilansowania SGT, z ewentualnym wprowadzeniem obowiązków śróddziennych stosowanie do przepisów art. 26-28 rozporządzenia BAL.

Ponadto, wykonując obowiązki związane z publikacją odpowiednich danych na podstawie przepisów rozporządzenia BAL, operator systemu przesyłowego publikuje na stronie internetowej informacje o kosztach i liczbie działań bilansujących, w tym przede wszystkim informacje dotyczące usług bilansujących i kosztów poniesionych w związku z tymi usługami (art. 8 ust. 7 rozporządzenia BAL), informacje dotyczące kosztów, częstotliwości oraz liczby działań bilansujących przeprowadzanych zgodnie z art. 9 ust. 1 oraz art. 9 ust. 3 rozporządzenia BAL, informacje dotyczące łącznych opłat związanych z działalnością bilansującą operatora systemu przesyłowego oraz informacje dotyczące metody kalkulacji opłaty za niezbilansowanie dobowe zgodnie z art. 20 ust. 2 rozporządzenia BAL.

W 2017 r. w jednym punkcie wejścia do systemu przesyłowego stosowane były usługi bilansujące. Zasady stosowania tych usług zostały zawarte w art. 8 rozporządzenia BAL oraz umowie o świadczenie tych usług, która jest zawierana przez operatora systemu przesyłowego po przeprowadzeniu niedyskryminacyjnej procedury przetargowej.

Rozporządzenie CAM

Przez 6 miesięcy po wejściu w życie zmienionego rozporządzenia CAM, tj. w okresie od 6 kwietnia do 6 października 2017 r., operatorzy systemów przesyłowych (OGP Gaz-System S.A. z GASCADE Gastransport GmbH w odniesieniu do punktu połączenia Mallnow i z ONTRAS Gastransport GmbH w odniesieniu do GCP) prowadzili rozmowy celem dokonania wyboru wspólnej platformy rezerwacyjnej, na której alokowana będzie przepustowość w polsko-niemieckich punktach połączeń międzysystemowych stosownie do art. 37 ust. 1 rozporządzenia CAM. Brak pozytywnego wyniku tych rozmów spowodował przekazanie sprawy wyboru platformy do organów regulacyjnych – Bundesnetzagentur i Prezesa URE. Regulatorzy wszczęli postępowania administracyjne i nawiązali rozmowy celem dokonania wspólnego wyboru platformy rezerwacyjnej. Termin wynikający z art. 37 ust. 3 zd. 3 rozporządzenia CAM upłyne 16 kwietnia 2018 r., przy czym może on zostać wydłużony o 6 miesięcy stosownie do art. 37 ust. 3 zd. 4 rozporządzenia CAM w związku z art. 8 ust. 1 rozporządzenia 713/2009.

W 2017 r. zgodnie z art. 26 rozporządzenia CAM, OGP Gaz-System S.A. wraz z operatorami sąsiadującymi systemów przesyłowych przeprowadzili pierwszą ocenę zapotrzebowania rynku na zdolności przyrostowe. Na podstawie otrzymanych niewiążących zgłoszeń zapotrzebowania

operatorzy wspólnie opracowali sprawozdania z oceny zapotrzebowania rynku, w których oszacowali potencjalne zapotrzebowanie na zdolność przyrostową w ramach danego systemu wejścia-wyjścia oraz wskazali, czy należy zainicjować realizację projektu zdolności przyrostowej. Operatorzy przedstawili następujące wnioski z przeprowadzonej oceny:

- W zakresie połączenia międzysystemowego Polska – Czechy: zgłoszone zapotrzebowanie na zdolność będzie mogło zostać zrealizowane w ramach planowanej rozbudowy połączenia Polska – Czechy (Stork II), dlatego nie ma konieczności inicjowania projektu zdolności przyrostowej.
- W zakresie połączenia międzysystemowego Polska – Litwa: zgłoszone zapotrzebowanie na zdolność będzie mogło zostać zrealizowane w ramach planowanego połączenia Polska – Litwa (GIPL), dlatego nie ma konieczności inicjowania projektu zdolności przyrostowej.
- W zakresie połączenia międzysystemowego Polska – Niemcy (Gaspool): w ramach procesu badania zapotrzebowania na zdolność przyrostową pomiędzy systemami przesyłowymi OGP Gaz-System S.A. i GASCADE Gastransport GmbH (IP Mallnow) nie zgłoszono żadnego zapotrzebowania, dlatego projekt nie zostanie zainicjowany. Dostępna zdolność (część zdolności technicznej, która nie jest zarezerwowana) jest obecnie wystarczająca, aby pokryć potencjalne zapotrzebowanie na zdolność na połączeniu Polski z obszarem Gaspool w punkcie Mallnow. W ramach procesu badania zapotrzebowania na zdolność przyrostową pomiędzy systemami OGP Gaz-System S.A. i ONTRAS Gastransport GmbH (IP GCP Gaz-System/ONTRAS), zgłoszono zapotrzebowanie na zdolność przyrostową w punkcie wyjścia GCP Gaz-System/ONTRAS na przesył gazu w kierunku Niemiec, która przekracza obecnie dostępną zdolność. W celu spełnienia oczekiwań uczestników rynku zainteresowanych zdolnością przyrostową na tym połączeniu, operatorzy podjęli decyzję o uruchomieniu fazy projektowania dla tego połączenia.

Następnie, OGP Gaz-System S.A. oraz ONTRAS Gastransport GmbH rozpoczęli fazę projektowania zgodnie z art. 27 rozporządzenia CAM. W wyniku przeprowadzonych analiz technicznych i ekonomicznych operatorzy opracowali wstępną propozycję projektu zdolności przyrostowej dla połączenia międzysystemowego Polska – Niemcy (Gaspool), zawierającą m.in. opis projektu zdolności przyrostowej, w tym oszacowanie kosztów, poziomy oferty dla produktów z zakresu zdolności powiązanej w punkcie połączenia międzysystemowego oraz wstępny harmonogram realizacji projektu zdolności przyrostowej. Dokument ten został poddany konsultacjom publicznym w okresie od 19 października do 19 grudnia 2017 r.

Zgodnie z art. 28 ust. 1 rozporządzenia CAM propozycja projektu zdolności przyrostowej zostanie przedłożona Prezesowi URE oraz Bundesnetzagentur w celu uzyskania skoordynowanych zatwierdzeń.

Na mocy przepisu przejściowego (art. 31 rozporządzenia CAM) przepisy art. 26-30 tego aktu, regulujące proces uzyskiwania zdolności przyrostowej, nie znajdują zastosowania wobec projektu Baltic Pipe. Decyzją z 24 marca 2017 r. Prezes URE zatwierdził metody alokacji zdolności przesyłowych określone w dokumencie przedłożonym przez OSP „Projekt Baltic Pipe – Metody alokacji zdolności przesyłowe w ramach Open Season 2017”, załączonym do decyzji. Zgodnie z art. 8 ust. 8 ówczesnie obowiązującego rozporządzenia CAM postanowiono, że 10% technicznej zdolności przesyłowej w planowanym punkcie połączenia Baltic Pipe zostanie wyodrębnione i będzie oferowane nie wcześniej niż w czasie corocznej aukcji zdolności kwartalnej, przeprowadzanej zgodnie z kalendarzem aukcji podczas roku gazowego poprzedzającego początek odpowiedniego roku gazowego. Wielkość ta została uzgodniona przez OSP z Energinet.dk oraz przez Prezesa URE z regulatorem duńskim i została zatwierdzona w ww. decyzji Prezesa URE.

Do omawianego projektu stosuje się zaś przepisy o teście ekonomicznym (art. 22-25 rozporządzenia CAM). Na ich podstawie, decyzją z 25 sierpnia 2017 r. Prezes URE zatwierdził dla projektu Baltic Pipe informację o cenach referencyjnych (stawkach) opłat przesyłowych oszacowanych dla horyzontu czasowego od 1 października 2022 r. do 1 października 2037 r. dla wskazanych przez OSP poziomów mocy oraz informację o wartości bieżącej szacunkowego wzrostu dozwolonych przychodów OSP w związku ze zdolnością przyrostową, a także ustalił poziom współczynnika f . Następnie, decyzją z 6 listopada 2017 r. Prezes URE zobowiązał OSP do przeprowadzenia testu ekonomicznego dla

projektu zdolności przyrostowej Baltic Pipe w części przezeń realizowanej, po uzyskaniu wiążących zobowiązań użytkowników sieci w zakresie kontraktowania zdolności przyrostowej w procedurze Open Season.

Wdrożenie przepisów rozporządzenia CAM umożliwiło stworzenie jednolitych i przejrzystych mechanizmów alokacji przepustowości. Stosowanie przepisów tego rozporządzenia regulujących proces uzyskiwania zdolności przyrostowej zapewnia zaś możliwość zgłoszenia przez uczestników rynku zapotrzebowania na zdolność przyrostową, zmniejsza ryzyko ponoszenia przez OSP nieuzasadnionych nakładów inwestycyjnych ze względu na ustanowienie nowego narzędzia oceny projektów inwestycyjnych (tj. testu ekonomicznego) oraz potrzebę uzyskania przez OSP decyzji o zatwierdzeniu przez organ regulacyjny propozycji projektu, a także jest korzystne dla rozwoju rynku gazu z uwagi na przyjęcie dwuletniego cyklu oceny zapotrzebowania rynku na zdolność przyrostową.

Rozporządzenie o interoperacyjności

Sposób wdrożenia rozporządzenia IO został zweryfikowany przez Prezesa URE i przez ACER i został oceniony jako prawidłowy.

Wdrożenie przepisów o interoperacyjności i wymianie danych pozwoliło na ujednoczenie zasad współpracy między operatorami sąsiadujących systemów przesyłowych oraz wypracowanie przez ENTSOG wzoru umowy dotyczącej połączenia międzysystemowego. W przepisach tych ustanowiono wspólny zbiór jednostek oraz współczynniki przeliczeniowe między warunkami odniesienia. Określenie jednolitych zasad dotyczących jakości oraz nawaniania gazu istotnie ułatwia handel gazem między państwami członkowskimi UE.

Rozporządzenie NC TAR

6 kwietnia 2017 r. weszło w życie rozporządzenie NC TAR, z wyjątkiem przepisów rozdziałów VI i VIII, które były stosowane od 1 października 2017 r. oraz rozdziałów II, III i IV, które będą stosowane od 31 maja 2019 r. Rozporządzenie NC TAR jest jednym z tzw. „kodeksów sieci”, których procedura opracowania i uchwalenia została przewidziana w art. 6 rozporządzenia 715/2009, wiąże ono w całości i jest stosowane bezpośrednio we wszystkich krajach członkowskich Unii Europejskiej.

Celem regulacji wynikających z tego rozporządzenia jest zwiększenie transparentności procesu ustalania taryf za przesyłanie gazu oraz ujednoczenie ich struktur na obszarze UE. Rozporządzenie NC TAR wprowadza obowiązki konsultacyjne i publikacyjne w zakresie metodologii kalkulacji i parametrów technicznych przyjmowanych do kalkulacji taryf przesyłowych, co ma zapewnić użytkownikom unijnych systemów przesyłania gazu większą przewidywalność poziomu opłat oraz ich porównywalność.

Wdrożenie omawianego kodeksu powinno przyczynić się do większej integracji europejskiego rynku gazu, zwiększenia bezpieczeństwa dostaw i rozwoju połączeń międzysystemowych, co z kolei może poprawić konkurencyjność europejskich przedsiębiorstw i spowodować obniżenie płatności za pobrane przez odbiorców gaz, w tym odbiorców w gospodarstwach domowych.

Rozporządzenie NC TAR reguluje m.in. zasady dotyczące kryteriów wyboru stosowanej metody wyznaczania ceny (stawki) referencyjnej, kalkulacji cen (stawek) bazowych dla standardowych produktów w zakresie przepustowości oferowanych w trybie aukcji, zasady wyceny produktów przerywanych i stosowanych rabatów m.in. dla usług magazynowania.

Wzmocnieniu stabilności finansowej operatorów przesyłowych gazu ma służyć wprowadzone przez rozporządzenie NC TAR tzw. konto regulacyjne (ang. *regulatory account*), poprzez które możliwe będzie rozliczenie przychodów planowanych przed rozpoczęciem okresu taryfowego z rzeczywiście zrealizowanymi przez operatora systemu przesyłowego w tym okresie. Rozwiązanie to już w chwili obecnej stosowane jest w wielu krajach UE, natomiast w warunkach polskich będzie wykorzystane w odniesieniu do taryf dla usług przesyłania paliw gazowych od 31 maja 2019 r., tj. od momentu wejścia w życie przepisów NC TAR w tym zakresie.

Od wejścia w życie rozporządzenia NC TAR zarówno ACER, jak i ENTSO-G aktywnie uczestniczą w procesie jego wdrażania, wspierając krajowych regulatorów oraz operatorów systemów przesyłowych. ENTSO-G opracował materiały wdrożeniowe dotyczące rozporządzenia NC TAR (tzw. ENTSO-G IDoc⁸⁸⁾, szczegółowo opisujące wszelkie kwestie związane z implementacją jego przepisów, łącznie z przykładami liczbowymi. Ponadto, dwukrotnie zorganizował warsztaty wdrożeniowe dla operatorów i uczestników rynku: 29 marca oraz 5 października 2017 r. Materiały z tych warsztatów są dostępne na stronie internetowej ENTSO-G. Również w 2017 r. rozpoczęły się prace nad sprawozdaniem ACER dotyczącym metod i parametrów stosowanych do określenia dozwolonych lub docelowych przychodów operatorów systemów przesyłowych, które Agencja ma opublikować w terminie do 6 kwietnia 2019 r.

Przedstawiciele Prezesa URE uczestniczyli w pracach zespołów zadaniowych ACER (ds. taryf oraz dopuszczalnego przychodu) oraz opiniowali dokumenty wdrożeniowe dotyczące rozporządzenia NC TAR. W kraju również były prowadzone analizy oraz konsultacje z zainteresowanymi podmiotami w zakresie realizacji obowiązków wynikających z tego rozporządzenia.

Niemniej, do dnia złożenia niniejszego Sprawozdania, mimo sygnalizowania przez Prezesa URE takiej konieczności, nie została dokonana nowelizacja Prawa energetycznego celem dostosowania do przepisów NC TAR. Ustawodawca nie zapewnił także środków finansowych na realizację nowych zadań Prezesa URE wynikających z NC TAR, np. związanych z koniecznością realizacji obowiązków konsultacyjnych i publikacyjnych.

27 października 2017 r. Prezes URE wydał pierwszą decyzję na podstawie przepisów rozporządzenia NC TAR. Na jej mocy OGP Gaz-System S.A. wyznaczona została podmiotem odpowiedzialnym za publikację informacji, o których mowa w art. 30 tego rozporządzenia, w zakresie dotyczącym własnej sieci przesyłowej oraz sieci przesyłowej będącej własnością przedsiębiorstwa energetycznego SGT EuRoPol GAZ S.A., na której OGP Gaz-System S.A. pełni funkcję operatora systemu przesyłowego gazowego. Stosownie do ww. decyzji, 1 grudnia 2017 r., tj. 30 dni przed rozpoczęciem okresu taryfowego, OGP Gaz-System S.A. opublikowała na swojej stronie internetowej informacje określone w art. 30 rozporządzenia NC TAR, dotyczące sieci przesyłowej będącej jej własnością. Natomiast informacje dotyczące sieci przesyłowej, będącej własnością przedsiębiorstwa energetycznego SGT EuRoPol GAZ S.A., nie zostały opublikowane w związku z niewprowadzeniem taryfy na 2018 r. do stosowania, wynikającym z niezakończonego postępowania odwoławczego od decyzji Prezesa URE.

1.2. Wyniki z monitoringu wypełniania zadań przez operatora systemu przesyłowego w zakresie warunków dostępu do sieci

Prezes URE monitoruje wykonywanie przez operatora systemu przesyłowego przypisanych mu obowiązków, w szczególności związanych z dostępem stron trzecich do usług przesyłowych z zachowaniem zasady niedyskryminacji i przejrzystości oraz obowiązków sprawozdawczych. Zakres obowiązków i zadań operatora systemu przesyłowego jest uregulowany w art. 9c i 9g ustawy – Prawo energetyczne. Operator systemu przesyłowego, stosując obiektywne i przejrzyste zasady zapewniające równe traktowanie użytkowników systemu oraz uwzględniając wymogi ochrony środowiska, jest odpowiedzialny m.in. za bezpieczeństwo dostarczania paliw gazowych poprzez zapewnienie bezpieczeństwa funkcjonowania systemu gazowego i realizację umów z użytkownikami tego systemu.

Na mocy rozporządzenia 715/2009 OSP zobowiązany jest do realizacji obowiązków informacyjnych oraz dokumentacyjnych, w szczególności wskazanych w art. 18 tego rozporządzenia oraz w pkt 3 załącznika I (zwanego potocznie *Transparency*). Rozporządzenie to nakłada wymóg zachowania odpowiedniego poziomu przejrzystości, aby umożliwić wszystkim uczestnikom rynku równy dostęp do informacji dotyczących zdolności sieci, przepływów oraz utrzymywania, bilansowania oraz dostępności

⁸⁸⁾ Implementation Document for TAR NC.

i wykorzystania instalacji magazynowych. Informacje dla użytkowników publikowane są dla tzw. punktów właściwych systemu, które podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE. Zgodnie bowiem z art. 18 ust. 3 rozporządzenia 715/2009 w odniesieniu do świadczonych przez siebie usług, każdy operator systemu przesyłowego podaje do wiadomości publicznej informacje liczbowe o technicznej, zakontraktowanej i dostępnej zdolności dla wszystkich właściwych punktów, w tym dla punktów wejścia i wyjścia, w sposób regularny i z zachowaniem ciągłości, w przyjaznej dla użytkownika i znormalizowanej formie. Podstawę do zatwierdzenia przez Prezesa URE punktów właściwych stanowi natomiast art. 18 ust. 4 omawianego rozporządzenia. W 2017 r. katalog punktów właściwych systemu przesyłowego nie uległ zmianie.

Operator systemu przesyłowego udostępnia uczestnikom rynku maksymalną zdolność w punktach właściwych systemu. Oferuje on niewykorzystane zdolności na rynku pierwotnym na zasadach ciągłych oraz w przypadku występowania ograniczeń kontraktowych – na zasadach przerywanych. Umożliwia także użytkownikom sieci odsprzedanie lub udostępnienie na podstawie innego tytułu prawnego niewykorzystywanej zakontraktowanej zdolności na rynku wtórnym.

OSP stosowanie do art. 18 rozporządzenia 715/2009 oraz pkt 3 załącznika I, publikuje informacje potrzebne użytkownikowi do korzystania oferowanych przez niego usług. Dane dostępne są na stronie internetowej OGP Gaz-System S.A.: <http://www.Gaz-System.pl/strefa-klienta/system-przesylowy/tsotransparencytemplate/>.

Zdolność wynikająca z procedury nadsubskrypcji w określonych punktach KSP i SGT powinna być na bieżąco publikowana na stronie operatora systemu przesyłowego w sytuacji istnienia w tych punktach ograniczeń kontraktowych. Ze względu na brak ograniczeń kontraktowych w 2017 r., OGP Gaz-System S.A. nie udostępnił przepustowości w ramach mechanizmu nadsubskrypcji. Ponadto operator nie stwierdził potrzeby zastosowania wobec długoterminowych przydziałów przepustowości procedury opartej na długoterminowej zasadzie „wykorzystaj lub strać” (*long-term UIOLI*).

W tab. 31 przedstawiono informacje dotyczące zdolności przesyłowych na połączeniach międzysystemowych systemu przesyłowego zarządzanego przez OGP Gaz-System S.A. (w tym systemu SGT).

Tabela 31. Zdolności przesyłowe na połączeniach transgranicznych systemu przesyłowego w 2017 r.

Nazwa operatora systemu	Kraj operatora	Miejsce połączenia	Kierunek dostaw		Całkowita zdolność przesyłowa ciągła*	Zarezerwowane zdolności przesyłowe ciągłe	Niewykorzystane zarezerwowane zdolności przesyłowe ciągłe	Niezarezerwowane zdolności przesyłowe ciągłe	Przesył zrealizowany**
OSGT Gaz-System S.A.	Polska	Punkt Wzajemnego Połączenia	Polska	MWh/rok	84 842 824	67 335 461	11 077 660	33 036 651	56 257 801
				mln m ³ /rok	7 658	6 078	1 000	2 982	5 078
ONTRAS	Niemcy	GCP Gaz-System/ONTRAS (we)	Polska	MWh/rok	17 776 668	7 156 642	1 055 310	10 078 768	6 101 332
				mln m ³ /rok	1 594	642	95	904	547
ONTRAS	Niemcy	GCP Gaz-System/ONTRAS (wy)	Niemcy	MWh/rok	9 552 716	0	0	8 404 147	18 225
				mln m ³ /rok	857	0	0	754	2
Net4Gas	Czechy	Cieszyn rewers	Czechy	MWh/rok	0	0	0	0	24
				mln m ³ /rok	0	0	0	0	0,002
Net4Gas	Czechy	Cieszyn	Polska	MWh/rok	6 593 915	6 319 020	5 056 419	747 162	1 262 601
				mln m ³ /rok	587	563	450	67	112
Severomoravske plynarenske	Czechy	Branice	Polska	MWh/rok	15 697	0	0	0	0
				mln m ³ /rok	1	0	0	0	0
Ukrtransgaz	Ukraina	Drozdowicze	Polska	MWh/rok	49 494 000	48 868 759	0	625 241	49 724 266
				mln m ³ /rok	4 380	4 325	0	55	4 400
Bieltransgaz	Białoruś	Tietierowka	Polska	MWh/rok	2 665 580	2 352 704	1 473 298	312 876	879 406
				mln m ³ /rok	237	209	131	28	78
Bieltransgaz	Białoruś	Wysokoje	Polska	MWh/rok	58 834 727	37 505 406	3 134 206	22 973 595	34 371 200
				mln m ³ /rok	5 220	3 328	278	2 038	3 050
Ukrtransgaz	Ukraina	Hermanowice kier. Ukraina	Ukraina	MWh/rok	0	0	0	0	13 780 495
				mln m ³ /rok	0	0	0	0	1 216

Nazwa operatora systemu	Kraj operatora	Miejsce połączenia	Kierunek dostaw		Całkowita zdolność przesyłowa ciągła*	Zarezerwowane zdolności przesyłowe ciągłe	Niewykorzystane zarezerwowane zdolności przesyłowe ciągłe	Niezarezerwowane zdolności przesyłowe ciągłe	Przesył zrealizowany**
Gascade	Niemcy	Mallnow SGT	Niemcy	MWh/rok	314 580 000	339 873 141	0	4 726 018	340 779 273
				mln m ³ /rok	28 048	30 303	0	421	30 384
Gascade	Niemcy	Mallow Rewers SGT	Polska	MWh/rok	67 308 335	45 348 300	10 152 492	23 019 643	35 195 808
				mln m ³ /rok	6 075	4 093	916	2 078	3 177
Gazprom Transgaz Białoruś	Białoruś	Kondratki	Polska	MWh/rok	346 080 000	372 540 705	6 762 391	5 865 769	365 778 314
				mln m ³ /rok	30 856	33 215	603	523	32 612
OSGT Gaz-System S.A.	Polska	Punkt Wzajemnego Połączenia Rewers	Polska/SGT	MWh/rok	0	0	0	0	0
				mln m ³ /rok	0	0	0	0	0

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

** Zarezerwowana ciągła zdolność przesyłowa zgodna z nominacjami, nie uwzględniająca planowanych przerw i ograniczeń.

*** Przesył zrealizowany, liczony łącznie w zakresie zdolności ciągłych i przerywanych.

Źródło: Na podstawie danych OGP Gaz-System S.A.

1.3. Rynek hurtowy

Pozyskanie i przepływy gazu ziemnego

Zakupy gazu z zagranicy, w ilości 167 TWh, uzupełniane były gazem pochodzącym ze źródeł krajowych w ilości 42,1 TWh. Całkowite dostawy gazu z zagranicy w 2017 r. obejmowały import oraz nabycie wewnątrzspółnotowe. W 2017 r. nadal istotną część stanowił import z kierunku wschodniego, realizowany w ramach długoterminowego kontraktu zawartego pomiędzy PGNiG S.A. a Gazprom.

Informacje o strukturze dostaw gazu w 2017 r. przedstawiono w poniższej tabeli.

Tabela 32. Struktura dostaw gazu w 2017 r.

Wyszczególnienie	Ilość [TWh]
1. Dostawy z zagranicy	167,0
2. Wydobyte ze źródeł krajowych	42,1
3. Zmiana stanu zapasów	-1,2

Źródło: URE na podstawie danych OGP Gaz-System S.A. i spółek obrotu gazem.

W 2017 r. przez polski system przesyłowy przepłynęło 560,6 TWh gazu wysokometanowego i 8,5 TWh gazu zaazotanego. Większość gazu wysokometanowego została przetransportowana tranzytem z wykorzystaniem gazociągu jamalskiego. Poniższa tabela prezentuje najważniejsze kierunki przepływu gazu w systemie przesyłowym.

Tabela 33. Bilans przepływów handlowych* gazu wysokometanowego i zaazotowanego w sieci przesyłowej (z uwzględnieniem Systemu Gazociągów Tranzytowych) w 2017 r. [TWh]

2017 r.		
Rodzaj Gazu	Gaz wysokometanowy	Gaz zaazotowany
Wejście do systemu razem	560,6	8,5
z tego:		
kopalnie i odazotownie	23,7	4,6
magazyny	23,7	0,0
dostawy spoza UE	450,8	0,0
dostawy z UE	42,5	0,0
terminal LNG	18,4	0,0
inne (wejścia z dystrybucji)	1,5	3,9
Wyjście z systemu razem	560,6	8,5
z tego:		
mieszalnie i odazotownie	0,0	2,4
magazyny	24,9	0,0
do sieci dystrybucyjnej	132,0	5,9
do odbiorców końcowych na sieci przesyłowej	44,9	0,2
dostawy do UE [MWh]	340,8	0,0
dostawy poza UE	13,8	0,0
potrzeby własne operatora (w tym zmiana stanu kont operatorskich)	4,2	0,0

* 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 2017 r. koncesję na obrót paliwami gazowymi posiadało 200 podmiotów wobec 196 na koniec 2016 r. Natomiast 108 przedsiębiorstw aktywnie uczestniczyło w obrocie gazem ziemnym. Przedsiębiorstwa obrotu gazem spoza GK PGNiG S.A. pozyskały 86,1 TWh gazu ziemnego. Dane dotyczące zakupu i sprzedaży gazu przez spółki obrotu znajdują się w tabeli poniżej. Wielkość pozyskania gazu nie uwzględnia pozyskania na potrzeby własne przez spółki obrotu objęte monitorowaniem, w tym pozyskania gazu przez przedsiębiorstwa energetyczne będące jednocześnie dużymi odbiorcami końcowymi.

Tabela 34. Wolumeny gazu pozyskiwanego i sprzedawanego w ramach obrotu hurtowego przez ankietowane przedsiębiorstwa obrotu w 2017 r. [TWh]⁸⁹⁾

	łącznie	GK PGNiG S.A.	Pozostałe spółki obrotu
Pozyskanie gazu (zakup i wydobywanie)	378,3	292,2	86,1
Hurtowa sprzedaż gazu	145,2	103,5	41,7

Źródło: URE na podstawie danych od spółek obrotu.

⁸⁹⁾ UWAGA: W Sprawozdaniu z działalności Prezesa URE w 2015 r. w Tabeli 37 oraz w Sprawozdaniu z działalności Prezesa URE w 2016 r. w Tabeli 23 zamieszczone dane nie uwzględniają pozyskania gazu ziemnego na potrzeby własne przez spółki obrotu objęte monitoringiem.

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 najwięksi odbiorcy końcowi, którzy mogą działać samodzielnie po zawarciu stosownej umowy z TGE S.A., stając się członkami giełdy, lub też za pośrednictwem domów maklerskich. Obrót giełdowy odbywa się poprzez zawieranie umów sprzedaży (transakcji) pomiędzy członkami giełdy.

W 2017 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.

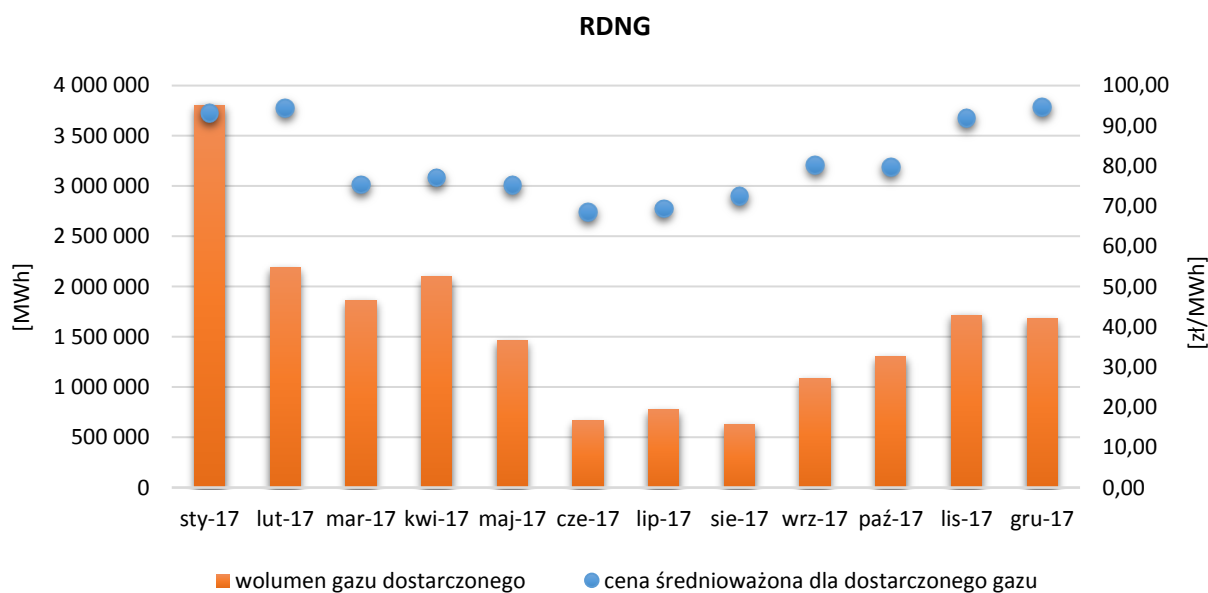
Przedmiotem obrotu na rynku terminowym towarowym gazu (RTTg) jest dostawa gazu w jednakowej ilości we wszystkich godzinach okresu dostawy zgodnym ze standardem instrumentu (tygodniowy, miesięczny, kwartalny i roczny).

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.

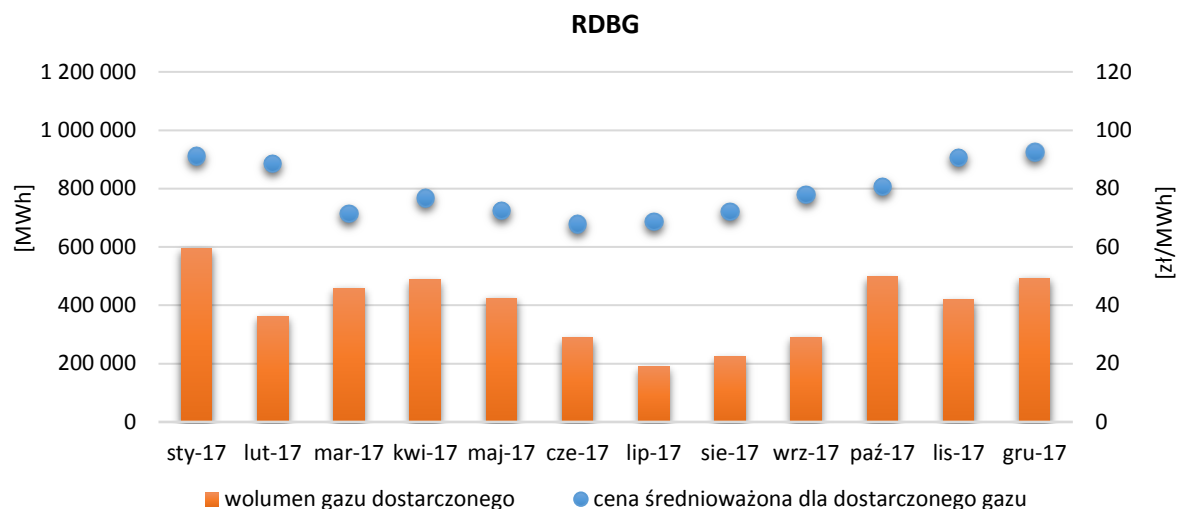
Poniższe rysunki pokazują wolumen oraz cenę dostarczonego gazu w wyniku realizacji kontraktów zawartych na rynku dnia następnego, bieżącego i na rynku terminowym towarowym dla instrumentów gazowych.

Rysunek 36. Wolumen oraz cena dostarczonego gazu w wyniku realizacji kontraktów zawartych na rynku dnia następnego gazu (RDNG) w 2017 r.



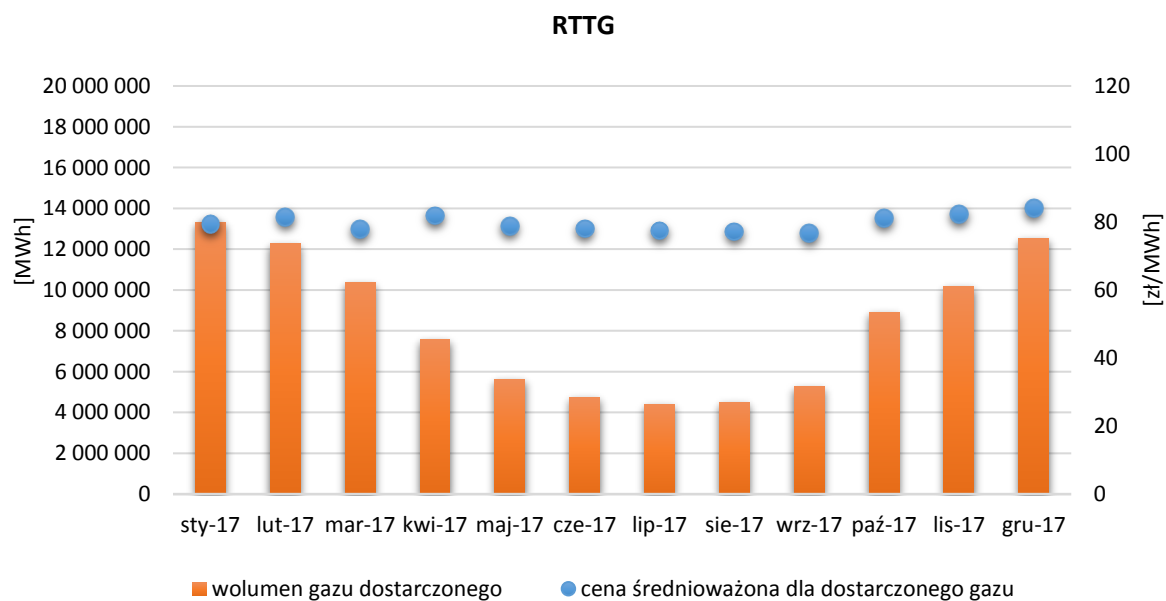
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE S.A.

Rysunek 37. Wolumen oraz cena dostarczonego gazu w wyniku realizacji kontraktów zawartych na rynku dnia bieżącego gazu (RDBG) w 2017 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 2017 r.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE S.A.

W 2017 r. w wyniku realizacji kontraktów zawartych na TGE S.A. dostarczono 123 704 647 MWh gazu ziemnego po średniej cenie 81,00 zł/MWh. W tym okresie dostarczono 19 255 296 MWh na rynku RDNG, 4 727 137 MWh na rynku RDBG i 99 722 214 MWh na rynku terminowym – RTTG. Średnia cena gazu dostarczonego w wyniku realizacji kontraktów zawartych na rynku RDNG w 2017 r. wyniosła 84,40 zł/MWh, na rynku RDBG 80,86 zł/MWh, na rynku terminowym 80,36 zł/MWh.

Obrót gazem ziemnym wysokometanowym w punkcie wirtualnym OTC

W 2017 r. Prezes URE monitorował również transakcje zawierane w punkcie wirtualnym na rynku pozagiełdowym. W wyniku realizacji kontraktów zawartych w tym punkcie na rynku OTC dostarczono

23,8 TWh gazu ziemnego po średniej cenie 80,07 zł/MWh. Ceny w poszczególnych kwartałach w porównaniu z cenami giełdowymi i cenami przywozu gazu z UE kształtują się jak w poniższej tabeli.

Tabela 35. Porównanie średnich cen gazu ziemnego z kontraktów sprzedaży w punkcie wirtualnym OTC, sprzedaży poprzez TGE S.A. oraz zakupu z zagranicy w poszczególnych kwartałach 2017 r. [zł/MWh]

	I kwartał	II kwartał	III kwartał	IV kwartał
Średnie ceny z kontraktów sprzedaży w punkcie wirtualnym OTC	83,27	73,14	73,11	85,25
Średnie ceny z kontraktów sprzedaży poprzez TGE S.A. z dostawą w danym okresie	81,57	80,56	76,70	83,78
Średnie ceny zakupu gazu ziemnego z zagranicy z państw członkowskich UE lub z państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym	83,00	68,74	68,47	73,89

Źródło: Opracowanie własne URE.

1.4. Rynek detaliczny

Analiza rynku detalicznego paliw gazowych, dokonana na podstawie monitoringu za 2017 r., obejmującego ponad sto spółek obrotu, wykazała, że całkowita sprzedaż do odbiorców końcowych gazu ziemnego (tj. gazu wysokometanowego i zaazotowanego dostarczanego z sieci gazowych) wyniosła 201 881 827 MWh. W porównaniu do 2016 r. nastąpił wzrost zużycia gazu o ok. 10%. Wzrost ten został wygenerowany przez grupę odbiorców przemysłowych. Całkowita liczba odbiorców gazu w 2017 r. przekroczyła 7 mln.

W 2017 r. sprzedaż gazu ziemnego do odbiorców końcowych zdominowana była przez podmioty z GK PGNiG S.A. Udział tych podmiotów wzrósł w stosunku do roku poprzedniego, do poziomu 80,74%, podczas gdy rok wcześniej udział ten wynosił 73,69%. Zmiana ta wynikała z istotnego spadku przywozu gazu z zagranicy bezpośrednio przez odbiorców końcowych na własne potrzeby. Nastąpiło to głównie na skutek zmian regulacji prawnych dotyczących zapasów obowiązkowych.

W tabeli poniżej przedstawiono informacje na temat struktury sprzedaży gazu ziemnego do odbiorców końcowych.

Tabela 36. Struktura sprzedaży gazu ziemnego do odbiorców końcowych w 2017 r. [MWh]

Sprzedaż do odbiorców końcowych gazu wysokometanowego i zaazotowanego			
	Sprzedawcy alternatywni	GK PGNiG S.A.	Suma
Sprzedaż gazu na potrzeby odbiorców końcowych	38 795 553	160 812 771	199 608 324
z tego: przemysł	30 991 097	102 545 988	133 537 085
rolnictwo	98 002	369 187	467 189
usługi i użyteczność publiczna	5 416 122	13 298 329	18 714 451
gospodarstwa domowe	2 290 332	44 599 267	46 889 599
Zużycie na potrzeby własne	79 005	2 194 498	2 273 503
Razem	38 874 558	163 007 269	201 881 827

Źródło: URE na podstawie ankiet wybranych spółek obrotu.

Prezes URE dokonał również monitoringu sprzedaży gazu w postaci skroplonej (LNG) w 2017 r. Monitoringiem objęto 12 przedsiębiorstw energetycznych dokonujących zakupu tego gazu na potrzeby krajowe. Pozyskanie gazu LNG przez te przedsiębiorstwa wyniosło 20 483 903 MWh, z tego większość

została pozyskana za pośrednictwem terminalu LNG w Świnoujściu. Duża część z pozyskanego gazu LNG została sprzedana odbiorcom końcowym po dokonaniu regazyfikacji i wprowadzeniu uzyskanego gazu wysokometanowego do sieci gazowej. Jak wskazano w poniższej tabeli, wolumen sprzedaży gazu LNG do odbiorców końcowych w postaci skroplonej wyniósł ok. 471 158 MWh. W tym wolumenie dominujące znaczenie (ok. 72%) miała sprzedaż gazu realizowana przez podmioty spoza GK PGNiG S.A.

Tabela 37. Struktura sprzedaży gazu LNG do odbiorców końcowych w 2017 r. [MWh]

	Sprzedawcy alternatywni	GK PGNiG S.A.	Suma
Sprzedaż gazu do odbiorców końcowych przez spółki obrotu działające na terenie kraju	306 747	79 408	386 155
z tego: przemysł	288 136	16 024	304 160
rolnictwo	-	7	7
usługi i użyteczność publiczna	18 611	24 553	43 164
gospodarstwa domowe	-	38 824	38 824
Sprzedaż na potrzeby operatorów w ramach bilansowania (pozostała sprzedaż)	31 884	53 119	85 003
Razem	338 631	132 527	471 158

Uwaga: Dane w tabeli dotyczą wyłącznie sprzedaży gazu w postaci LNG. Dane dotyczące sprzedaży gazu wysokometanowego pozyskanego na skutek regazyfikacji LNG zostały ujęte w poprzedniej tabeli. W tabeli nie uwzględniono danych dot. zużycia własnego gazu LNG na potrzeby funkcjonowania przedsiębiorstw obrotu objętych monitoringiem.

Źródło: URE na podstawie ankiet wybranych spółek obrotu.

2. Regulowanie działalności przedsiębiorstw gazowniczych

2.1. Koncesje

Zgodnie z 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,
- 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 skroplonym gazem ziemnym dostarczonym z zagranicy dokonanego w punkcie dostawy do terminalu w rozumieniu art. 1 ust. 2 pkt 1 ustawy z 24 kwietnia 2009 r. o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu⁹⁰⁾,
 - 2) obrotu paliwami gazowymi, jeżeli roczna wartość obrotu nie przekracza równowartości 100 000 euro,
 - 3) obrotu paliwami gazowymi, jeżeli sprzedaż ma na celu likwidację zapasów obowiązkowych gazu ziemnego utrzymywanych zgodnie z art. 25 ust. 10 ustawy o zapasach,
 - 4) 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,

⁹⁰⁾ Dz. U. z 2016 r. poz. 1731 i 2260.

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,

- 5) obrotu paliwami gazowymi innego, niż określony w pkt 4, 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 4.

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. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się obrotem gazem ziemnym z zagranicą jest obowiązane do dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy.

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

Należy również zauważyć, że zgodnie z art. 33 ust. 3c ustawy – Prawo energetyczne Prezes URE zawiesza postępowanie o udzielenie koncesji w przypadku wnioskodawcy, wobec którego wydano postanowienie o przedstawieniu zarzutów w sprawie popełnienia przestępstwa lub przestępstwa skarbowego mającego związek z prowadzoną przez niego działalnością gospodarczą, lub gdy wydano takie postanowienie wobec osób oraz członków, o których mowa w ust. 3a, do czasu zakończenia postępowań przygotowawczego oraz sądowego.

Co istotne, 2 sierpnia 2017 r. weszły w życie zmiany w procedurze udzielania koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą polegające na uchyleniu art. 33 ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne. Przepis ten warunkował udzielenie koncesji OGZ od posiadania przez wnioskodawcę własnych pojemności magazynowych bądź od zawarcia umowy przedwstępnej o świadczenie usługi magazynowania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w wielkości ustalonej zgodnie z art. 25 ust. 2 ustawy o zapasach lub od zawarcia umowy przedwstępnej o wykonywanie zadań w zakresie utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, o której mowa w art. 24b ust. 1 ww. ustawy (tzw. umowa biletowa). Na mocy art. 2 pkt 4 ustawy o zmianie ustawy o zapasach z 7 lipca 2017 r., uchylono wymóg wskazany w art. 33 ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne, co w znaczący sposób zmniejszyło wymagania, które winien spełnić podmiot wnioskujący o udzielenie koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą i tym samym ułatwiło możliwość uzyskania tej koncesji.

Ustawa – Prawo energetyczne wskazuje minimalny zakres danych i informacji, które powinny zostać zamieszczone we wniosku o udzielenie koncesji (art. 35 ust. 1). Ponadto, zgodnie z art. 35 ust. 2a tej ustawy w przypadku, gdy wniosek o udzielenie koncesji nie zawiera wszystkich wymaganych ustawą informacji lub dokumentów, Prezes URE wzywa wnioskodawcę do uzupełnienia wniosku w terminie nie dłuższym niż 30 dni od dnia doręczenia wezwania. Jak natomiast stanowi art. 35 ust. 2b ustawy, wniosek o udzielenie koncesji nieuzupełniony w wyznaczonym terminie w sposób spełniający wszystkie wymagane ustawą warunki pozostawia się bez rozpoznania.

Dodatkowo, w świetle art. 35 ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne, wniosek o udzielenie koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą powinien określać wielkość średniodobowego planowanego przez podmiot przywozu w okresie od dnia jego rozpoczęcia do 30 września następującego po rozpoczęciu przywozu, zgodnie z ustawą o zapasach. Z kolei, jak stanowi art. 35 ust. 1aa, przepis

ust. 1a nie stosuje się do wniosku o udzielenie koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą wyłącznie w zakresie wywozu gazu ziemnego.

Udzielanie koncesji/promes koncesji

Na koniec grudnia 2017 r. przedsiębiorcy posiadali 323 ważne koncesje 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 2017 r. realizował obowiązki w zakresie dotyczącym koncesjonowania przedsiębiorstw gazowniczych przy pomocy Departamentu Rynku Paliw Gazowych (departamentu DRG) oraz oddziałów terenowych⁹¹⁾.

Liczbę koncesji i promes udzielonych w 2017 r. w podziale na poszczególne rodzaje działalności w zakresie paliw gazowych przedstawiają poniższe tabele.

Tabela 38. Liczba koncesji udzielonych w 2017 r. i koncesji ważnych na koniec 2017 r.

Paliwa gazowe	Koncesje udzielone w 2017 r. [szt.]	Koncesje ważne na koniec 2017 r. (dotyczy urzędu jako całości) [szt.]
Magazynowanie	0	1
Przesyłanie lub dystrybucja	5	57
Obrót	15*	200**
Obrót gazem ziemnym z zagranicą	2***	58****
Skraplanie gazu ziemnego i regazyfikacja skroplonego gazu ziemnego	0	7
Razem	22	323

* W tym 2 koncesje wydane dla podmiotów mających siedzibę za granicą.

** W tym 28 koncesji wydanych dla podmiotów mających siedzibę za granicą.

*** W tym 1 koncesja wydana dla podmiotu mającego siedzibę za granicą.

**** W tym 18 koncesji wydanych dla podmiotów mających siedzibę za granicą.

Źródło: URE.

Tabela 39. Liczba udzielonych promes koncesji w 2017 r.

Paliwa gazowe	2017 r.
Obrót	1
Dystrybucja	1
Razem	2

Źródło: URE.

W 2017 r. nastąpił nieznaczny wzrost liczby podmiotów posiadających koncesję na obrót paliwami gazowymi (OPG) w stosunku do 2016 r. Zmniejszyła się natomiast liczba podmiotów posiadających koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą (OGZ). Spadek liczby koncesjonariuszy zajmujących się obrotem gazem ziemnym z zagranicą był wynikiem zmian legislacyjnych dotyczących obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, które wprowadzone zostały na mocy nowelizacji ustawy o zapasach z 7 lipca 2017 r. Nowelizacja zaostrzyła zasady utrzymywania zapasów, wprowadzając jednocześnie możliwość rezygnacji z koncesji OGZ bez obowiązku stosowania

⁹¹⁾ Dane dotyczące działalności oddziałów terenowych prezentowane są w Aneksie do Sprawozdania.

znowelizowanych zasad. Artykuł 7 ustawy o zmianie ustawy o zapasach stanowił bowiem, że obowiązek utrzymywania zapasów nie stosuje się do przedsiębiorstwa energetycznego, które wykonywało działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą, jeżeli do 5 sierpnia 2017 r. złoży wniosek o cofnięcie koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą, a Prezes URE cofnie tę koncesję do 1 października 2017 r. W efekcie, w terminie do 5 sierpnia 2017 r. 14 podmiotów złożyło wnioski o cofnięcie im koncesji OGZ. Wszystkie wnioski zostały przez Prezesa URE rozpatrzone w terminie do 1 października 2017 r., w sposób zgodny z żądaniem wnioskodawców.

W porównaniu z 2016 r. znacząco zmalała liczba decyzji udzielających koncesji OPG i OGZ, co w dużej mierze spowodowane było zmianami w procedurze koncesjonowania wprowadzonymi tzw. pakietem paliwo-energetycznym oraz zmianami w zakresie obowiązku utrzymywania zapasów gazu ziemnego. Spośród 46 wniosków o udzielenie koncesji lub promesy koncesji w zakresie paliw gazowych złożonych w 2017 r., 13 z nich zostało w 2017 r. pozostawionych bez rozpoznania. Oznacza to, że ponad ¼ wniosków nie została uzupełniona w wyznaczonym terminie w sposób spełniający wszystkie wymagane ustawą warunki. Zauważalny jest także spadek liczby wniosków o udzielenie koncesji względem liczby wniosków złożonych w 2016 r.

Mimo wyhamowania w ostatnim roku, w perspektywie 5 ostatnich lat w dalszym ciągu mamy do czynienia z rozwijającym się rynkiem gazu ziemnego. Dla przykładu można wskazać, że na koniec 2012 r. ważne koncesje OPG posiadało 95 podmiotów, natomiast na koniec 2017 r. ich liczba wzrosła do 200. Liczba koncesjonariuszy w przeciągu kilku lat wzrosła zatem ponad dwukrotnie. W tej perspektywie wzrost miał miejsce również w przypadku koncesji OGZ – według stanu na 31.12.2012 r. ten rodzaj koncesji posiadało 26 podmiotów, natomiast na koniec 2017 r. ich liczba wyniosła 58.

Na wysokim poziomie utrzymuje się liczba zagranicznych podmiotów, którym Prezes URE udzielił koncesji umożliwiających wykonywanie działalności na polskim rynku gazu ziemnego. Wśród nich znajduje się wiele podmiotów, które należą do grona największych europejskich graczy na rynku gazu ziemnego. Obecnie ok. ⅓ wszystkich koncesji OGZ obowiązujących na koniec 2017 r. to koncesje posiadane przez podmioty mające siedzibę za granicą.

Jak już wyżej wspomniano, 2 sierpnia 2017 r. weszły w życie istotne zmiany w procedurze udzielania koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą. Polegały one na zniesieniu obowiązku posiadania przez wnioskodawcę własnych pojemności magazynowych bądź zawarcia umowy przedwstępnej o świadczenie usługi magazynowania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w wielkości ustalonej zgodnie z art. 25 ust. 2 ustawy o zapasach lub zawarcia umowy przedwstępnej o wykonywanie zadań w zakresie utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, o której mowa w art. 24b ust. 1 ww. ustawy (tzw. umowa biletowa). Jednocześnie na mocy powyższej nowelizacji ustawy o zapasach wprowadzony został powszechny obowiązek utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego. W efekcie liczba koncesjonariuszy OGZ na koniec 2017 r. w stosunku do stanu na 31 grudnia 2016 r. zmalała o 17% (spadek z 70 do 58 podmiotów). W omawianym okresie Prezes URE, działając na wniosek stron, cofnął 14 koncesji OGZ oraz udzielił koncesji OGZ 2 nowym przedsiębiorcom.

Przedmiot działalności nowych uczestników rynku gazu koncentrował się w znacznym stopniu na działalności związanej z obrotem gazem ziemnym sieciowym. W stosunku do lat poprzednich zauważalny jest znaczny wzrost zainteresowania obrotem skroplonym gazem ziemnym (LNG) oraz sprężonym gazem ziemnym (CNG). Niewątpliwie na rozwój sektora LNG w Polsce istotny wpływ miał oddany do użytku w 2016 r. Terminal LNG im. Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu.

W 2017 r. Prezes URE:

- zmienił zakres koncesji na magazynowanie paliw gazowych w instalacjach magazynowych, udzielonej spółce Gas Storage Poland Sp. z o.o. z siedzibą w Dębogórzcu, wskazując w koncesji zwiększone wartości pojemności magazynowych czynnych dla PMG Kosakowo i PMG Brzeźnica oraz zmniejszone wartości pojemności magazynowych czynnych dla PMG Mogilno,

- wszczął z urzędu 4 postępowania administracyjne w sprawie cofnięcia koncesji na obrót paliwami gazowymi na podstawie art. 41 ust. 2 pkt 4 ustawy – Prawo energetyczne w związku z podejrzeniem niespełniania przesłanki dysponowania wystarczającymi środkami finansowymi. Jedno z ww. postępowań zakończyło się w październiku 2017 r. cofnięciem koncesji i nadaniem tej decyzji rygoru natychmiastowej wykonalności. W pozostałych 3 przypadkach postępowania były kontynuowane w 2018 r., w tym jedno z nich zostało zakończone w styczniu 2018 r. również wydaniem decyzji cofającej koncesję, której nadano rygor natychmiastowej wykonalności,
- wszczął z urzędu postępowanie w sprawie cofnięcia koncesji na obrót paliwami gazowymi na podstawie art. 41 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne w związku z art. 58 ust. 2 pkt 1 ustawy o swobodzie działalności gospodarczej. W myśl tych przepisów Prezes URE cofa koncesję w przypadku, gdy przedsiębiorca rażąco narusza warunki określone w koncesji lub inne warunki wykonywania koncesjonowanej działalności gospodarczej, określone przepisami prawa. W związku z art. 23 ust. 2 pkt 21d ustawy – Prawo energetyczne Prezes URE poinformował w lutym 2017 r. o wszczęciu powyższego postępowania za pośrednictwem strony internetowej urzędu.

W 2017 r. kontynuowano proces sporządzania tekstów ujednoliconych wszystkich rodzajów koncesji gazowych celem zamieszczenia ich na stronie internetowej URE. Zgodnie bowiem z przepisami ustawy z 22 lipca 2016 r., na Prezesa URE nałożony został obowiązek prowadzenia w postaci elektronicznej i publikowania rejestru przedsiębiorstw energetycznych posiadających koncesję (w tym aktualnych tekstów koncesji). Na mocy powyższej ustawy, Prezes URE oprócz ww. rejestru udostępnił również następujące wykazy:

- 1) podmiotów, które złożyły wnioski o udzielenie, zmianę lub cofnięcie koncesji albo o udzielenie lub zmianę promesy koncesji do czasu ich rozpatrzenia,
- 2) przedsiębiorstw energetycznych, którym w okresie ostatnich 3 lat, cofnięta została koncesja wraz z podaniem podstawy i daty wydania takiej decyzji,
- 3) podmiotów, wobec których toczyło się postępowanie w sprawie udzielenia koncesji, które zostało następnie umorzone lub zakończyło się odmową udzielenia koncesji lub pozostawieniem wniosku bez rozpoznania wraz z podaniem podstawy i daty wydania rozstrzygnięcia,
- 4) podmiotów, którym wygasła koncesja, wraz z podaniem podstawy i daty wygaśnięcia koncesji,
- 5) podmiotów posiadających promesę koncesji obejmujący oznaczenie podmiotu, rodzaj działalności, na którą została wydana promesa, datę wydania promesy oraz okres, na jaki została wydana.

Zmiany koncesji/promes koncesji

W 2017 r. wydano 53 decyzje zmieniające koncesje oraz promesy koncesji w zakresie paliw gazowych, w tym 51 decyzji dotyczyło spraw koncesyjnych a 2 dotyczyły zmian promesy. Względem roku poprzedniego liczba decyzji zmieniających wzrosła ponad dwukrotnie. Zmiany dotyczyły przede wszystkim sposobu oznaczenia koncesjonariusza w zakresie nazwy firmy, formy prawnej koncesjonariusza, zmiany siedziby lub adresu koncesjonariusza, zakresu działalności oraz zmiany terminu ważności koncesji.

Tak znaczący wzrost liczby decyzji zmieniających był wynikiem wprowadzenia obowiązku złożenia wniosku o zmianę koncesji w przypadku zmiany danych, o których mowa m.in. w art. 37 ust. 1 pkt 1 i 7 ustawy – Prawo energetyczne. W myśl art. 37 ust. 2c ustawy, wniosek powinien zostać złożony najpóźniej w terminie 7 dni od dnia zaistnienia tych zmian.

Cofnięcia, uchylenia, stwierdzenia wygaśnięcia koncesji/promes koncesji

W 2017 r. Prezes URE cofnął 11 koncesji w zakresie obrotu paliwami gazowymi. W większości przypadków 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. W jednym przypadku przyczyną cofnięcia koncesji było zaprzestanie spełniania przez przedsiębiorcę przesłanki wskazanej w art. 33 ust. 1 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne, tj. przedsiębiorca nie dysponował środkami finansowymi w wielkości gwarantującej prawidłowe wykonywanie działalności bądź nie był w stanie udokumentować możliwości ich pozyskania. Powyższa koncesja została cofnięta na mocy art. 41 ust. 2 pkt 4 ustawy – Prawo energetyczne, który stanowi, że Prezes URE cofa koncesję w przypadku niespełniania któregokolwiek z warunków, o których mowa w art. 33 ust. 1, lub w przypadku wystąpienia okoliczności, o których mowa w art. 33 ust. 3 pkt 2-6 lub ust. 3a. Decyzji tej nadano rygor natychmiastowej wykonalności.

Ponadto, jak już wyżej wskazano, w 2017 r. Prezes URE cofnął 14 koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą, działając w każdym przypadku na wniosek strony. Koncesje zostały cofnięte z uwagi na trwałe zaprzestanie wykonywania działalności gospodarczej.

W zakresie koncesji na dystrybucję paliw gazowych Prezes URE cofnął 2 tego typu koncesje w związku z trwałym zaprzestaniem wykonywania działalności gospodarczej.

W 2017 r. nie wydano decyzji w sprawie uchylenia koncesji lub promesy koncesji, jak również w sprawie stwierdzenia wygaśnięcia koncesji lub promesy w zakresie paliw gazowych.

Odmowa udzielenia, zmiany koncesji

W 2017 r. Prezes URE wydał 6 decyzji, w których odmówił udzielenia koncesji w zakresie obrotu paliwami gazowymi lub obrotu gazem ziemnym z zagranicą. Przyczyną odmów było niespełnienie warunku określonego w art. 33 ust. 1 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne, tj. wnioskodawca nie dysponował środkami finansowymi w wielkości gwarantującej prawidłowe wykonywanie działalności oraz nie był w stanie udokumentować możliwości ich pozyskania.

Umorzenie, pozostawienie bez rozpatrzenia lub bez rozpoznania

W 2017 r. umorzono 3 postępowania na wniosek stron. W dwóch przypadkach umorzenia dotyczyły zmiany udzielonych koncesji na OPG oraz na OGZ, w jednym przypadku umorzenie dotyczyło wniosku o udzielenie koncesji OPG.

W 2017 r. 18 wniosków pozostawiono bez rozpoznania. W 17 przypadkach były to wnioski o udzielenie koncesji lub udzielenie promesy koncesji, z tego w 13 przypadkach wnioski zostały złożone w 2017 r., natomiast w 4 przypadkach wnioski zostały złożone w 2016 r. Wszystkie 17 wniosków zostało pozostawionych bez rozpoznania na podstawie art. 35 ust. 2b ustawy – Prawo energetyczne⁹²⁾. W 1 przypadku postępowanie dotyczyło złożonego w 2017 r. wniosku w sprawie zmiany koncesji i zostało zakończone pozostawieniem bez rozpoznania na podstawie art. 64 § 2 kpa⁹³⁾.

Nowe zadania Prezesa URE w zakresie reżimu koncesyjnego

Na funkcjonowanie reżimu koncesyjnego w 2017 r. istotny wpływ miały 3 znaczące nowelizacje ustawy – Prawa energetyczne wprowadzone w 2016 r., tj. ustawa z 7 lipca 2016 r., ustawa z 22 lipca 2016 r. oraz ustawa z 30 listopada 2016 r., które w znaczącym stopniu zmieniły dotychczasową procedurę koncesjonowania podmiotów na rynku paliw gazowych oraz skutkowały nałożeniem

⁹²⁾ W myśl art. 35 ust. 2b ustawy – Prawo energetyczne, wniosek o udzielenie koncesji nieuzupełniony w wyznaczonym terminie w sposób spełniający wszystkie wymagane ustawą warunki pozostawia się bez rozpoznania.

⁹³⁾ Art. 64: jeżeli podanie nie spełnia innych wymagań ustalonych w przepisach prawa, należy wezwać wnoszącego do usunięcia braków w wyznaczonym terminie, nie krótszym niż 7 dni, z pouczeniem, że nieusunięcie tych braków spowoduje pozostawienie podania bez rozpoznania.

szeregu nowych lub znacznym poszerzeniem dotychczasowych obowiązków Prezesa URE. Należą do nich m.in.: analiza dodatkowych przesłanek przy udzielaniu i cofaniu koncesji, znaczny wzrost liczby wniosków o zmianę koncesji, aktualizacja pakietów informacyjnych, opracowanie nowych warunków koncesyjnych, czy utworzenie publicznych rejestrów i wykazów koncesyjnych. Jednocześnie urząd wbrew uzasadnieniu do ww. ustawy z 22 lipca 2016 r. nie został w 2016 r. wyposażony w środki finansowe na realizację zadań określonych w tych przepisach. Środki na realizację celów tej ustawy zostały przekazane do URE dopiero w trakcie następnego czyli, 2017 r. Znaczne opóźnienie w przekazaniu środków finansowych uniemożliwiło realizację zarówno nowych, jak i dotychczasowych zadań, także w zakresie publikowania na stronie internetowej URE rejestrów i wykazów, o których mowa jest w art. 41 ust. 7, art. 43 ust. 11 oraz art. 43b ustawy – Prawo energetyczne w przewidzianym w ustawie terminie tj. do 2 stycznia 2017 r.

2.2. Taryfy i warunki ich kształtowania

W myśl postanowień art. 1 pkt 12 ustawy z 30 listopada 2016 r., wraz z początkiem 2017 r. rozpoczęło się stopniowe znoszenie obowiązku – spoczywającego na przedsiębiorstwach energetycznych prowadzących działalność gospodarczą w zakresie obrotu paliwami gazowymi – ustalania i przedkładania Prezesowi URE do zatwierdzenia taryf dla paliw gazowych. Obowiązujące wcześniej przepisy wymagały pilnej zmiany ze względu na wyrok Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej – który we wrześniu 2015 r. stwierdził, że krajowe rozwiązania są niezgodne z prawem unijnym dotyczącym budowy wspólnego rynku gazu. Niewdrożenie wymaganych przez Unię przepisów skutkowałoby nałożeniem na Polskę wysokich kar finansowych.

Od 1 stycznia 2017 r. obowiązek przedłożenia do zatwierdzenia taryf nie dotyczył sprzedaży paliw gazowych odbiorcom hurtowym oraz odbiorcom końcowym, którzy dokonują ich zakupu:

- 1) w punkcie wirtualnym,
- 2) w postaci skroplonego gazu ziemnego (LNG) lub sprężonego gazu ziemnego (CNG),
- 3) w trybie przetargów, aukcji lub zamówień publicznych.

Od 1 października 2017 r. uwolnione zostały ceny paliw gazowych sprzedawanych pozostałym grupom odbiorców końcowych z wyjątkiem odbiorców w gospodarstwach domowych, dla których obowiązek taryfowy będzie istniał do końca 2023 r. (art. 62b ustawy – Prawo energetyczne).

Natomiast zasady kształtowania taryf dla przedsiębiorstw infrastrukturalnych nie uległy zmianie w stosunku do warunków obowiązujących w 2016 r.

Taryfy 2017

W sumie w 2017 r. w URE przeprowadzono 137 postępowań taryfowych.

Spośród 104 prowadzonych w 2017 r. w **centrali URE** (departament DRG) postępowań taryfowych, 93 zakończone zostały wydaniem decyzji Prezesa URE w 2017 r.: 70 dotyczyło decyzji zatwierdzających przedłożoną taryfę, 17 – decyzji zatwierdzających zmianę taryfy, 5 – umorzenia postępowań taryfowych, 1 – odmowy zatwierdzenia taryfy. Cztery postępowania dotyczyły pierwszych taryf przedsiębiorstw rozpoczynających działalność w zakresie obrotu paliwami gazowymi.

Spośród 33 postępowań prowadzonych w **oddziałach terenowych**, w 21 przypadkach zatwierdzono taryfy oraz wydano 9 decyzji zmieniających obowiązujące taryfy. W 2 przypadkach umorzono prowadzone postępowanie. Do 31 grudnia 2017 r. w toku pozostawało 1 postępowanie administracyjne w sprawie zatwierdzenia taryfy dla gazu.

W 2017 r. prowadzonych było 15 postępowań w sprawie zatwierdzenia lub zmiany taryf ustalonych przez kluczowe przedsiębiorstwa sektora gazowego, w tym 4 postępowania w sprawie taryf PGNiG S.A. (jedno z nich dotyczyło świadczenia usług w zakresie regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego),

3 postępowania dotyczyły taryfy przedsiębiorstwa PGNiG OD Sp. z o.o. Dwa postępowania dotyczyły PSG Sp. z o.o., a także po dwa postępowania prowadzono dla SGT EuRoPol GAZ S.A. oraz OGP Gaz-System S.A. W 2017 r. Prezes URE zatwierdził również taryfy ustalone przez Gas Storage Poland Sp. z o.o. i Polskie LNG S.A.

W postępowaniu o zatwierdzenie taryfy Prezes URE zobowiązany jest w szczególności zbadać czy ceny i stawki opłat w niej ustalone zostały skalkulowane zgodnie z art. 45 ustawy – Prawo energetyczne, tj. czy zapewniają pokrycie wyłącznie kosztów uzasadnionych, jak również gwarantują ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym ich poziomem. Z punktu widzenia odbiorców działania Prezesa URE w zakresie weryfikacji kosztów i planowanych przychodów przełożyły się na oszczędności związane z zakupem paliw gazowych.

Przykładowo, w przypadku postępowań w sprawie zatwierdzenia taryf PGNiG OD Sp. z o.o., sytuacja przedstawiała się następująco:

- 1) postępowanie w sprawie zatwierdzenia taryfy nr 5
postępowanie zostało wszczęte 21 października 2016 r. Akceptacja pierwotnego wniosku oznaczałaby spadek cen gazu o ok 1%. Do przedsiębiorstwa zostały skierowane trzy wezwania o obniżenie przychodu regulowanego i w ślad za tym obniżenia cen oraz przedstawienie dodatkowych wyjaśnień. Ostateczny materiał został przedłożony 23 grudnia 2016 r. z obniżką średniej ceny gazu o 6,6%;
- 2) postępowanie w sprawie zatwierdzenia zmiany taryfy nr 5
postępowanie zostało wszczęte 3 lutego 2017 r. Spółka wnioskowała o wzrost średniej ceny gazu o 8,9%. Po uwzględnieniu przez PGNiG OD uwag wniesionych przez Prezesa URE w toku postępowania, końcowy wniosek zawierał wzrost średniej ceny gazu o 1,5%. Ostateczny materiał został przedłożony 7 marca 2017 r.;
- 3) postępowanie w sprawie zatwierdzenia taryfy nr 6
postępowanie zostało wszczęte 16 października 2017 r. Spółka wnioskowała o zatwierdzenie taryfy, której akceptacja oznaczałaby wzrost cen gazu o ok. 3,6% i pozostawienie stawek opłat abonamentowych na niezmiennym poziomie. Do przedsiębiorstwa zostały skierowane trzy wezwania. Ostatecznie cena za gaz pozostawiona została na dotychczasowym poziomie.

W wyniku działań regulacyjnych Prezesa URE średnia cena gazu dla odbiorców obsługiwanych przez PGNiG OD w 2017 r. w stosunku do 2016 r. spadła o 5,2% (XII.2017/XII.2016), a w stosunku do cen obowiązujących od stycznia 2015 r. – spadek cen wyniósł 14,3%. W odniesieniu do odbiorców obsługiwanych przez PGNiG S.A. (których ceny podlegały regulacjom Prezesa URE do 30 września 2017 r.), spadek cen w okresie styczeń 2015 r. – wrzesień 2017 r. był jeszcze wyższy i wyniósł 23,0%.

Taryfy PGNiG S.A.

W 2017 r. Prezes URE prowadził 3 postępowania administracyjne dotyczące taryfy PGNiG S.A. w zakresie dostarczania paliw gazowych: 2 w zakresie zatwierdzenia ustalonej przez to przedsiębiorstwo taryfy, 1 w zakresie zmiany terminu jej obowiązywania.

17 marca 2017 r. Prezes URE zatwierdził na okres do 30 czerwca 2017 r. taryfę w zakresie dostarczania paliw gazowych nr 14/2017 PGNiG S.A. Przedmiotowa taryfa, zgodnie z informacją przedłożoną przez przedsiębiorstwo, została wprowadzona do stosowania 1 kwietnia 2017 r. W wyniku jej wprowadzenia, nastąpił wzrost płatności o 8,0% dla odbiorców gazu wysokometanowego oraz o 7,9% dla odbiorców gazu zaazotowanego.

Następnie, 19 czerwca 2017 r., Prezes URE podjął decyzję o umorzeniu postępowania administracyjnego dotyczącego zmiany taryfy nr 14/2017, polegającej na wydłużeniu okresu obowiązywania dotychczasowej taryfy do 30 września 2017 r. PGNiG S.A. wycofało bowiem wniosek o przedłużenie okresu obowiązywania taryfy, przedkładając jednocześnie wniosek o zatwierdzenie nowej taryfy.

Taryfa w zakresie dostarczania paliw gazowych nr 15/2017 PGNiG S.A. zatwierdzona została przez Prezesa URE 12 lipca 2017 r. na okres do 30 września 2017 r. Przedmiotowa taryfa została wprowadzona do stosowania 1 sierpnia 2017 r. Wskutek jej wprowadzenia do stosowania, nastąpił spadek płatności o 6,7% dla odbiorców gazu wysokometanowego oraz o 6,8% dla odbiorców gazu zaazotowanego.

Jak już wspomniano, w związku z postanowieniami art. 62b ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, 30 września 2017 r. wygaś obowiązek zatwierdzenia przez Prezesa URE taryf ustalonych dla odbiorców końcowych paliw gazowych niebędących odbiorcami w gospodarstwach domowych. Zatem od 1 października 2017 r. PGNiG S.A., które nie obsługuje odbiorców w gospodarstwach domowych, nie jest zobowiązane do przedkładania Prezesowi URE taryfy do zatwierdzenia.

Dla odbiorców obsługiwanych przez PGNiG S.A. zmiany średnich cen w obrocie paliwami gazowymi⁹⁴⁾, jakie miały miejsce w 2017 r. (wynikające z wprowadzenia nowych cen od 1 stycznia 2017 r. oraz 1 kwietnia 2017 r.) przedstawia poniższa tabela.

Tabela 40. Średnia cena w obrocie za paliwo gazowe

Rodzaj gazu	Grupa taryfowa	Cena w okresie		Zmiana [%]
		do 31 grudnia 2016 r. [gr/kWh]	do 30 września 2017 r. [gr/kWh]	
wysokometanowy	WM	7,843	8,864	13,0
	WH	7,819	8,908	13,9
	WT	7,714	8,713	13,0
zaazotowany	SM	9,589	10,551	10,0
	SH	8,366	9,600	14,8
	ST	8,014	9,172	14,5

Grupy WM – dla odbiorców końcowych pobierających gaz ziemny wysokometanowy z sieci OSD o ciśnieniu $\leq 0,5$ MPa.

Grupy WH – dla odbiorców końcowych pobierających gaz ziemny wysokometanowy z sieci OSD o ciśnieniu $> 0,5$ MPa.

Grupy WT – dla odbiorców końcowych pobierających gaz ziemny wysokometanowy z sieci OSP.

Grupy SM – dla odbiorców pobierających gaz ziemny zaazotowany Lw z sieci OSD o ciśnieniu $\leq 0,5$ MPa.

Grupy SH – dla odbiorców pobierających gaz ziemny zaazotowany Lw z sieci OSD o ciśnieniu $> 0,5$ MPa.

Grupy ST – dla odbiorców pobierających gaz ziemny zaazotowany Lw z sieci OSP.

Źródło: URE.

Taryfy PGNiG OD Sp. z o.o.

W 2017 r. obowiązywały 3 taryfy PGNiG OD Sp. z o.o. zatwierdzone decyzjami z: 16 czerwca 2016 r., 4 stycznia 2017 r. oraz 17 marca 2017 r., które weszły w życie odpowiednio: 1 lipca 2016 r., 18 lutego 2017 r. oraz 1 kwietnia 2017 r.

16 czerwca 2016 r. zatwierdzona została taryfa nr 4 wskazanego przedsiębiorstwa, która weszła w życie 1 lipca 2016 r. i miała obowiązywać do 31 grudnia 2016 r. Ponieważ jednak postępowanie administracyjne o zatwierdzenie taryfy nr 5, wszczęte wnioskiem z 21 października 2016 r. zakończone zostało decyzją z 4 stycznia 2017 r., okres stosowania 4 taryfy uległ wydłużeniu. Taryfa nr 5 została zatwierdzona na okres do 31 marca 2017 r., natomiast PGNiG OD wprowadził ją w życie dopiero 18 lutego 2017 r.⁹⁵⁾

Ceny gazu ustalone w taryfie nr 5 dla odbiorców w gospodarstwach domowych były niższe o 6% od cen ustalonych w taryfie nr 4. Dla pozostałych odbiorców spadek cen mieścił się w granicach od 6% do 8,7%. Wskazana obniżka cen wynikała z niższych kosztów zakupu gazu wysokometanowego na TGE

⁹⁴⁾ Ustalanych z uwzględnieniem cen gazu jako towaru oraz stawek opłat abonamentowych.

⁹⁵⁾ Zgodnie z art. 47 ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwo wprowadza taryfę do stosowania nie wcześniej niż po upływie 14 dni i nie później niż do 45 dnia od dnia jej opublikowania.

S.A. (na której PGNiG OD nabywa ponad 99,6% tego gazu)⁹⁶⁾ w stosunku do kosztów przyjętych do kalkulacji taryfy nr 4 i była to szósta obniżka cen gazu od stycznia 2015 r.

Mniejszy spadek cen gazu jako towaru dla odbiorców domowych niż dla odbiorców pozostałych grup spowodował poprawę relacji dotychczasowych cen stosowanych w odniesieniu do odbiorców ww. grup (ceny dla odbiorców grup z indeksem 5, 6A, 7A i 8A ustalone w taryfie nr 5, po raz pierwszy od stycznia 2013 r., ustalone zostały na poziomie niższym niż ceny dla odbiorców o małym zużyciu, rozliczanych w grupach z indeksem od 1 do 4).

W taryfie nr 5 bez zmian, w stosunku do taryfy nr 4, pozostały stawki opłat abonamentowych, co sprawiło, że średnie płatności w obrocie spadały o 6,6%. Spadek był tym większy im większe zużycie gazu przez odbiorców. Dla odbiorców w gospodarstwach domowych wynosił od 4,5% do 5,8%, a dla odbiorców pozostałych od 5,9% do 8,7%.

17 marca 2017 r. zatwierdzona została zmiana taryfy nr 5 PGNiG OD Sp. z o.o. na okres do 31 grudnia 2017 r., która weszła w życie 1 kwietnia 2017 r. Ceny paliw gazowych wzrosły średnio o 1,6%. Z uwagi na to, że zmianie nie uległy ani stawki opłat abonamentowych, ani stawki opłat transportowych (przesyłowych i dystrybucyjnych), podwyżki średnich płatności były niższe. Dla odbiorców w gospodarstwach domowych wzrost średnich płatności wahał się w granicach od 0,7% do 1,0%.

Istotne jest, że z uwagi na brzmienie art. 62b ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, taryfa nr 5 PGNiG OD od 1 października 2017 r. miała zastosowanie wyłącznie wobec odbiorców w gospodarstwach domowych.

14 grudnia 2017 r. zatwierdzona została taryfa nr 6 PGNiG OD Sp. z o.o. na okres do 31 marca 2018 r. Taryfa ta weszła w życie 1 stycznia 2018 r. Dotyczyła ona jedynie odbiorców w gospodarstwach domowych. Zarówno wysokość ustalonych w niej cen, jak i stawek opłat abonamentowych nie uległa zmianie w stosunku do cen i stawek ustalonych w taryfie nr 5.

Cena paliw gazowych dla odbiorców w gospodarstwach domowych obowiązująca 31 grudnia 2017 r., w porównaniu do ceny obowiązującej 31 grudnia 2016 r., spadła o 4,5%. Zważywszy jednak na fakt, że w 2017 r. ani stawki opłat abonamentowych, ani stawki opłat dystrybucyjnych nie uległy zmianie, spadek średnich jednostkowych płatności odbiorców w gospodarstwach domowych był niższy, co obrazuje poniższa tabela.

Tabela 41. Średnia jednostkowa płatność dla odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PSG Sp. z o.o.

Grupa taryfowa	Średnia jednostkowa płatność za gaz ziemny wysokometanowy		Zmiana
	do 31 grudnia 2016 r.	do 31 grudnia 2017 r.	
	[gr/kWh]	[gr/kWh]	[%]
w skali kraju			
W-1.1	22,323	21,885	-1,96
W-1.2	20,892	20,454	-2,10
W-1.12T	21,164	20,726	-2,07
W-2.1	15,995	15,557	-2,74
W-2.2	15,851	15,413	-2,76
W-2.12T	16,714	16,276	-2,62
W-3.6	14,831	14,393	-2,95
W-3.9	15,174	14,736	-2,89
W-3.12T	15,533	15,095	-2,82
W-4	14,410	13,972	-3,04
W-5	15,376	14,658	-4,67
Oddział we Wrocławiu			
W-1.1	21,914	21,476	-2,00
W-1.2	20,348	19,910	-2,15

⁹⁶⁾ Ceny 1 kWh gazów zaazotowanych (typu Lw i Ls) dla tego samego typu odbiorców są identyczne jak cena 1 kWh gazu wysokometanowego.

Grupa taryfowa	Średnia jednostkowa płatność za gaz ziemny wysokometanowy		Zmiana [%]
	do 31 grudnia 2016 r.	do 31 grudnia 2017 r.	
	[gr/kWh]	[gr/kWh]	
W-1.12T	20,660	20,222	-2,12
W-2.1	15,905	15,467	-2,75
W-2.2	16,038	15,600	-2,73
W-2.12T	16,553	16,115	-2,65
W-3.6	15,242	14,804	-2,87
W-3.9	15,240	14,802	-2,87
W-3.12T	15,945	15,507	-2,75
W-4	14,455	14,017	-3,03
W-5	14,956	14,238	-4,80
Oddział w Zabrze			
W-1.1	21,578	21,140	-2,03
W-1.2	22,007	21,569	-1,99
W-1.12T	22,733	22,295	-1,93
W-2.1	16,777	16,339	-2,61
W-2.2	16,801	16,363	-2,61
W-2.12T	17,848	17,410	-2,45
W-3.6	15,195	14,757	-2,88
W-3.9	15,326	14,888	-2,86
W-3.12T	15,618	15,180	-2,80
W-4	14,582	14,144	-3,00
W-5	15,619	14,901	-4,60
Oddział w Tarnowie			
W-1.1	20,361	19,923	-2,15
W-1.2	20,185	19,747	-2,17
W-1.12T	19,984	19,546	-2,19
W-2.1	16,119	15,681	-2,72
W-2.2	16,217	15,779	-2,70
W-2.12T	16,606	16,168	-2,64
W-3.6	14,752	14,314	-2,97
W-3.9	14,770	14,332	-2,97
W-3.12T	15,544	15,106	-2,82
W-4	14,373	13,935	-3,05
W-5	15,538	14,820	-4,62
Oddział w Warszawie			
W-1.1	26,777	26,339	-1,64
W-1.2	20,947	20,509	-2,09
W-1.12T	20,040	19,602	-2,19
W-2.1	15,038	14,600	-2,91
W-2.2	15,049	14,611	-2,91
W-2.12T	15,482	15,044	-2,83
W-3.6	14,339	13,901	-3,05
W-3.9	14,431	13,993	-3,04
W-3.12T	14,903	14,465	-2,94
W-4	14,191	13,753	-3,09
W-5	15,284	14,566	-4,70
Oddział w Gdańsku			
W-1.1	24,035	23,597	-1,82
W-1.2	25,034	24,596	-1,75
W-1.12T	24,008	23,570	-1,82

Grupa taryfowa	Średnia jednostkowa płatność za gaz ziemny wysokometanowy		Zmiana [%]
	do 31 grudnia 2016 r.	do 31 grudnia 2017 r.	
	[gr/kWh]	[gr/kWh]	
W-2.1	16,230	15,792	-2,70
W-2.2	16,650	16,212	-2,63
W-2.12T	17,115	16,677	-2,56
W-3.6	15,389	14,951	-2,85
W-3.9	15,625	15,187	-2,80
W-3.12T	16,029	15,591	-2,73
W-4	14,618	14,180	-3,00
W-5	15,711	14,993	-4,57
Oddział w Poznaniu			
W-1.1	21,758	21,320	-2,01
W-1.2	21,190	20,752	-2,07
W-1.12T	19,242	18,804	-2,28
W-2.1	15,613	15,175	-2,81
W-2.2	15,980	15,542	-2,74
W-2.12T	15,972	15,534	-2,74
W-3.6	15,136	14,698	-2,89
W-3.9	15,215	14,777	-2,88
W-3.12T	15,081	14,643	-2,90
W-4	14,417	13,979	-3,04
W-5	15,097	14,379	-4,76

Grupa taryfowa	Średnia jednostkowa płatność za gaz ziemny zaazotowany Lw		Zmiana [%]
	do 31 grudnia 2016 r.	do 31 grudnia 2017 r.	
	[gr/kWh]	[gr/kWh]	
w skali kraju			
S-1.1	19,922	19,484	-2,20
S-1.2	20,983	20,545	-2,09
S-1.12T	17,761	17,323	-2,47
S-2.1	15,009	14,571	-2,92
S-2.2	15,079	14,641	-2,90
S-2.12T	15,195	14,757	-2,88
S-3.6	14,078	13,640	-3,11
S-3.9	14,463	14,025	-3,03
S-3.12T	14,335	13,897	-3,06
S-4	13,124	12,686	-3,34
S-5	11,873	11,155	-6,05
Oddział we Wrocławiu			
S-1.1	20,082	19,644	-2,18
S-1.2	21,183	20,745	-2,07
S-1.12T	18,158	17,720	-2,41
S-2.1	14,935	14,497	-2,93
S-2.2	15,124	14,686	-2,90
S-2.12T	15,435	14,997	-2,84
S-3.6	14,033	13,595	-3,12
S-3.9	14,487	14,049	-3,02
S-3.12T	14,513	14,075	-3,02
S-4	13,035	12,597	-3,36
S-5	11,824	11,106	-6,07

Grupa taryfowa	Średnia jednostkowa płatność za gaz ziemny zaazotowany Lw		Zmiana
	do 31 grudnia 2016 r.	do 31 grudnia 2017 r.	
	[gr/kWh]	[gr/kWh]	[%]
Oddział w Poznaniu			
S-1.1	19,507	19,069	-2,25
S-1.2	19,201	18,763	-2,28
S-1.12T	17,126	16,688	-2,56
S-2.1	15,140	14,702	-2,89
S-2.2	14,545	14,107	-3,01
S-2.12T	14,838	14,400	-2,95
S-3.6	14,144	13,706	-3,10
S-3.9	14,392	13,954	-3,04
S-3.12T	13,955	13,517	-3,14
S-4	13,256	12,818	-3,30
S-5	11,987	11,269	-5,99

Grupa taryfowa	Średnia jednostkowa płatność za gaz ziemny zaazotowany Ls		Zmiana
	do 31 grudnia 2016 r.	do 31 grudnia 2017 r.	
	[gr/kWh]	[gr/kWh]	[%]
w skali kraju			
Z-1.1	20,904	20,466	-2,10
Z-1.2	20,882	20,444	-2,10
Z-1.12T	20,344	19,906	-2,15
Z-2.1	15,709	15,271	-2,79
Z-2.2	15,761	15,323	-2,78
Z-2.12T	15,847	15,409	-2,76
Z-3.6	14,584	14,146	-3,00
Z-3.9	14,731	14,293	-2,97
Z-3.12T	14,306	13,868	-3,06
Z-4	13,665	13,227	-3,21
Z-5	12,136	11,418	-5,92
Oddział we Wrocławiu			
Z-1.1	18,785	18,347	-2,33
Z-1.2	22,185	21,747	-1,97
Z-1.12T	17,047	16,609	-2,57
Z-2.1	15,953	15,515	-2,75
Z-2.2	16,861	16,423	-2,60
Z-2.12T	16,062	15,624	-2,73
Z-3.6	14,778	14,340	-2,96
Z-3.9	15,444	15,006	-2,84
Z-3.12T	15,274	14,836	-2,87
Z-4	13,600	13,162	-3,22
Oddział w Poznaniu			
Z-1.1	21,021	20,583	-2,08
Z-1.2	20,858	20,420	-2,10
Z-1.12T	20,459	20,021	-2,14
Z-2.1	15,692	15,254	-2,79
Z-2.2	15,720	15,282	-2,79
Z-2.12T	15,840	15,402	-2,77
Z-3.6	14,580	14,142	-3,00
Z-3.9	14,729	14,291	-2,97
Z-3.12T	14,286	13,848	-3,07

Grupa taryfowa	Średnia jednostkowa płatność za gaz ziemny zaazotowany Ls		Zmiana
	do 31 grudnia 2016 r.	do 31 grudnia 2017 r.	
	[gr/kWh]	[gr/kWh]	[%]
Z-4	13,666	13,228	-3,20
Z-5	12,136	11,418	-5,92

Symbol grupy taryfowej	Kryterium podziału na grupy		Symbol grupy taryfowej	Kryterium podziału na grupy	
	Moc [b] (kWh/h)	Roczna ilość gazu [a] (kWh/rok)		Moc [b] (kWh/h)	Roczna ilość gazu [a] (kWh/rok)
sieć dystrybucyjna o ciśnieniu ≤ 0,5 MPa					
Gaz wysokometanowy			Gaz zaazotowany (S-GZ-41,5, Z-GZ-35)		
W-1	b ≤ 110	a ≤ 3 350	S-1; Z-1	b ≤ 110	a ≤ 3 650
W-2		3 350 < a ≤ 13 350	S-2; Z-2		3 650 < a ≤ 14 600
W-3		13 350 < a ≤ 88 900	S-3; Z-3		14 600 < a ≤ 97 100
W-4		a > 88 900	S-4; Z-4		a > 97 100
W-5	110 < b ≤ 710	-	S-5; Z-5	110 < b ≤ 590	-

Miesięczny spadek płatności dla statystycznego odbiorcy rozliczanego w grupie W-1 (w grupie tej rozliczani są głównie odbiorcy wykorzystujący gaz do przygotowania posiłków) w 2017 r. wyniósł 0,45 zł, grupy W-2 (w której rozliczani są głównie odbiorcy nabywający gaz do przygotowywania posiłków i podgrzani wody) – 2,60 zł, zaś w grupie W-3 (dedykowanej odbiorcom, którzy wykorzystują gaz na dwa ww. cele oraz dodatkowo do ogrzewania pomieszczeń) – 8,67 zł.

Taryfa Operatora Systemu Magazynowania Gas Storage Poland Sp. z o.o.

18 kwietnia 2017 r. zatwierdzona została taryfa w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego nr 1/2017 ustalona przez Gas Storage Poland Sp. z o.o. Okres jej obowiązywania upływa 31 marca 2018 r.

Rodzaje usług magazynowych w stosunku do taryfy 1/2016 pozostały zasadniczo bez zmian. Natomiast zmianie uległa nazwa usługi dobowej, która została zastąpiona usługą śróddzienną, świadczoną zarówno w magazynach złożowych, jak i w instalacjach kawernowych. Dodatkowo wprowadzono usługę krótkoterminową – dobową, świadczoną na warunkach ciągłych w GIM Kawerna.

Zasadnicza zmiana w taryfie magazynowej dotyczyła wielkości pojemności czynnej udostępnianej w ramach pakietu, która – w związku z postulatami usługobiorców – została ponad pięciokrotnie zmniejszona w stosunku do taryfy nr 1/2016, w której wynosiła 5 486 MWh. W taryfie nr 1/2017 została zredukowana do 1 000 MWh.

W 2017 r. oferowane pojemności czynne wzrosły o 26,5 mln m³ w KPMG Kosakowo (wchodzącym w skład GIM Kawerna) i o 35 mln m³ w PMG Brzeźnica (wchodzącym w skład GIM Sanok).

Wprowadzenie do stosowania taryfy 1/2017 spowodowało obniżenie średnich płatności za usługi magazynowania dla dwóch z trzech użytkowników, którzy wcześniej korzystali z tych usług. Natomiast użytkownik, który rozszerzył swoje zamówienie o usługi w instalacjach, z których nie korzystał w okresie obowiązywania taryfy 1/2016, odnotował wzrost płatności na poziomie 1%⁹⁷⁾. W roku magazynowym 2017/2018 pojawił się nowy podmiot, który skorzystał z oferty magazynowej.

Taryfa EuRoPol GAZ S.A.

W 2017 r. rozliczenia za usługi przesyłania gazu ziemnego wysokometanowego sieciami SGT EuRoPol GAZ S.A. dokonywane były na podstawie taryfy zatwierdzonej decyzją Prezesa URE z 16 grudnia 2016 r.

⁹⁷⁾ Gdyby oszacować skutki na podstawie zamówień z roku obowiązywania taryfy 1/2016, wówczas opłaty, jakimi ten użytkownik zostałby obciążony za wyświadczone mu usługi magazynowania byłyby niższe o 6% od opłat poniesionych według taryfy 1/2016.

Pierwotnie okres obowiązywania taryfy kończył się 30 września 2017 r., ale decyzją z 29 września 2017 r. został przedłużony do 31 grudnia 2017 r. Stawki opłat ustalone w ww. taryfie były o 20,9% niższe od stawek stosowanych w 2016 r.

17 listopada 2017 r., na okres do 31 grudnia 2018 r., Prezes URE zatwierdził kolejną taryfę tego przedsiębiorstwa. Na skutek wniesionego odwołania od ww. decyzji, zatwierdzona taryfa dotychczas nie została wprowadzona do stosowania. O fakcie jej niestosowania, do dnia uprawomocnienia się decyzji o jej zatwierdzeniu, Prezes URE poinformował 22 listopada 2017 r. zamieszczając stosowny komunikat w Biuletynie Branżowym URE – Paliwa gazowe nr 99 (1 081).

Taryfa Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

W 2017 r. przedsiębiorstwo energetyczne PSG Sp. z o.o. prowadziło rozliczenia za świadczone przez siebie usługi na podstawie taryfy nr 3 dla usług dystrybucji paliw gazowych i usług regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego, zatwierdzonej decyzją Prezesa URE z 17 grudnia 2014 r.

Wynikało to z faktu dwukrotnej odmowy zatwierdzenia przez Prezesa URE:

- taryfy nr 4, ustalonej na okres do 30 czerwca 2017 r. – dokonanej decyzją z 23 grudnia 2016 r.,
- taryfy nr 5, ustalonej na okres do 31 grudnia 2017 r. – dokonanej decyzją z 31 lipca 2017 r.

Uzasadnieniem decyzji odmawiających zatwierdzenia przedłożonych przez przedsiębiorstwo taryf: nr 4 i 5 był fakt przyjęcia do ich kalkulacji kosztów, które nie spełniały wymogów właściwych dla kosztów uzasadnionych, określonych w ustawie – Prawo energetyczne i rozporządzeniu taryfowym dla paliw gazowych oraz ustaleniu stawek opłat dystrybucyjnych, które nie zapewniały ochrony interesów odbiorców przed ich nieuzasadnionym poziomem. W przypadku obu decyzji odmawiających zatwierdzenia taryfy, PSG Sp. z o.o. złożyła odwołania do SOKiK.

Postępowanie o zatwierdzenie kolejnej taryfy, tj. taryfy nr 6 dla usług dystrybucji paliw gazowych i usług regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego, wszczęte przez Prezesa URE 6 listopada 2017 r., nie zostało w 2017 r. zakończone. Z uwagi na konieczność wyjaśnienia wszystkich wątpliwości oraz dokonania gruntownej analizy przedłożonego wniosku o zatwierdzenie wskazanej taryfy nr 6 – postępowanie administracyjne zakończyło się dopiero w styczniu 2018 r.

Taryfy OGP Gaz-System S.A.

17 stycznia 2017 r. Prezes URE zatwierdził taryfę dla usług przesyłania paliw gazowych nr 10 ustaloną przez OGP Gaz-System S.A. Taryfa ta wprowadzona została do stosowania 1 lutego 2017 r. i obowiązywała, zgodnie z terminem określonym w zatwierdzającej tę taryfę decyzji Prezesa URE, do 31 grudnia 2017 r. Na skutek wprowadzenia ww. taryfy w życie, opłaty użytkowników systemu przesyłowego były od 5,2% niższe do 3,3% wyższe w stosunku do opłat ustalonych na podstawie taryfy nr 9.

Następnie 29 listopada 2017 r., na okres do 31 grudnia 2018 r., Prezes URE zatwierdził ustaloną przez to przedsiębiorstwo taryfę nr 11. Konieczność zatwierdzenia tej taryfy, nie później niż na 30 dni przed rozpoczęciem okresu taryfowego, tj. minimum na 30 dni przed 1 stycznia 2018 r. wynikała z przepisów art. 30 ust. 1 oraz art. 32 lit. b) rozporządzenia NC TAR, które wprowadziły od 1 października 2017 r. obowiązek publikacji informacji wyszczególnionych w art. 30, m.in. stawek opłat przesyłowych we wskazanym wyżej terminie.

W porównaniu do taryfy nr 10, w taryfie nr 11 wystąpił wzrost średniej stawki na punktach wejścia do systemu przesyłowego (o 4,6%) oraz spadek na punktach wyjścia z systemu przesyłowego: Ewy o 6,0%, Ewy_{PMG} o 4,1% i Lwy o 1,0%.

Taryfy POLSKIE LNG S.A.

W 2017 r. Polskie LNG S.A. w rozliczeniach za świadczone usługi regazyfikacji stosowało taryfę nr 2 zatwierdzoną decyzją Prezesa URE z 16 grudnia 2016 r. Średnia stawka za regazyfikację skroplonego gazu ziemnego wynikająca z taryfy nr 2 była wyższa o 7,5% od średniej stawki wynikającej z taryfy nr 1.

14 grudnia 2017 r. Prezes URE zatwierdził ustaloną przez to przedsiębiorstwo taryfę nr 3 na okres 12 miesięcy od dnia wprowadzenia jej do stosowania, co zgodnie z informacją przedsiębiorstwa nastąpiło 1 stycznia 2018 r.

W taryfie zostały ustalone stawki opłat za pakietowe usługi regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego obejmujące: wyładunek LNG z tankowca, procesowe składowanie w zbiornikach, regazyfikację i oddanie paliwa gazowego do systemu przesyłowego oraz stawki opłat za usługi dodatkowe w zakresie przeładunku LNG na autocysterny. Ponadto ww. taryfa zawiera stawki opłat za usługi rozdzielone, tj. rozdzielone przedłużone procesowe składowanie oraz rozdzieloną moc umowną. Będą one świadczone dodatkowo do pakietowych usług regazyfikacji. Spółka zamierza świadczyć długoterminowe usługi regazyfikacji – w okresie dłuższym niż rok oraz usługi krótkoterminowe – w okresie co najmniej jednej doby gazowej.

Zatwierdzenie taryfy nr 3 skutkowało spadkiem średniej stawki za usługi regazyfikacji o 30,7% w porównaniu do średniej stawki obliczonej na podstawie taryfy obowiązującej, natomiast stawka za przeładunek gazu LNG na autocysterny uległa obniżeniu o 42,9%. Sytuacja ta wynika z planowanego znacznego wzrostu wykorzystania terminalu, tj.: wzrostu zamówionej mocy regazyfikacji, ilości regazyfikowanego gazu LNG oraz wykorzystania możliwości przeładunku gazu LNG na autocysterny, w porównaniu z wielkościami planowanymi w taryfie nr 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.

Zgodnie z 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. W związku z powyższą regulacją 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.

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 sto tysięcy 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 Prawie energetycznym zawarte zostały także 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 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.

Ustawa – Prawo energetyczne określa poza tym przesłanki, jakie Prezes URE zobowiązany jest uwzględnić, wydając decyzję operatorską (art. 9h ust. 7) oraz okoliczności, które obligują Prezesa URE do odmowy wyznaczenia danego przedsiębiorcy operatorem systemu (art. 9h ust. 8).

Decyzje w sprawach operatorów systemów gazowych

W 2017 r. Prezes URE wyznaczył trzech OSD gazowych, wydał 8 decyzji dotyczących zmiany decyzji operatorskich oraz uchylił 1 decyzję w sprawie wyznaczenia OSD. Zmiany decyzji operatorskich dotyczyły zarówno operatorów podlegających zasadom *unbundlingu*, jak i operatorów zwolnionych ze stosowania tych zasad.

Według stanu na 31 grudnia 2017 r., na rynku paliw gazowych funkcjonowali następujący operatorzy:

- 1 operator systemu przesyłowego gazowego,
- 56 operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych (w tym 1 prawnie wydzielony),
- 1 operator systemu magazynowania,
- 7 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 2017 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 2017 r. funkcjonował 1 OSD gazowy podlegający wymogom prawnego i funkcjonalnego *unbundlingu*. Tym podmiotem była Polska Spółka Gazownictwa 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 55 przedsiębiorstw energetycznych wykonywało funkcje OSD o charakterze lokalnym.

W 2017 r. funkcję operatora systemu magazynowego pełniła spółka Gas Storage Poland 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 2017 r. OSM Sp. z o.o. wykonywała swoje zadania w odniesieniu do następujących instalacji magazynowych:

- a) PMG „Husów” zlokalizowanym na terenie gmin Łañcut i Markowa o pojemności magazynowej czynnej 500 mln m³,
- b) PMG „Wierzchowice” zlokalizowanym na terenie gmin Milicz i Krońnice o pojemności magazynowej czynnej 1 200 mln m³,
- c) PMG „Mogilno” zlokalizowanym na terenie gmin Mogilno i Rogowo o pojemności magazynowej czynnej 589,85 mln m³, z wyłączeniem tej części instalacji magazynowej, która jest niezbędna do realizacji zadań operatora systemu przesyłowego gazowego,
- d) PMG „Swarzów” zlokalizowanym na terenie gmin Dąbrowa Tarnowska i Olesko o pojemności magazynowej czynnej 90 mln m³,
- e) PMG „Brzeźnica” zlokalizowanym na terenie gminy Dębica o pojemności magazynowej czynnej 100 mln m³,
- f) PMG „Strachocina” zlokalizowanym na terenie gmin Sanok i Brzozów o pojemności magazynowej czynnej 360 mln m³,
- g) PMG „Kosakowo” zlokalizowanym na terenie gminy Kosakowo o pojemności magazynowej czynnej 145,5 mln m³.

Zatem na koniec 2017 r. pojemność magazynowa czynna ww. PMG wynosiła łącznie 2 985,35 mln m³.

Według stanu na 31 grudnia 2017 r., Prezes URE wydał 7 decyzji przyznających status operatora systemu skraplania gazu ziemnego. Operatorami tymi są następujące podmioty: Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o., DUON Dystrybucja S.A., LNG-Silesia Sp. z o.o., PGNiG S.A., Barter S.A., Polskie LNG S.A i Blue Cold Sp. z o.o.

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 jakiejkolwiek 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 KE 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 KE powinien dotyczyć również kwestii wpływu przyznania certyfikatu niezależności na bezpieczeństwo dostaw paliw gazowych lub energii elektrycznej w Unii Europejskiej. Jednocześnie, zgodnie z art. 3 ust. 2 rozporządzenia 715/2009 w terminie 2 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 2017 r. Prezes URE nie prowadził postępowania dotyczącego przyznania certyfikatu niezależności. Postępowania w tej sprawie zostały zakończone w 2014 r. i 2015 r. Ich efektem było przyznanie spółce OGP Gaz-System S.A. certyfikatu niezależności w modelu OU, tj. na własnym majątku sieciowym (2014 r.) oraz w modelu ISO, tj. na polskim odcinku gazociągu jamalskiego (2015 r.).

W 2017 r. działania Prezesa URE związane z certyfikacją OSP koncentrowały się na monitorowaniu działań OSP mających na celu spełnienie zalecenia wskazanego w decyzji certyfikacyjnej z 19 maja 2015 r. oraz monitorowaniu, czy OGP Gaz-System S.A. w dalszym ciągu spełnia kryteria niezależności określone w art. 9d ust. 1a, w związku z art. 9d ust. 1b i 1c ustawy – Prawo energetyczne – m.in. w tym celu pozyskano aktualne oświadczenia członków zarządu i rady nadzorczej oraz aktualne dokumenty korporacyjne.

5. 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, OS SGZ 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.

5.1. Monitorowanie wypełniania zadań przez operatorów systemów przesyłowych, dystrybucyjnych i magazynowych w zakresie warunków dostępu do sieci i instalacji

Postępowania w sprawie dostępu do sieci dystrybucyjnej

W ramach regulowania zasad dostępu do sieci gazowych w 2017 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 nich trudności finansowe lub ekonomiczne związane z realizacją zobowiązań wynikających z uprzednio zawartych umów na zakup gazu. W toku prowadzonych w 2017 r. trzech postępowań administracyjnych nie wykazano istnienia wystarczających przesłanek do udzielenia takiego zwolnienia. Ponadto, w listopadzie 2017 r., sąd oddalił złożoną w 2016 r. przez przedsiębiorstwo energetyczne apelację, zatem pierwsza decyzja Prezesa URE z wniosku sprawie z art. 4h ust. 1, stała się prawomocna.

Należy także zaznaczyć, że w 2017 r. w oddziałach terenowych prowadzone były postępowania administracyjne dotyczące rozstrzygania sporów dotyczących odmowy świadczenia usług dystrybucji paliw gazowych na rzecz innych sprzedawców paliwa gazowego.

W ramach wypracowywania standardów rozpatrywania tych sporów, 8 listopada 2017 r. odbyły się warsztaty komórek organizacyjnych URE z udziałem PSG Sp. z o.o. na temat „Umowy świadczenia usług dystrybucji paliw gazowych – zagadnienia techniczne i prawne”.

Monitorowanie wypełniania obowiązków przez operatorów systemów dystrybucyjnych

W 2017 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, prowadzona w oddziałach terenowych, 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 9 instrukcji operatorów gazowych. W przypadku dwóch operatorów systemów dystrybucyjnych weryfikacja nie została zakończona. W wyniku tej weryfikacji stwierdzono przypadki niewielkich uchybień, które zostały zgłoszone OSD w celu ich usunięcia. Nie stwierdzono natomiast nieprawidłowości dających podstawę do wszczęcia postępowania w sprawie wymierzenia kary pieniężnej na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 1g ustawy – Prawo energetyczne.

Monitorowanie wypełniania obowiązków przez operatora systemu skraplania gazu ziemnego

Operatorem systemu skraplania gazu ziemnego (terminalu LNG w Świnoujściu) została wyznaczona spółka Polskie LNG S.A. Pojemność czynna terminalu LNG w Świnoujściu jest równa 2 058 000 MWh, maksymalna moc odbioru to 82 320 MWh/h, zaś pojemność zbiorników LNG wynosi

320 000 m³, a maksymalna zdolność techniczna 656 Nm³/h. Roczna zdolność techniczna terminalu wynosi 5 mld m³. Zdolność terminalu LNG w Świnoujściu – instalacji do rozładunku, procesowego, składowania i regazyfikacji LNG przeznaczona na cele handlowe w 2017 r., podobnie jak w roku poprzednim, wyniosła 6 781,29 MWh/h (570 000 Nm³/h), natomiast instalacji do załadunku LNG na autocysterny – 365 MWh/h.

W ramach prowadzonych działań, Prezes URE monitoruje wykonywanie przez operatora przypisanych mu obowiązków.

Operator terminalu LNG w 2017 r. świadczył usługi regazyfikacji paliwa gazowego (długookresowe oraz krótkoterminowe tzw. spot) oraz usługi dodatkowe, obejmujące przede wszystkim usługę przeładunku paliwa gazowego na autocysterny. Warto zaznaczyć, że usługa przeładunku na autocysterny była jedyną usługą dodatkową faktycznie oferowaną przez operatora terminalu LNG w 2017 r. Z usług dodatkowych mogą korzystać jedynie podmioty, które korzystają z usługi podstawowej. Podmioty, które chcą korzystać z usługi regazyfikacji, mogą ubiegać się o zawarcie umowy długo- lub krótkoterminowej, jak również umowy ramowej i warunkowej. Procedura udostępniania zdolności regazyfikacyjnych została szczegółowo uregulowana w Instrukcji Terminalu. Podmiot ubiegający się o świadczenie usług przez PLNG składa wniosek na formularzu dostępnym na stronie internetowej Polskiego LNG, załączając odpowiednie dokumenty oraz oświadczenie o wyborze formy zabezpieczenia finansowego.

Umowa regazyfikacji zostanie zawarta jeżeli: 1) istnieje niezakontraktowana zdolność instalacji terminalu, 2) zostaną spełnione warunki jakościowe dotyczące paliwa gazowego, 3) nie występują inne okoliczności, które mogłyby spowodować obniżenie parametrów jakościowych lub technicznych oraz 4) zawarcie umowy nie uniemożliwia wywiązania się przez Operatora z obowiązków w zakresie ochrony odbiorców lub ochrony środowiska. O kolejności rozpatrywania wniosków decyduje moment wpływu wniosku (o ile wniosek spełnia wymogi formalnoprawne). Operator udostępnia zdolność wyłącznie na zasadach ciągłych.

W 2017 r. nie miała miejsca odmowa zawarcia umowy o regazyfikację paliwa gazowego. Tym niemniej w jednym przypadku operator odrzucił wniosek o zawarcie umowy ze względu na niespełnienie przez wnioskodawcę wymogów formalnych.

Zarezerwowana zdolność przeznaczona na cele handlowe była równa 4 401,89 MWh/h (370 000 Nm³/h), natomiast niezarezerwowanej zdolności pozostało 2 379,4 MWh/h. Ilość importowanego LNG za pośrednictwem tego terminalu w 2017 r. była równa 18 820 121,346 MWh.

W ramach realizacji obowiązków informacyjnych określonych w szczególności w art. 19 rozporządzenia 715/2009, Polskie LNG podaje do wiadomości publicznej szczegółowe informacje dotyczące oferowanych przez siebie usług i stosowanych warunków wraz z informacjami technicznymi potrzebnymi uczestnikom rynku do uzyskania skutecznego dostępu do instalacji LNG, informacje liczbowe o zakontraktowanej i dostępnej zdolności instalacji LNG, informacje o ilości gazu w każdej instalacji LNG, ilościach gazu wprowadzonych i pobranych, jak również o dostępnej zdolności instalacji LNG, w tym w odniesieniu do instalacji zwolnionych z dostępu stron trzecich. Publikowane dane są dostępne zarówno w zakresie danych bieżących, jak i danych archiwalnych. Wskazane powyżej informacje znajdują się na stronie internetowej operatora LNG pod adresem: <http://www.polskieng.pl/client-zone/regulation-ec-no-7152009/>. Dane te dostępne są również w języku angielskim: <http://en.polskieng.pl/strefa-klienta/rozporzadzenie-7152009/>.

Monitorowanie wypełniania zadań przez operatora systemu magazynowania

Gas Storage Poland Sp. z o.o. została wyznaczona przez Prezesa URE operatorem systemu magazynowania. Spółka ta udostępnia zdolności magazynowe w następujących instalacjach oraz grupach instalacji:

- Grupa Instalacji Magazynowych Kawerna (GIM Kawerna), obejmująca KPMG Kosakowo i KMPG Mogilno,
- Grupa Instalacji Magazynowych Sanok (GIM Sanok), obejmująca PMG Husów, PMG Strachocina, PMG Swarzów oraz PMG Brzeźnica,
- PMG Wierzchowice.

Poniższa tabela zawiera zestawienie pojemności czynnej technicznej instalacji magazynowych w 2017 r.

Tabela 42. Pojemności magazynów gazu w Polsce w 2017 r.

Lp.	Grupa Instalacji Magazynowych	Nazwa i rodzaj magazynu	Pojemność czynna techniczna instalacji magazynowej			
			od godz. 00:00 1 stycznia 2017 r. do godz. 6:00 6 kwietnia 2017 r.*		od godz. 6:00 6 kwietnia 2017 r.* do godz. 24:00 31 grudnia 2017 r.	
			[mln m ³]	[GWh] ⁹⁸⁾	[mln m ³]	[GWh] ⁵⁶⁾
1	GIM Kawerna	KPMG Mogilno	594,65	6 624,4	589,85 ⁹⁹⁾	6 570,9
		PMG Kosakowo	119,00	1 326,9	145,50 ¹⁰⁰⁾	1 622,3
	SUMA GIM		713,65	7 951,3	735,35	8 193,2
2	GIM Sanok	PMG Brzeźnica	65,00	731,3	100,00 ¹⁰¹⁾	1 125,0
		PMG Husów	500,00	5 625,0	500,00	5 625,0
		PMG Strachocina	360,00	4 050,0	360,00	4 050,0
		PMG Swarzędz	90,00	1 008,0	90,00	1 008,0
	SUMA GIM		1 015,00	11 414,3	1 050,00	11 808,0
3	PMG Wierchowice		1 200,00	13 200,0	1 200,00	13 200,0
RAZEM			2 928,65	32 565,6	2 985,35	33 201,2

* Decyzją Prezesa URE z 5 kwietnia 2017 r. została zmieniona koncesja Gas Storage Poland Sp. z o.o. na magazynowanie paliw gazowych w instalacjach magazynowych, w zakresie oznaczenia pojemności czynnej PMG Kosakowo, PMG Mogilno i PMG Brzeźnica.

Źródło: Opracowanie Gas Storage Poland Sp. z o.o.

Ze względu na okres świadczenia usługi magazynowania dzielone są na usługi długoterminowe, krótkoterminowe oraz śróddzienne. Ze względu zaś na rodzaj usług wyróżnia się usługi magazynowania na warunkach ciągłych oraz usługi magazynowania na warunkach przerywanych.

Zleceniodawca usługi magazynowania może zamówić usługi magazynowe w formie pakietu, pakietu elastycznego lub jako usługę rozdzieloną.

W 2017 r. OSM nie dysponował zdolnościami instalacji magazynowych zwolnionymi z dostępu stron trzecich, w szczególności nie korzystał ze zwolnienia na podstawie art. 4i ustawy – Prawo energetyczne.

Poniższa tabela zawiera zestawienie oferowanych zdolności magazynowych w 2017 r.

⁹⁸⁾ Pojemność czynna instalacji magazynowej wyrażona w jednostkach energii została określona na podstawie maksymalnych wartości ciepła spalania w $MFP_{WEO_{OSM}}/MFP_{WYO_{OSM}}$, opublikowanych przez Operatora Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A.

⁹⁹⁾ Zmiana pojemności czynnej technicznej na KPMG Mogilno z 594,65 mln m³ na 589,85 mln m³ spowodowana była zmianą warunków geologiczno-górnictwa, tj. zjawiskiem konwergencji. Po wykonaniu w 2016 r. pomiarów echometrycznych kształtu i objętości komór magazynowych oraz analizie parametrów techniczno-eksploatacyjnych komór magazynowych pojemność robocza (czynna) magazynu została zmniejszona o 4,8 mln m³.

¹⁰⁰⁾ Zmiana pojemności czynnej technicznej na KPMG Kosakowo z 119,0 mln m³ na 145,5 mln m³ wynika z oddania do eksploatacji nowej komory magazynowej, co spowodowało wzrost pojemności czynnej magazynu o 26,5 mln m³.

¹⁰¹⁾ Zmiana pojemności czynnej technicznej na PMG Brzeźnica wynika z rozbudowy PMG Brzeźnica do pojemności czynnej 100 mln m³. W wyniku prowadzonej inwestycji wzrosła pojemność czynna o 35 mln m³, oraz wzrosła moc zatłaczania – o 0,34 mln m³/d i odbioru – o 0,51 mln m³/d.

Tabela 43. Zdolności magazynowe oferowane przez Gas Storage Poland Sp. z o.o. w 2017 r.

Lp.	Data uruchomienia procedury	Instalacja magazynowa	Rodzaj usługi	Warunki świadczenia usługi	Oferowane zdolności magazynowe				Okres
					Ilość pakietów	Pojemność czynna [MWh]	Moc zatlaczania [MWh/h]	Moc odbioru [MWh/h]	
1	styczeń 2017	GIM Kawerna	UM Długoterminowa lub UM Krótkoterminowa	na Warunkach Ciągłych	-	595 000	514,080	1 104,320	od początku roku magazynowego 2017/2018 rozpoczynającego się o godzinie 6.00 dnia 15 kwietnia 2017 r. do końca roku magazynowego 2020/2021 kończącego się o godzinie 6.00 dnia 15 kwietnia 2021 r.
		GIM Sanok	UM Długoterminowa	na Warunkach Ciągłych	-	439 000	188,770	545,677	
		GIM Sanok	UM Długoterminowa	na Warunkach Przerwywanych	-	55 000	22,110	32,505	
		PMG Wierzchowice	UM Długoterminowa	na Warunkach Ciągłych	-	110 000	45,870	124,960	
2	październik 2017	GIM Kawerna	UM Krótkoterminowa	na Warunkach Przerwywanych	-	408 000	352,512	757,248	na okres od godz. 6.00 dnia 15 listopada 2017 r. do godz. 6.00 dnia 1 lipca 2018 r.
3	grudzień 2017	GIM Kawerna	UM Długoterminowa lub UM Krótkoterminowa	na Warunkach Ciągłych	-	396 000	342,144	734,976	od początku roku magazynowego 2018/2019 rozpoczynającego się o godzinie 6.00 dnia 15 kwietnia 2018 r. do końca roku magazynowego 2021/2022 kończącego się o godzinie 6.00 dnia 15 kwietnia 2022 r.
		PMG Wierzchowice	UM Długoterminowa	na Warunkach Ciągłych	-	1 042 000	434,514	1 183,712	
		PMG Wierzchowice	UM Długoterminowa	na Warunkach Przerwywanych	-	658 000	193,452	309,918	
4	ZM dostępne w roku 2017 z procedur udostępnienia z lat ubiegłych*	PMG Wierzchowice	UM Długoterminowa	na Warunkach Przerwywanych	10	54 860	16,170	25,870	do końca roku magazynowego 2016/2017 kończącego się o godzinie 6.00 dnia 15 kwietnia 2017 r.
		GIM Sanok	UM Długoterminowa	na Warunkach Przerwywanych	7	38 402	14,861	21,826	do końca roku magazynowego 2017/2018 kończącego się o godzinie 6.00 dnia 15 kwietnia 2018 r.
		GIM Sanok	UM Długoterminowa	na Warunkach Przerwywanych	10	54 860	21,230	31,180	od początku roku magazynowego 2018/2019 rozpoczynającego się o godzinie 6.00 dnia 15 kwietnia 2018 r. do końca roku magazynowego 2020/2021 kończącego się o godzinie 6.00 dnia 15 kwietnia 2021 r.

Lp.	Data uruchomienia procedury	Instalacja magazynowa	Rodzaj usługi	Warunki świadczenia usługi	Oferowane zdolności magazynowe				
					Ilość pakietów	Pojemność czynna [MWh]	Moc zatlaczania [MWh/h]	Moc odbioru [MWh/h]	Okres
		GIM Kawerna	UM Krótkoterminowa	na Warunkach Przerwywanych	-	384 020	331,730	712,950	do godz. 6.00 dnia 1 czerwca 2017 r.
		GIM Kawerna	UM Długoterminowa	na Warunkach Ciągłych	10	54 860	47,390	101,850	do końca roku magazynowego 2020/2021 kończącego się o godzinie 6.00 dnia 15 kwietnia 2021 r.

* Do 31 maja 2017 r. jeden pakiet obejmował 5 486 MWh pojemności czynnej. Od 1 czerwca, tj. od dnia wejścia w życie taryfy w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego, jeden pakiet obejmował 1 000 MWh pojemności czynnej.

Źródło: Opracowanie Gas Storage Poland Sp. z o.o.

W zakresie nowych i zwalnianych zdolności magazynowych oferowanych w procedurze udostępniania przez OSM tych zdolności w GIM Kawerna, GIM Sanok oraz Instalacji Magazynowej PMG Wierzchowice, rozpoczętej 13 stycznia 2017 r., uczestnicy rynku mogli składać wnioski o zawarcie umów o świadczenie usług magazynowania. Wpłynęło 6 wniosków o zawarcie umowy długoterminowej. Na rok magazynowy 2017/2018 całość oferowanych usług została rozdysponowana. Wnioski o świadczenie usług magazynowania na warunkach ciągłych w GIM Sanok oraz IM PMG Wierzchowice zostały złożone w procedurze w celu tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego. Świadczenie usług w zakresie nowych zdolności magazynowych rozpoczęło się 1 czerwca 2017 r., tj. w dniu wejścia w życie taryfy w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego nr 1/2017.

Prezes URE przeprowadził monitoring ww. procedury. W jego wyniku przekazano operatorowi systemu magazynowania uwagi do Regulaminu Świadczenia Usług Magazynowania, które następnie zostały w większości uwzględnione.

Regulamin Świadczenia Usług Magazynowania został zmieniony 8 maja 2017 r., po konsultacjach społecznych. Obowiązuje on od 1 czerwca 2017 r. od godz. 6:00. W okresie od 1 do 21 grudnia 2017 r. OSM przeprowadził konsultacje społeczne projektu zmian Regulaminu, dotyczących optymalizacji wykorzystania instalacji magazynowych poprzez wprowadzenie nowych rodzajów usług magazynowania (UM 90/40, UM Reverse i krótkoterminowych usług magazynowania w instalacjach złożowych) oraz ustanowienia równorzędnych zasad uczestnictwa w przydziale zdolności magazynowych dla podmiotów ubiegających się o zawarcie umowy o świadczenie usług magazynowania na okres 4, 3 i 2 lat magazynowych.

W celu wypełniania obowiązków wskazanych w art. 19 rozporządzenia 715/2009, OSM podaje do publicznej wiadomości informacje dotyczące mechanizmów alokacji pojemności instalacji magazynowych, w tym oferowanych przez siebie usług i stosowanych warunków wraz z informacjami technicznymi niezbędnymi użytkownikom instalacji magazynowych do uzyskania skutecznego dostępu do instalacji magazynowych, informacje liczbowe o zakontraktowanej i dostępnej zdolności instalacji magazynowych, a także dotyczące udostępniania informacji oraz częstotliwości aktualizacji informacji o ilości gazu w każdej instalacji magazynowej lub w grupie instalacji magazynowych. Informacje te dostępne są również w języku angielskim na stronie internetowej operatora systemu magazynowania (<https://ipi.gastoragepoland.pl>). Ponadto, OSM przesyła informacje o łącznych stanach napełnienia instalacji magazynowych, ilościach paliwa gazowego zatłoczonych do i odebranych z instalacji magazynowych oraz parametrach instalacji magazynowych do Gas Infrastructure Europe (Gas Storage Europe). Dane dotyczące instalacji magazynowych publikowane są w formie bazy danych AGSI+ <https://agsi.gie.eu/>.

OSM realizuje obowiązek informacyjny wynikający z art. 9 ust. 7 oraz ust. 9 rozporządzenia 1348/2014¹⁰².

Obowiązek wynikający z art. 22 rozporządzenia 715/2009 realizowany jest poprzez stosowanie postanowień Regulaminu Świadczenia Usług Magazynowania dotyczących wtórnego obrotu zdolnościami magazynowymi. W 2017 r. OSM nie otrzymał żadnego wniosku o zbycie na rynku wtórnym zdolności magazynowych zamówionych przez zleceniodawcę usługi magazynowej.

5.2. Monitorowanie warunków przyłączenia podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywanie napraw tej sieci

Prezes URE monitorował w 2017 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 2017 r. do oddziałów terenowych wpłynęło od operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych łącznie 3 010 powiadomień o odmowie przyłączenia do sieci. Jest to znacznie niższa liczba złożonych powiadomień o odmowach niż w 2016 r., gdzie dokonano 7 298 zgłoszeń (zmniejszenie o blisko 60%).

W 1 919 przypadkach zgłoszone odmowy przyłączenia spowodowane były brakiem warunków ekonomicznych przyłączenia do sieci, a w 1 091 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 braku warunków technicznych były m.in.:

- brak gazociągu bazowego,
- brak istniejącej sieci gazowej,
- brak przepustowości sieci gazowej,
- znaczna odległość od sieci gazowej,
- brak możliwości rozbudowy sieci gazowej z przyczyn formalno-prawnych.

Monitorowanie warunków przyłączenia 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.

Analiza przypadków w poszczególnych oddziałach terenowych i regionach kraju

Z informacji uzyskanych przez **oddział terenowy w Gdańsku** wynika, że w 2017 r. w sieciach gazowych kluczowego operatora systemu dystrybucyjnego zlokalizowanych na terenie woj. pomorskiego wystąpiły

¹⁰² Rozporządzenie wykonawcze Komisji (UE) nr 1348/2014 z 17 grudnia 2014 r. w sprawie przekazywania danych wdrażające art. 8 ust. 2 i 6 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii (Dz. U. UE L 363/121).

88 awarie, natomiast w woj. mazurskim – 52 awarie. Znacząca większość awarii spowodowana była przez sprawców zewnętrznych (głównie podczas wykonywania prac ziemnych sprzętem zmechanizowanym). W celu zmniejszenia liczby i rozmiarów awarii występujących na sieciach gazowych, operator w szczególności prowadzi kontrolę gazociągów wysokiego, średniego i niskiego ciśnienia zgodnie z posiadanymi instrukcjami ich eksploatacji, a także przeprowadza modernizacje sieci gazowej związane z bezpieczeństwem dostaw gazu do odbiorców.

W 2017 r. na terenie działania **oddziału terenowego w Katowicach**, w woj. świętokrzyskim nie wystąpiły awarie sieci gazowej o znaczącym rozmiarze lub szczególnym charakterze. Wszystkie pozostałe awarie zostały usunięte. Natomiast, na obszarze woj. śląskiego wystąpiło 6 awarii, które można uznać za mające znaczący rozmiar lub nietypowy charakter:

- 3 sierpnia ok. godz. 12:30 nastąpiła awaria stacji redukcyjno-pomiarowej II stopnia Zawiercie, która spowodowała wyłączenie ok. 300 odbiorców. O godz. 16:00 wznowiono dostawę gazu,
- 16 sierpnia ok. godz. 12:00 w miejscowości Godów firma zewnętrzna podczas prac ziemnych uszkodziła koparką gazociąg średniego ciśnienia DN160 PE. Awaria spowodowała wyłączenie ok. 550 odbiorców, głównie indywidualnych. Usuwanie awarii zakończono ok. godz. 19:30 i do wszystkich odbiorców wznowiono dostawę gazu,
- 23 sierpnia ok. godz. 16:05 w miejscowości Rydułtowy firma zewnętrzna podczas prac ziemnych uszkodziła koparką gazociąg średniego ciśnienia DN90 PE. Awaria spowodowała wyłączenie ok. 3 tys. odbiorców, głównie indywidualnych (grupa taryfowa W1). Bezpośrednią przyczyną braku gazu na gazociągu ś/c było zablokowanie gazomierza rotorowego na stacji OGP Pszów z powodu ww. awarii. Usuwanie awarii zakończono ok. godz. 20:15 i do wszystkich odbiorców wznowiono dostawę gazu,
- podczas prowadzenia prac ziemnych przy budowie obwodnicy przez firmę zewnętrzną 10 października ok. godz. 13:00 otrzymano zgłoszenie o zerwanym przez koparkę gazociągu PE średniego ciśnienia w Częstochowie. Awaria skutkowałą pozbawieniem dostawy paliwa gazowego do ok. 700 odbiorców. Naprawę uszkodzonego gazociągu zakończono o godz. 19:00 i przystąpiono do uruchamiania dostaw,
- 11 grudnia ok. godz. 13:00 uzyskano zgłoszenie o braku gazu u odbiorców w miejscowości Łazy. Stwierdzono awarię tymczasowej SRP Łazy, która poskutkowałą brakiem zasilania w paliwo gazowe dla osiedla (ok. 500 odbiorców). Po godz. 16:00 zakończono usuwanie awarii i wznowiono dostawę gazu do odbiorców,
- 11 grudnia ok. godz. 21:00 w miejscowości Kozy z powodu bardzo silnego wiatru drzewo przewróciło się na stalowy gazociąg średniego ciśnienia DN100 – w miejscu przejścia nad potokiem. Po godz. 22:00 zamknięto zasuwę przed przejściem, co spowodowało wyłączenie dostaw gazu do ok. 100 odbiorców. Z uwagi na bardzo złe warunki atmosferyczne (wałące się drzewa), awarię usunięto 12 grudnia, wznowiając dostawę gazu do odbiorców. O fakcie i przyczynach usuwania awarii w dniu następnym powiadomiono odbiorców (również za pomocą lokalnych mediów). Następnie 20 grudnia dokonano przebudowy gazociągu poprzez wykonanie przewiertu horyzontalnego pod dnem potoku. Nowy odcinek włączono do istniejącej sieci średniego ciśnienia.

Wszystkie awarie zostały usunięte.

W zakresie właściwości miejscowej **oddziału terenowego w Krakowie** w 2017 r. wystąpiły awarie sieci operatora sieci dystrybucyjnej gazowej w łącznej liczbie 4 488, w tym 2 098 szt. awarii w woj. małopolskim oraz 2 390 szt. w woj. podkarpackim. Czas trwania przerw w dostawie gazu w 2017 r. wynosił dla woj. małopolskiego – 19 377,08 godz., zaś w woj. podkarpackim – 30 655 godz. Liczba odbiorców pozbawionych dostaw wyniosła 32 396, w tym w woj. małopolskim – 16 305, a w woj. podkarpackim – 16 091.

Wszystkie stany awaryjne zostały usunięte. Naprawy polegały na wymianie uszkodzonych lub nieszczelnych odcinków gazociągów, wymianie bądź doszczelnieniu armatury gazowej oraz usunięciu przyczyn niedrożności gazociągów. Należy zauważyć, że stany awaryjne wynikają głównie z czynników zewnętrznych, w tym działalności osób trzecich.

Z danych przedstawionych **oddziałowi terenowemu w Lublinie** przez operatora systemu dystrybucyjnego wynika, że w okresie sprawozdawczym na terenie woj. lubelskiego i podlaskiego w okresie sprawozdawczym wystąpiło łącznie 228 awarii sieci dystrybucyjnej gazowej średniego i niskiego ciśnienia, które trwały łącznie: 293 godz. w przypadku sieci średniego ciśnienia oraz 11 godz. w przypadku sieci niskiego ciśnienia. Awarie te dotknęły łącznie 2 008 odbiorców, zaś najczęstszą ich przyczyną było działanie osób trzecich (mechaniczne uszkodzenia gazociągu). Po wystąpieniu tych awarii niezwłocznie przystępowano do ich usuwania.

Prowadzony jest bieżący monitoring stanu technicznego sieci oraz dokonywane są sukcesywne modernizacje i remonty – dla kolejnego oddziału – 40 awarii sieci dystrybucyjnej gazowej średniego i niskiego ciśnienia. Największa liczba odbiorców, których dotyczyła awaria sieci dystrybucyjnej to 254, zaś najdłuższy czas trwania przerwy w dostawie paliwa gazowego to 29 godz. Najczęstszą ich przyczyną było działanie osób trzecich (mechaniczne uszkodzenia gazociągu). Po wystąpieniu tych awarii niezwłocznie przystępowano do ich usuwania. Prowadzony jest bieżący monitoring stanu technicznego sieci oraz dokonywane są sukcesywne modernizacje i remonty.

Oddział terenowy w Szczecinie na bieżąco monitoruje stany awaryjne sieci gazowych na obszarach działania operatorów w województwie lubuskim i zachodniopomorskim. W omawianym okresie wystąpiły awarie sieci lokalnych operatorów dystrybucyjnych w łącznej liczbie 218. Czas trwania przerw w dostawie gazu w roku sprawozdawczym wyniósł łącznie 2 399 godz. Przerwy w dostawach paliwa gazowego dotyczyły 836 odbiorców przyłączonych do sieci operatorów systemów dystrybucyjnych. Awarie wynikały głównie z czynników zewnętrznych, np. prowadzonych prac ziemnych przez firmy budowlane lub drobnych awarii infrastruktury technicznej.

W zakresie właściwości miejscowej **oddziału terenowego we Wrocławiu** w 2017 r. wystąpiły awarie sieci operatora sieci dystrybucyjnej gazowej. W woj. dolnośląskim liczba awarii wyniosła 106, łączny czas przerw w dostawie gazu wyniósł 20 godz. 50 min, a liczba odbiorców pozbawionych paliwa gazowego wyniosła 2 459. Natomiast na terenie woj. opolskiego czas trwania przerw w dostawie gazu do odbiorców w wyniku awarii wyniósł 4 godz. 33 min, a łączna liczba odbiorców pozbawionych gazu wyniosła 2 191. W sytuacji wystąpienia awarii operator systemu dystrybucyjnego podejmuje natychmiastowe działania, które mają na celu zabezpieczenie miejsca zdarzenia oraz przywrócenie sprawności technicznej sieci gazowej. W przypadku zdarzeń awaryjnych powodujących przerwę w dostawie paliwa gazowego do odbiorców, podstawowym założeniem działań OSD jest wznowienie dostawy paliwa gazowego w najkrótszym możliwym czasie przy jednoczesnym zachowaniu wymogów bezpieczeństwa.

5.3. Monitorowanie procesu zmiany sprzedawcy

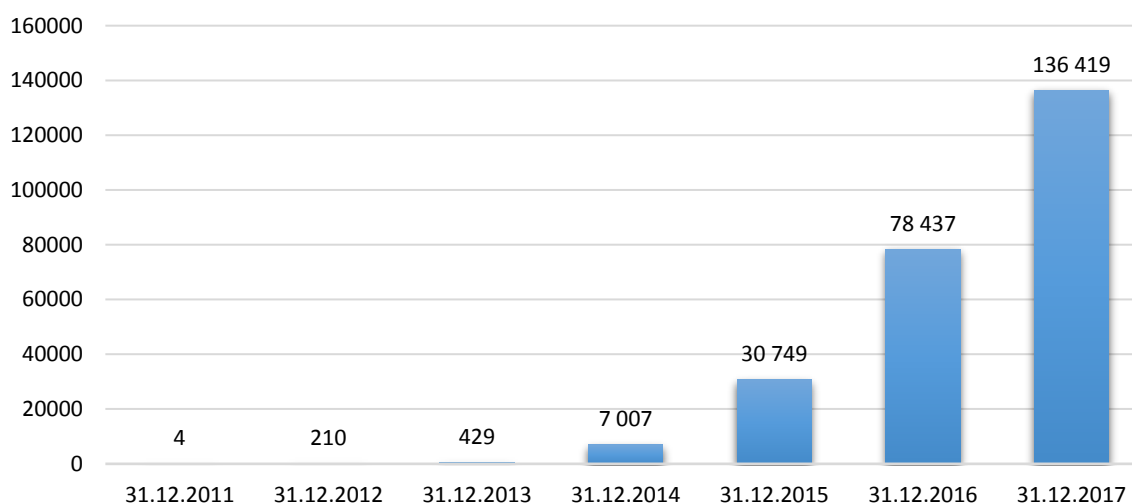
Zasada TPA, uregulowana w art. 4 ust. 2 Prawa energetycznego, oznacza możliwość korzystania przez klienta z sieci lokalnego dostawcy w celu dostarczenia gazu lub energii kupionej przez niego u dowolnego sprzedawcy. Od 1 lipca 2007 r. wszyscy odbiorcy gazu uzyskali prawo do swobodnego wyboru i zmiany 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 uwagi na stopniowo postępującą liberalizację rynku gazu.

Zgodnie z obowiązującą zasadą TPA, uregulowaną w art. 4 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, 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 liczba konkurencyjnych ofert dostępnych na rynku.

Analiza danych z wypełnionych ankiet wskazuje na wyraźny wzrost odbiorców dokonujących zmiany sprzedawcy w latach 2011-2017, w szczególności w samym 2017 r. W 2011 r. odnotowano jedynie kilka przypadków zmiany sprzedawcy, natomiast liczba zmian od początku ich monitorowania do końca 2017 r. wyniosła już 136 419. Poniższy wykres pokazuje dynamikę zmian sprzedawcy.

Rysunek 39. Liczba zmian sprzedawcy gazu ziemnego przez odbiorców końcowych (wg liczby przetęczy)



Źródło: URE.

Wartym odnotowania jest fakt, że na 136 419 zmian sprzedawcy dokonanych do końca 2017 r. zdecydowana większość, bo aż 129 139 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 sprzedażowych, w tym sprzedaży bezpośredniej skierowanej do tej grupy odbiorców.

Istotnym czynnikiem wspierającym wzrost liczby zmian sprzedawcy na rynku gazu jest posiadanie przez OSD możliwie największej liczby podpisanych umów o świadczenie usług dystrybucji paliwa gazowego (Umów Ramowych). Umowy Ramowe, zawierane pomiędzy Operatorem a Sprzedawcą, warunkują prowadzenie przez sprzedawcę paliwa gazowego działalności na terenie danego OSD. Umowa ta określa warunki funkcjonowania sprzedawcy na terenie operatora oraz jego współpracy z tym operatorem. Z końcem IV kw. 2017 r. 141 sprzedawców miało zawarte ważne umowy z OSP, w tym 87 sprzedawców posiadało również umowy z OSD Polską Spółką Gazownictwa Sp. z o.o.

5.4. Ocena realizacji Programów Zgodności

Na rynku paliw gazowych funkcjonują dwa podmioty zobowiązane do posiadania Programów Zgodności i przedstawiania Prezesowi URE sprawozdań z ich realizacji. Pierwszym z nich jest operator systemu dystrybucyjnego PSG Sp. z o.o., drugim – Gas Storage Poland Sp. z o.o. Oba podmioty wchodziły w skład grupy kapitałowej PGNiG S.A.

Zarówno PSG Sp. z o.o., jak i Gas Storage Poland 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 w celu ułatwienia kontaktu z nim wszystkich uczestników systemu. Za dobrą praktykę Gas Storage Poland Sp. z o.o. należy uznać udostępnienie na stronie internetowej również angielskiej wersji

językowej Programu Zgodności, co stanowi ułatwienie dla zagranicznych użytkowników systemu z zaznajomieniem się z treścią tego dokumentu.

W 2017 r. zarówno OSD, jak i OSM nie stwierdzili przypadków naruszenia zasady równego i niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników. Nie wpłynęły skargi dotyczące stosowania postanowień Programu Zgodności, jak również nie odnotowano zawiadomień o podejrzeniu wystąpienia konfliktu interesów.

Kluczową rolę w realizacji Programów Zgodności obu operatorów pełni Inspektor ds. zgodności. W PSG Sp. z o.o. Inspektor podlega bezpośrednio zarządowi. W celu skutecznego monitorowania przestrzegania przepisów Programu, w wybranych Oddziałach PSG Sp. z o.o. powołano funkcję Koordynatora ds. programu zgodności. W PSG Sp. z o.o. w 2017 r. przyjęto nowe akty prawa wewnętrznego, konsultowane przez Inspektora ds. zgodności, których zatwierdzenie wywarło wpływ na stosowanie Programu Zgodności, m.in. „Standardy Obsługi Klienta” zawierające wzorce zachowań w relacjach z klientami, w szczególności wykluczenie jakiegokolwiek formy faworyzacji czy preferencyjnego traktowania. W minionym roku Inspektor korzystał ze swoich uprawnień kontrolnych oraz wydawał wytyczne określające wzorcowe zachowania wobec klientów oraz kontrahentów, przekazywane bezpośrednio do właściwych komórek oraz publikowane w Intranecie. Pozytywnie należy ocenić zaangażowanie Inspektora w tematykę zarządzania procesowego, projektowego oraz komunikacji medialnej PSG Sp. z o.o., w tym w szczególności w zakresie narzędzi, sposobów i treści komunikatów wydawanych przez OSD, ponieważ zasady komunikacji wewnętrznej i zewnętrznej, stosowane przez PSG Sp. z o.o. mogą mieć wpływ na kształtowanie świadomości pracowników oraz klientów co do zadań i funkcji pełnionych przez OSD na rynku gazu. Ponadto, Inspektor uczestniczył w tworzeniu materiałów informacyjnych dla pracowników, materiałów korporacyjnych, czuwając nad przestrzeganiem Programu. Inspektor podkreślił również swoje zaangażowanie w istotną dla odbiorcy tematykę identyfikacji wizualnej OSD oraz prawidłowej polityki komunikacyjnej PSG Sp. z o.o., w tym oznaczenie budynków, w szczególności poprzez logo zapewniające odrębną tożsamość. W Gas Storage Poland Sp. z o.o. Inspektorem ds. zgodności jest adwokat stale współpracujący ze spółką. W 2017 r. do jego zadań należało m.in. prowadzenie szkoleń dla pracowników, w szczególności rozpoczynających pracę w spółce, z zakresu objętego Programem Zgodności oraz ocena jego przestrzegania.

Kolejnym istotnym obszarem objętym monitorowaniem Prezesa URE w zakresie Programów Zgodności jest ochrona danych sensytywnych. PSG Sp. z o.o. zapewniała ją na podstawie powszechnie obowiązujących przepisów prawa i wewnętrznych regulacji. W 2017 r. uruchomiono projekt, którego celem jest wdrożenie Systemu Zarządzania Bezpieczeństwem Informacji¹⁰³). Inspektor ds. zgodności poinformował również o wielokrotnych przypadkach odmowy przekazania danych przedsiębiorstwu macierzystemu, z uwagi na ich poufny charakter. Inspektor ds. zgodności Gas Storage Poland Sp. z o.o. w sprawozdaniu za 2017 r. wskazał, że w OSM istnieje wyodrębniona jednostka organizacyjna właściwa w sprawach ochrony informacji niejawniej, wyodrębniono również stanowisko administratora bezpieczeństwa teleinformatycznego.

6. Przesłanki i ocena bezpieczeństwa dostarczania gazu ziemnego

Głównym celem polityki energetycznej Polski, w obszarze gazu ziemnego jest zapewnienie bezpieczeństwa dostaw paliwa gazowego. Kluczowe znaczenie ma tu dywersyfikacja źródeł i kierunków, które dają gwarancję niezależności energetycznej.

Ze względu na wysokie uzależnienie Polski i innych państw członkowskich UE od importu gazu ziemnego z jednego źródła, oraz skutków ewentualnych zakłóceń w dostawie, konieczne stało się podjęcie działań, które pozwolą zniwelować ewentualne zakłócenia. Planowane działania mają utrzymywać pewność i stabilność dostaw gazu w możliwie jak najdłuższym okresie czasu. Ramy takich

¹⁰³) System spełniać ma wymagania międzynarodowej normy ISO/IEC 27001:2013.

działań wyznaczone zostały w szeregu regulacjach prawnych obowiązujących zarówno na poziomie krajowym, jak i unijnym.

6.1. Współpraca w zakresie budowy połączeń transgranicznych

W ostatnich latach import gazu do Polski z kierunków innych niż wschodni był możliwy dzięki rozbudowie połączeń międzysystemowych na granicy z Niemcami (Mallnow, Lasów) i Czechami (Cieszyn). Oddanie w 2016 r. do użytku terminalu regazyfikacyjnego LNG w Świnoujściu o przepustowości 5 mld m³/rok umożliwiło w 2017 r. dostawę gazu z rynku globalnego. Inwestycja ta przyczyniła do znaczącej zmiany w energetyce gazowej kraju. Dzięki niej blisko 1/3 krajowej konsumpcji gazu może być zaspokajana dostawami LNG. Obecnie dalszy rozwój niezależności energetycznej Polski może być rozwijany poprzez realizację projektów tzw. Bramy Północnej, zapewniających dostęp do alternatywnych źródeł gazu. Projekty te, tj. połączenie Polska – Dania (projekt Baltic Pipe) oraz rozbudowa zdolności regazyfikacyjnych stanowią dla Polski strategiczny i priorytetowy cel, niezmiernie istotny z punktu widzenia interesów geopolitycznych naszego kraju. Realizacja tych projektów spowoduje przede wszystkim realną dywersyfikację źródeł i kierunków dostaw gazu ziemnego. Ponadto realizacja ww. projektów może polepszyć pozycję negocjacyjną Polski z dotychczasowymi dostawcami gazu.

Poprawa bezpieczeństwa energetycznego i integracja rynków wymaga także realizacji połączeń międzysystemowych takich jak: Polska – Dania, Polska – Słowacja, Polska – Czechy, Polska – Ukraina oraz Polska – Litwa (GIPL). Realizacja tych projektów zwiększy liczbę możliwych kierunków dostaw gazu oraz wpłynie na integrację i konkurencyjność rynków gazu w krajach tej części Europy.

Działania związane z rozbudową połączeń międzysystemowych zapewnią głównie:

- bezpieczeństwo, w tym poprzez zapewnienie nieprzerwanych dostaw gazu w przypadku wystąpienia zakłóceń w jego dostawach,
- rozwój funkcjonalności tranzytowych krajowego systemu przesyłowego,
- integrację rynków w regionie,
- rozwój i zdemonopolizowanie rynku gazu w Polsce.

Zwiększenie stopnia integracji krajowego systemu przesyłowego z systemem UE, a także rozbudowa magistral przemysłowych wewnątrz kraju daje Polsce możliwość stworzenia realnego hubu w regionie Europy Środkowo-Wschodniej. Jest to wraz z uwolnieniem cen gazu jednym z elementów mających wspierać budowę zliberalizowanego wewnętrznego rynku gazu w UE. Już dziś dostrzegalnym jest usytuowanie Polski jako kraju tranzytowego na osiach wschód – zachód i północ – południe.

Podobnie jak w 2016 r., planowane gazowe połączenia transgraniczne pomiędzy Polską i innymi państwami UE w 2017 r. posiadały status projektów wspólnego zainteresowania, co oznacza, że zostały zaaprobowane na poziomie rządowym i przysługiwały im szczególne uprawnienia dotyczące zarówno ułatwień w ich budowie, jak i dostęp do specjalnych form wsparcia finansowego w ramach transgranicznej alokacji kosztów oraz instrumentu CEF.

Projekty te zostały umieszczone na tzw. trzeciej liście PCI, ogłaszanej w formie załącznika do delegowanego rozporządzenia Komisji Europejskiej zmieniającego rozporządzenie 347/2013. Stosowny aneks został opublikowany 24 listopada 2017 r. i obejmuje priorytetowe projekty podzielone według gazowych inicjatyw regionalnych. Projekty operatora sieci przesyłowej (OGP Gaz-System S.A.) zakwalifikowane do:

- 1) Priorytetowego Korytarza inicjatywy regionalnej pn. „Gazowe połączenia międzysystemowe Północ-Południe w Europie Środkowo-Wschodniej i Południowo-Wschodniej (NSI East Gas)” [poz. 6 listy PCI] to:
 - a) Połączenie międzysystemowe Polska – Słowacja [poz. 6.2.1 na liście PCI];
 - b) Gazowy Korytarz Północ – Południe we Wschodniej Polsce [poz. 6.2.2 na liście PCI];
 - c) Połączenie międzysystemowe Polska – Czechy (Stork II) [poz. 6.2.10 na liście PCI];
 - d) Gazowy Korytarz Północ – Południe w Zachodniej Polsce [poz. 6.2.11 na liście PCI];

- 2) Priorytetowego Korytarza inicjatywy regionalnej pn. „Plan połączeń międzysystemowych na rynku energii państw bałtyckich dla gazu (BEMIP Gas)” [poz. 8 listy PCI], to:
- Połączenie międzysystemowe Polska – Dania (Baltic Pipe) [poz. 8.3.2 na liście PCI];
 - Połączenie międzysystemowe Polska – Litwa (GIPL) [poz. 8.5 na liście PCI];
 - Zwiększenie przepustowości terminalu LNG w Świnoujściu [poz. 8.7 na liście PCI].

Wspomniane rozporządzenie KE nakłada na krajowy organ regulacyjny szereg nowych obowiązków. W omawianym okresie sprawozdawczym dotyczyły one przede wszystkim monitorowania realizacji tych projektów i tam, gdzie to było wymagane, wspierania procesu ich wdrażania. Stan taki wynikał przede wszystkim z faktu, że pod koniec 2017 r. zakończono selekcję projektów w ramach trzeciej listy PCI i projekty te były kontynuacją projektów pierwszej i drugiej listy, co determinowało stopień ich rozpoznania, zaawansowania i w konsekwencji aktywność regulatora. Także i w tym przypadku, w ślad za nowymi zadaniami o znacznym stopniu trudności i skomplikowania, nie nastąpiło wsparcie finansowe czy osobowe Urzędu, co znacznie wpływa na obciążenie i jakość pracy.

Należy podkreślić, że w raportowanym okresie najwyższy priorytet otrzymała realizacja koncepcji Bramy Północnej poprzez stworzenie bezpośredniego połączenia polskiej sieci przesyłowej ze złożami gazu w Norwegii tzw. Projekt Baltic Pipe oraz rozbudowa i zwiększenie zdolności regazyfikacyjnych terminalu LNG w Świnoujściu. Największa zatem aktywność regulatora koncentrowała się na działaniach związanych z tymi projektami, a szczególnie z Projektem Baltic Pipe.

1) Projekt połączenia gazowego Baltic Pipe

Projekt połączenia gazowego Polska – Dania, który realizowany będzie przez polskiego OSP – OGP Gaz-System S.A. i duńskiego OSP – Energinet.dk, zakłada budowę nowego gazociągu, który połączy systemy przesyłowe gazu ziemnego Polski i Dani. Korytarz Norweski, będący podstawowym elementem koncepcji Bramy Północnej, ma na celu stworzenie technicznych możliwości przesyłania gazu z norweskiego szelfu kontynentalnego poprzez duński system przesyłowy i podmorskie połączenie z Danii do Polski (Baltic Pipe), a w dalszej perspektywie również do innych krajów Europy Środkowej i Wschodniej oraz regionu Morza Bałtyckiego.

Realizacja projektu jest tożsama z realizacją celów polityki energetycznej Unii Europejskiej, tj.: wzmocnienia konkurencji, integracji rynków gazu, podniesienia bezpieczeństwa dostaw oraz skutecznego wdrożenia zasad zrównoważonego rozwoju. Projekt Baltic Pipe wpisuje się w koncepcję Korytarza Północ-Południe oraz w Plan działań na rzecz integracji bałtyckiego rynku energii (BEMIP), które stanowią priorytety rozwoju infrastruktury energetycznej UE.

W grudniu 2016 r. zakończone zostały prace nad studium wykonalności projektu Baltic Pipe. Ostatecznie zdefiniowane zostały wszystkie parametry techniczne projektu umożliwiające przesyłanie gazu na poziomie maksymalnie do 10 mld m³ rocznie na całej trasie z Norwegii do Polski. Przedmiotem Studium Wykonalności była szczegółowa analiza techniczna, finansowa oraz społeczno-ekonomiczna projektu, także w ujęciu regionalnym. Ponadto w ramach studium wykonalności przeprowadzone zostało niewiążące badanie rynku, które miało na celu wstępne określenie zainteresowania rynku projektem wraz z poziomem przepustowości, niezbędnym do przeprowadzenia analiz opłacalności projektu. W efekcie prowadzonych prac wypracowana została nowa formuła projektu uwzględniająca aktualne i przewidywane uwarunkowania rozwoju rynku gazu w regionie Bałtyckim oraz Europy Środkowo-Wschodniej. Prowadzone analizy pozwoliły na właściwe zdefiniowanie roli i zakresu projektu w obecnej sytuacji rynkowej.

W roku sprawozdawczym dla Projektu Baltic Pipe przeprowadzono wiążącą procedurę Open Season. Jej celem było zebranie wiążących zamówień na rezerwację przepustowości dla Projektu Baltic Pipe przed podjęciem przez operatorów ostatecznej Decyzji Inwestycyjnej.

Przed uruchomieniem procedury Open Season, OGP Gaz-System S.A. zobowiązany był do przedłożenia Prezesowi URE metod alokacji zdolności przesyłowych dla Punktu Wejścia/Wyjścia Baltic Pipe, uregulowanych w dokumencie „Projekt Baltic Pipe – Metody alokacji zdolności przesyłowych w ramach Open Season 2017”, w celu ich zatwierdzenia. Wniosek o wydanie decyzji złożony został do URE w styczniu 2017 r. Decyzja o zatwierdzeniu metod alokacji podjęta została 24 marca 2017 r.

Procedura Open Season 2017 została przeprowadzona pomiędzy 6 czerwca a 31 października 2017 r. w dwóch fazach:

- a) Faza 1: składanie wiążących Zamówień w sprawie zapewnienia realizacji inwestycji (tzw. Order to Proceed/ OTP), od 6 czerwca do 25 lipca 2017 r.,
- b) Faza 2: wiążąca alokacja przepustowości trwała od 5 września do 31 października 2017 r.

Faza 1 Procedury Open Season dla projektu Baltic Pipe potwierdziła zainteresowanie rynku realizacją tej inwestycji poprzez zgłoszenie wystarczającego popytu na przesyłanie gazu ziemnego. Pozytywny wynik Fazy 1 pozwolił na uruchomienie przez obu operatorów Fazy 2.

Warunkiem poprzedzającym zawarcie umów przesyłowych było przeprowadzenie przez obu operatorów Testu Ekonomicznego, którego celem, jak wskazano w Rozporządzeniu NC CAM, jest ocena rentowności projektów dotyczących przepustowości przyrostowej. Zasady przeprowadzania Testu Ekonomicznego dla przepustowości przyrostowej wynikają z przepisów rozporządzenia 2017/459¹⁰⁴⁾.

Parametry testu ekonomicznego są określane w decyzji organów regulacyjnych. W tym celu OGP Gaz-System S.A., wnioskiem z 4 sierpnia 2017 r., zwrócił się o wydanie stosownej decyzji. Prezes URE decyzją z 25 sierpnia 2017 r. zatwierdził parametry testu ekonomicznego dla Projektu Baltic Pipe, tj.:

- a) informację o stawkach opłat przesyłowych (cenach referencyjnych) oszacowanych dla horyzontu czasowego od 1 października 2022 r. do 1 października 2037 r. dla poziomów mocy 12 069 900 kWh/h¹⁰⁵⁾ i 10 058 251 kWh/h¹⁰⁶⁾, w każdym roku gazowym,
- b) informację o wartości bieżącej szacunkowego wzrostu dozwolonych przychodów OGP Gaz-System S.A. w związku ze zdolnością przyrostową dla poziomów mocy wskazanych powyżej, oraz ustalił współczynnik $f^{107)}$ dla ww. poziomów mocy w wysokości 0,6.

Zatwierdzone przez Prezesa URE ww. parametry były niezbędne do przeprowadzenia testu ekonomicznego, którego wynik warunkował kontynuację Projektu Baltic Pipe. Pozytywny wynik testu oznaczał, że wartość bieżąca wiążących zobowiązań użytkowników sieci wynikająca z zakontraktowanej mocy i szacunkowych stawek (cen) referencyjnych będzie co najmniej równa iloczynowi współczynnika f oraz wartości bieżącej szacunkowego wzrostu dozwolonych przychodów OGP Gaz-System S.A. związanych ze zdolnością przyrostową.

Po przeprowadzeniu oceny ofert otrzymanych w ramach 2 Fazy Open Season 2017 oraz zatwierdzeniu ostatecznej alokacji przepustowości, obaj operatorzy przeprowadzili testy ekonomiczne w oparciu o kryteria zatwierdzone przez krajowe organy regulacyjne w Polsce i w Danii, tj. przez Prezesa URE oraz Duńską Agencję Energii (DERA). W ich efekcie, obydwaj operatorzy uzyskali pozytywny wynik, co oznacza, że umowy przesyłowe w ramach Procedury Open Season 2017 mogły zostać zawarte najpóźniej do końca stycznia 2018 r.

12 października 2017 r. złożony został wspólny wniosek OGP Gaz-System S.A. oraz Energinet o dofinansowanie prac przedinwestycyjnych dla projektu Baltic Pipe w ramach instrumentu „Łącząc Europę” (*Connecting Europe Facility* – CEF).

27 października 2017 r. OGP Gaz-System S.A. wspólnie z duńskim operatorem systemu przesyłowego Energinet przedłożyli Prezesowi URE wniosek w sprawie wydania decyzji o transgraniczną alokację kosztów projektu Baltic Pipe (CBCA). Analogiczny wniosek został przedłożony regulatorowi duńskiemu (DERA). Do wniosku ww. spółek załączono następujące dokumenty: (i) „Analizę Kosztów i Korzyści dla projektu Baltic Pipe. Faza przedinwestycyjna projektu”, (ii) „Biznes plan dotyczący projektu Baltic Pipe. Faza przedinwestycyjna” oraz (iii) „Propozycję Transgranicznej

¹⁰⁴⁾ Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/459 z 16 marca 2017 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący mechanizmów alokacji zdolności w systemach przesyłowych gazu i uchylające rozporządzenie (UE) nr 984/2013 (Dz. U. UE L 72/1).

¹⁰⁵⁾ Ilości zaofertowanej w procedurze Open Season (1 faza) w Punkcie Wejścia i Wyjścia Baltic Pipe (DK -> PL).

¹⁰⁶⁾ Wielkości zapotrzebowania zgłoszonego przez uczestników w Punkcie Wejścia i Wyjścia w procedurze Open Season (1 faza).

¹⁰⁷⁾ Zdefiniowane w art. 3 pkt 24 rozporządzenia CAM jako „odsetek wartości bieżącej szacowanego wzrostu dozwolonych lub docelowych przychodów operatora systemu przesyłowego związanych ze zdolnością przyrostową uwzględnioną w odpowiednim poziomie oferty, jak określono w art. 22 ust. 1 lit. b), jaki ma zostać pokryty przez wartość bieżącą wiążących zobowiązań użytkowników sieci w zakresie kontraktowania zdolności obliczoną zgodnie z art. 22 ust. 1 lit. a)”. Współczynnik f może przyjmować wartość od 0 do 1.

Alokacji Kosztów („CBCA”), projektu Baltic Pipe. Faza przedinwestycyjna”. W 2017 r., w ramach prowadzonych działań w tej sprawie, w związku z postanowieniami art. 12 ust. 3 rozporządzenia 347/2013, Prezes URE przekazał kopię wniosku inwestycyjnego spółek do wiadomości Agencji ACER. Następnie, w celu skoordynowania działań organów regulacji Polski i Danii, stosownie do postanowień art. 12 ust. 4 rozporządzenia 347/2013 oraz wydanych przez ACER wytycznych Nr 5 z 18 grudnia 2015 r., dotyczących postępowań w sprawie wniosków inwestycyjnych, uzgodniono z duńskim organem regulacyjnym sposób koordynacji postępowań, prowadzonych równocześnie w Polsce i Danii. Uzgodnienia te w szczególności dotyczyły: (i) sposobu procedowania (w tym spełnienia wymagań proceduralnych stawianych przez ustawodawstwo krajowe poszczególnych krajów), (ii) ustaleń odnośnie kompletności wniosku, (iii) uzgodnień na temat potrzeb ewentualnych wezwań do operatorów, tj. OGP Gaz-System S.A. i Energinet, w celu korekty wniosku i zapewnienia jego zgodności z rozporządzeniem 347/2013 i przepisami odrębnymi. Ponadto, w celu zapewnienia koordynacji działań, uzgodniono sposób wymiany informacji. Dalsza współpraca z duńskim regulatorem w tej sprawie oraz analiza przedłożonego wniosku Spółek przez Prezesa URE była kontynuowana w 2018 r.

Postępowanie w sprawie wydania decyzji CBCA było kontynuowane w 2018 r.

2) Projekt zwiększenia przepustowości terminalu LNG w Świnoujściu (dalej: Terminal) i inne działania w zakresie zwiększenia zdolności regazyfikacyjnych

Projekt ten został opisany w sprawozdaniu Prezesa URE za 2016 r. W roku sprawozdawczym OSP wykonał następujące działania:

- A. Zakończono prace nad przygotowaniem analizy technicznej w zakresie podjęcia działań zmierzających do rozbudowy Terminalu w celu zwiększenia nominalnej mocy regazyfikacyjnej do poziomu 7,5 mld Nm³/rok.
- B. Opracowano studium wykonalności rozbudowy Terminalu o stanowisko do zaopatrywania statków w paliwo LNG oraz instalacje towarzyszące (drugie nabrzeże na cele przeładunku Small & Medium Scale LNG, transshipment oraz usługa bunkrowania).
- C. Opracowano studium wykonalności rozbudowy Terminalu o usługę przeładunku LNG na kolej.
- D. Przygotowano koncepcję zarządzania Programem Rozbudowy Terminalu, w tym, podpisano umowy zapewniające sprawną realizację projektu.
- E. Przeprowadzono analizy dot. projektu budowy źródła wysokosprawnej kogeneracji (CHP) na terenie i na potrzeby Terminalu (w tym analiza prawna uwarunkowania realizacji projektu oraz analizy porównawcze terminali w Europie).
- F. Przygotowano analizy w zakresie zasilenia gazem ziemnym odbiorców końcowych przy wykorzystaniu transportu intermodalnego LNG oraz opracowano kluczowe warunki techniczne, istotne z punktu widzenia wyboru lokalizacji instalacji typu peak shaving i satellite regasification.
- G. Prowadzono działania w zakresie opracowania studium wykonalności usług Small Scale LNG wraz z Grupą LOTOS.
- H. Prowadzono działania w pozostałych projektach LNG realizowanych w zakresie projektowania, budowy, właścicielstwa i eksploatacji innowacyjnych bunkierek LNG – „Bunkierka, projekt budowy instalacji pilotażowej odbioru energii chłodu z procesu regazyfikacji LNG i jej przesyłania do odbiorców końcowych”.
- I. Prowadzono działania w zakresie zwiększenia dostępu do światowego rynku LNG poprzez instalację w obszarze Zatoki Gdańskiej pływającej jednostki regazyfikacyjnej LNG (FSRU – Floating and Storage Regasification Unit) o zdolności 4-8 mld m³ gazu rocznie. W tym zakresie zlecono opracowanie Studium Wykonalności oraz prowadzono niezbędne działania analityczne oraz techniczne dla projektu terminalu FSRU.
- J. Przygotowano analizy typu Case study w zakresie zasilenia LNG przy wykorzystaniu transportu intermodalnego odbiorców końcowych.

Do pozostałych projektów połączeń międzysystemowych, wpisanych na trzecią listę PCI, do których działania Prezesa URE w 2017 r. zasadniczo odnosiły się do monitorowania ich wdrażania należą:

1) Projekt połączenia gazowego Polska – Czechy

Połączenie Polska – Czechy jest częścią europejskiej inicjatywy związanej z budową Korytarza Północ – Południe. Projekt ten jest istotnym odcinkiem uzupełniającym strategię budowy bezpiecznego systemu przesyłowego zarówno w Polsce, jak i regionie Europy Środkowej. Po realizacji interkonektora wraz z innymi powiązаныmi zadaniami inwestycyjnymi, system przesyłowy w Polsce będzie charakteryzował się dużym stopniem niezawodności i zmniejszy podatność rynku polskiego na skutki potencjalnych sytuacji kryzysowych na wschodzie Europy.

Projekt ten szerzej opisano w Sprawozdaniu Prezesa URE za 2016 r. W analizowanym roku sprawozdawczym, operator sieci przesyłowej (OGP Gaz-System S.A.) kontynuował prace projektowe dla tego połączenia, których głównym celem jest opracowanie dokumentacji projektowej oraz uzyskanie niezbędnych pozwoleń, w tym uzyskanie decyzji środowiskowej, lokalizacyjnej oraz pozwolenia na budowę. Wydaje się, że termin realizacji projektu ulegnie wydłużeniu ze względu na powstałe opóźnienia.

2) Projekt połączenia gazowego Polska – Słowacja

Podobnie jak powyższe połączenie z Czechami, połączenie Polska – Słowacja jest częścią europejskiej inicjatywy związanej z budową Korytarza Północ – Południe. Celem Projektu jest integracja rynków poprzez zwiększenie zdolności importowych oraz zapewnienie technicznych możliwości eksportowych. Nowy kierunek dostaw wpisuje się w strategiczne kierunki określone w Polityce energetycznej Polski związane z zapewnieniem bezpieczeństwa energetycznego kraju poprzez dywersyfikację źródeł i kierunków dostaw gazu.

Projekt ten również został opisany w sprawozdaniu Prezesa URE za 2016 r. W 2017 r. zainteresowani operatorzy sieci przesyłowej (OGP Gaz-System S.A. i eustream.as) kontynuowali działania w zakresie prac projektowych. Głównym celem prowadzonych działań było opracowanie dokumentacji projektowej oraz uzyskanie stosownych pozwoleń, w tym przeprowadzenie Oceny Oddziaływania na Środowisko oraz uzyskanie decyzji środowiskowej, lokalizacyjnej i pozwolenia na budowę.

13 grudnia 2017 r. podpisana została umowa „Agreement on a PL-SK project pre-FID cooperation” pomiędzy OGP Gaz-System S.A. i eustream.as, która określa zasady współpracy w zakresie realizacji połączenia międzysystemowego Polska – Słowacja do czasu podjęcia ostatecznej decyzji inwestycyjnej (Final Investment Decision/FID) – tj. do 31 marca 2018 r. Umowa preFID reguluje także wzajemne zobowiązania stron w zakresie wykorzystania dofinansowania z CEF na prace budowlane do czasu podjęcia FID.

18 grudnia 2017 r. Unijna Agencja Wykonawcza ds. Innowacyjności i Sieci (INEA), OGP Gaz-System S.A. i eustream.as podpisały umowę w sprawie przyznania dofinansowania na prace budowlane dla omawianego połączenia. Umowa ta pozwoli polskiemu i słowackiemu operatorowi systemu przesyłowego gazu na otrzymanie wsparcia finansowego z Unii Europejskiej w ramach instrumentu „Łącząc Europę” (Connecting Europe Facility – CEF) w wysokości wynoszącej około 107,7 mln euro (55,2 mln euro dla eustream as i 52,5 mln euro dla OGP Gaz-System S.A.). Gazowe połączenie międzysystemowe Polska – Słowacja uzyskało jedną z największych dotacji, biorąc pod uwagę wszystkie 18 projektów zakwalifikowanych w ramach przeprowadzonego w 2016 r. konkursu grantowego i wybranych przez Komisję Europejską do dofinansowania z funduszy UE w 2017 r.

3) Projekt połączenia gazowego Polska – Litwa (GIPL)

Celem projektu GIPL jest umożliwienie pełnej integracji krajów bałtyckich z rynkiem gazu Unii Europejskiej. Powyższy projekt wpłynie na dywersyfikację kierunków dostaw do Litwy, Łotwy i Estonii do niedawna zależnych tylko od jednego dostawcy. Ponadto gazociąg Polska – Litwa w dalszej perspektywie może stać się również źródłem dostaw do dystrybucji w rejonach Podlasia oraz Mazur.

Projekt ten został opisany w sprawozdaniu Prezesa URE za 2016 r. W roku sprawozdawczym operator sieci przesyłowej kontynuował działania w zakresie prac projektowych, których głównym celem było opracowanie dokumentacji projektowej oraz uzyskanie stosownych pozwoleń, w tym uzyskanie decyzji środowiskowej, lokalizacyjnej i pozwolenia na budowę.

Należy zauważyć, że w wyniku powyższych działań w roku sprawozdawczym zmieniono punkt początkowy tego połączenia (łączy się z polskim systemem przesyłowym) z zaplanowanego wcześniej w miejscowości Rembelszczyzna na Hołowczyce zmieniając jednocześnie początkowy odcinek trasy gazociągu po stronie Polski.

Konsekwencją tego było również podpisanie przez OGP Gaz-System S.A. i Amber Grid aneksów do umów o dofinansowanie studiów (prace projektowe i pozwoleniowe) oraz prac budowlanych z funduszy UE (CEF) z INEA (Agencja Wykonawcza ds. Innowacyjności i Sieci) obejmujące realizację gazociągu GIPL w nowym wariantcie jego przebiegu oraz nową datę jego oddania do użytku, tj. koniec 2021 r. Ponadto, kwestia przyjęcia do realizacji nowego wariantu trasy GIPL w Polsce została uzgodniona na szczelbu OSP, administracji państwowej Polski (Ministerstwo Energii), Litwy, Łotwy i Estonii oraz z Komisją Europejską.

W 2017 r. obaj wyżej wymienieni operatorzy kontynuowali także prace nad umową w zakresie decyzji o transgranicznej alokacji kosztów (Decyzja CBCA/Inter-TSOs Agreement, Umowa czterostronna planowana do zawarcia pomiędzy OSP z Polski, Litwy, Łotwy oraz Estonii), a także nad Connection Agreement (Umowa w zakresie uzgodnień technicznych dotyczących realizacji projektu, w tym decyzja inwestycyjna).

Do odmiennej kategorii projektów należy projekt połączenia międzysystemowego Polska – Ukraina (brak na liście PCI). W ramach realizowanych połączeń międzysystemowych (z wyłączeniem terminalu LNG) jest to jedyny projekt, który połączy Polskę z państwem spoza Unii Europejskiej.

Projekt połączenia międzysystemowego gazowego Polska – Ukraina

Projekt połączenia międzysystemowego gazowego Polska – Ukraina zakłada budowę nowego transgranicznego gazociągu, który połączy systemy przesyłowe gazu ziemnego Polski i Ukrainy. Stronami projektu są OGP Gaz-System S.A. i ukraiński operator systemu przesyłowego – PJSC Ukrtransgaz.

W roku sprawozdawczym polski OSP kontynuował współpracę z PJSC Ukrtransgaz w zakresie oceny realnego zainteresowania przesyłaniem gazu z Polski oraz potrzeb rozbudowy/modernizacji systemów przesyłowych obu operatorów.

Kontynuowane były także działania w zakresie prac projektowych. Głównym celem prowadzonych działań było opracowanie dokumentacji projektowej oraz uzyskanie stosownych pozwoleń, w tym przeprowadzenie Oceny Oddziaływania na Środowisko oraz uzyskanie decyzji środowiskowej, lokalizacyjnej i pozwolenia na budowę.

Ponadto w 2017 r. rozpoczęto procedurę aplikowania o utrzymanie nadanego w 2016 r. statusu Project of Mutual Interest (PMI) dla projektu Polska – Ukraina w ramach Wspólnoty Energetycznej. Wspólny wniosek OGP Gaz-System S.A. i PJSC Ukrtransgaz w tym zakresie został złożony 16 listopada 2017 r.

Zachęty inwestycyjne

Podstawę prawną do sporządzenia metodologii dotyczącej zachęt inwestycyjnych stanowi art. 13 ust. 6 rozporządzenia 347/2013, który obowiązuje 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 korzyści i obszarów infrastruktury energetycznej określonych w załączniku I i znajdujące się na inijnej

liście projektów będących przedmiotem wspólnego zainteresowania. Stosowną metodologię dotyczącą przyznawania zachęt opublikowano 30 września 2015 r. na stronach urzędu.

W 2017 r. do URE nie wpłynął żaden wniosek dotyczący zachęt, jakie miałyby być stosowane w celu aktywizowania do realizacji projektów posiadających status wspólnego zainteresowania (PCI).

6.2. 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 2017 r. obowiązywał plan rozwoju operatora sieci przesyłowej OGP Gaz-System S.A. uzgodniony na okres 2016-2025, który został przedstawiony w Sprawozdaniu Prezesa URE za 2016 r. Natomiast pismem z 13 października 2017 r. Prezes URE uzgodnił kolejny plan rozwoju OGP Gaz-System S.A. pn. „Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego. Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2018 – 2027” (dalej: KDPR).

W odniesieniu do KDPR sam poziom nakładów został uzgodniony tylko na lata 2018-2019. Podejście takie odbiegało od standardowego, zakładającego uzgodnienie nakładów dla 5-letniego horyzontu czasowego. Zostało to podyktowane: (1) wariantowością przebiegu części podmorskiej planowanego połączenia Baltic Pipe, mogącego mieć istotne konsekwencje finansowe, (2) niskim poziomem realizacji przez OGP uzgodnionych nakładów w latach poprzedzających uzgodnienie w roku sprawozdawczym, a także (3) specyfiką uzgadnianego projektu planu rozwoju, wynikającą z zakładanego znacznego wzrostu poziomu nakładów inwestycyjnych.

Wyciąg z uzgodnionego KDPR dostępny jest na stronie internetowej OGP pod adresem http://www.Gaz-System.pl/fileadmin/pliki/open-season/Krajowy_Dziesiecioletni_Plan_Rozwoju_2018-2027.pdf.

Warto odnotować, że w KDPR na lata 2018-2027 OGP w sposób znaczący zmienił strategię rozwoju systemu gazowego, prezentowaną w poprzednich planach rozwoju, uznając za inwestycję pierwszoplanową realizację połączenia Polska – Dania (Baltic Pipe), która ma doprowadzić do zdwersyfikowania nie tylko kierunków (dróg) dostaw gazu ale, co ma fundamentalne znaczenie dla bezpieczeństwa kraju, przede wszystkim źródeł dostaw.

W KDPR na lata 2018-2027 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.

Rozbudowa i budowa przez OGP nowych dwukierunkowych połączeń międzysystemowych pozwoli na uzyskanie wysokiego stopnia bezpieczeństwa energetycznego kraju, co jest całkowicie zgodne z jednym z podstawowych kierunków polskiej polityki energetycznej do 2030 r.

Ujęta w KDPR rozbudowa sieci przesyłowej oraz budowa nowych połączeń transgranicznych zmierza w kierunku zwiększenia zdolności przesyłowej i osiągnięcia do 2022 r. całkowitej zastępowalności technicznych zdolności importowych zlokalizowanych na wschodniej granicy, źródłami importowymi z UE.

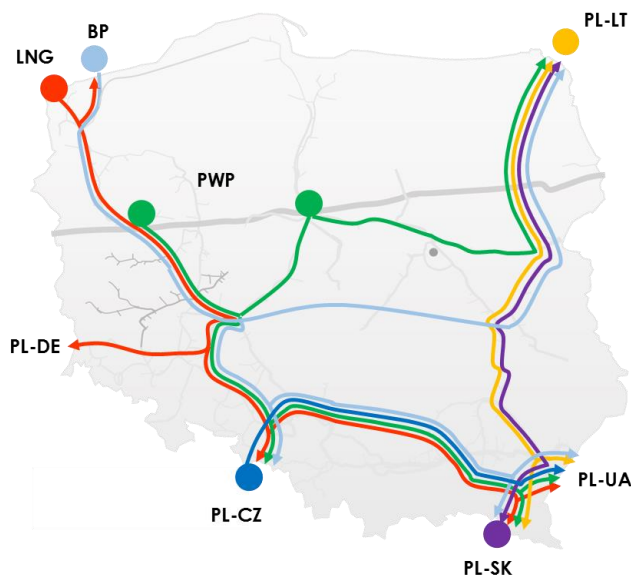
Techniczne możliwości importu gazu w 2016 r. i planowane na 2022 r. przedstawione zostały w tab. 44. Należy zaznaczyć, że nie zostały w niej ujęte aktualne połączenia na kierunku wschodnim (Tietierowka, Wysokoje), ponieważ OGP nie planuje inwestycji w ich rozwój.

Tabela 44. Techniczne zdolności importowe (poza kontraktem jamalskim) [mld m³]

	2016	2022
GCP Ontras/Gaz-System	1,5	1,5
Cieszyn	0,5	0,5
Mallnow/PWP	5,4	6,1
Terminal LNG	5,0	7,5
Baltic Pipe	-	10,0
Litwa	-	1,7
Czechy Hat	-	6,5
Słowacja	-	5,7

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 2018 – 2027”, str. 95.

Rysunek 40. Potencjalne kierunki tranzytu gazu poprzez sieć 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 2018 – 2027”, str. 57.

Potencjał eksportowy, czyli wspomniana nadwyżka w niezbilansowaniu pomiędzy możliwościami dostaw na punktach wejścia do sieci przesyłowej oraz zapotrzebowaniem krajowym – zgodnie z wynikami przeprowadzonych przez OGP analiz – znacznie wzrośnie po uruchomieniu kolejnych połączeń transgranicznych.

Uzyskane techniczne możliwości eksportowe przedstawia tab. 45. Należy zaznaczyć, że danych, które są w niej przedstawione nie należy sumować, a zdolność do przesyłania gazu w kierunku eksportowym będzie zależała przede wszystkim od fizycznego miejsca dostawy gazu do systemu przesyłowego.

Tabela 45. Techniczne przepustowości eksportowe [mld m³]

	2016	2022
GCP Gaz-System/Ontras	0,9	0,9
Litwa	-	2,4
Cieszyn	0,5	0,5
Czechy Hat	-	5,0
Słowacja	-	4,7
Ukraina	1,5	8,0
Baltic Pipe	-	3,0

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 2018 – 2027”, str. 95.

Poza powyższymi efektami i wyzwaniem OGP planuje w okresie 2017-2027 wybudować ponad 2,2 tys. km gazociągów oraz szereg innych obiektów systemowych związanych z infrastrukturą gazociągową.

Poza nowymi zadaniami gazociągowymi o charakterze strategicznym, OGP planuje w ramach realizacji pozostałych zadań, budowę nowych gazociągów i modernizację już eksploatowanych.

SGT EuRoPol GAZ S.A. (SGT)

W 2017 r. SGT EuRoPol GAZ S.A. dysponował uzgodnionym planem rozwoju na lata 2017-2022, który został przedstawiony w Sprawozdaniu Prezesa URE za 2016 r. Plan ten został uzgodniony przez Prezesa URE w styczniu 2016 r. W związku z obowiązkiem corocznej aktualizacji tego planu, w 2017 r. przedsiębiorstwo to wystąpiło do Prezesa URE z wnioskiem o aktualizację planu rozwoju na lata 2018-2022, po jego skonsultowaniu z operatorem. Plan ukierunkowany jest głównie na utrzymanie pełnej sprawności technicznej infrastruktury sieciowej poprzez realizację inwestycji odtworzeniowych i wykonanie niezbędnych prac modernizacyjnych. Plan ten został uzgodniony¹⁰⁸⁾ 13 października 2017 r.

Operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSD)

Operator z Grupy Kapitałowej PGNiG S.A. (PSG Sp. z o.o.)

Przedsiębiorstwo PSG Sp. z o.o. (dalej: PSG) jest operatorem sieci dystrybucyjnych, które wchodzi w skład Grupy Kapitałowej PGNiG S.A. 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.

W 2017 r. obowiązywał plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe sporządzony przez PSG Sp. z o.o. na lata 2016-2020, który został

¹⁰⁸⁾ Pismo z 13 października 2017 r. znak: DRG.DRG-3.4311.6.2017.RTu.

przedstawiony w Sprawozdaniu Prezesa URE za 2016 r. W roku sprawozdawczym PSG przedłożyło do uzgodnienia plan rozwoju na lata 2018-2022, który Prezes URE uzgodnił¹⁰⁹⁾ 25 stycznia 2018 r.

W uzgodnionym planie rozwoju średnio 46% planowanych nakładów inwestycyjnych przeznaczone jest na modernizację sieci (grupa NLRE), a 44% na przyłączenia nowych odbiorców i nowych źródeł (grupę LRE). Pozostałe 10% nakładów związane jest z inwestycjami niesieciowymi. Inwestycje sieciowe stanowią łącznie 90% nakładów, co wynika z konieczności utrzymania sieci gazowej w stanie technicznym gwarantującym zachowanie ciągłości dostaw paliwa gazowego wszystkim użytkownikom systemu oraz zachowania długoterminowej zdolności przesyłowej. Z kolei inwestowanie w grupie zadań przyłączeniowych odpowiada na potrzeby rynku gazu.

W toku uzgadniania dokonana została weryfikacja łącznych planowanych nakładów inwestycyjnych na podstawie analizy planu finansowego przygotowywanego przez PSG według jednolitego standardu (zaproponowany formularz planu finansowego) oraz wytycznych URE a także własnych założeń PSG dotyczących m.in. ilości i dynamiki sprzedaży, kosztów działalności operacyjnej czy poziomu kapitału obrotowego. W efekcie w szczególności wskazano m.in., że wątpliwości budzi planowane 21 zadań inwestycyjnych, w tym 15 zadań, dla których wskaźniki efektywności są ujemne oraz 6 z powodu niewystarczającego uzasadnienia przez PSG konieczności ich realizacji i nieprzedstawienia dla nich wskaźników efektywności. W związku z ujemnymi wskaźnikami efektywnościowymi, w świetle postanowień art. 16 ust. 10 ustawy – Prawo energetyczne, zgodnie z którymi plan rozwoju powinien zapewniać długookresową maksymalizację efektywności nakładów i kosztów ponoszonych przez przedsiębiorstwo energetyczne, tak aby nakłady i koszty nie powodowały w poszczególnych latach nadmiernego wzrostu cen i stawek opłat za dostarczanie paliw gazowych, przy zapewnieniu ciągłości, niezawodności i jakości ich dostarczania, na obecnym etapie uznano za zasadne wyłączenie ich z zakresu uzgodnienia. Zadania, dla których ww. wskaźniki przybierają ujemne wartości, nie tylko nie zapewniały długookresowej maksymalizacji efektywności ponoszonych nakładów, ale wręcz ją pogorszały.

Ponadto, dla trzech zadań poziom nakładów uzgodniono dla krótszego horyzontu, tj. dla lat 2018-2019, uzależniając uzgodnienie nakładów na dalsze lata od stopnia ich realizacji we wskazanym horyzoncie.

Operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSD) spoza GK PGNiG S.A.

Obowiązek uzgadniania projektów planów rozwoju w ramach odrębnej procedury (art. 16 ust. 13 ustawy – Prawo energetyczne) dotyczy 13 operatorów systemów dystrybucyjnych spoza GK PGNiG S.A. Obecnie jeden operator ma uzgodniony plan rozwoju na okres 2016-2020, trzech operatorów na okres 2017-2021, siedmiu operatorów na okres 2018-2022, zaś jeden w związku z kończąca się koncesją z końcem 2019 r. na okres 2017-2019.

W 2017 r. projekt planu rozwoju uzgodniono siedmiu operatorom OSD, natomiast wobec trzech, postępowania kontynuowano w 2018 r. Ponadto w 2017 r. w stosunku do trzech operatorów systemów dystrybucji wszczęto z urzędu postępowanie administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej w związku z nieprzedłożeniem do uzgodnienia z Prezesem URE aktualizacji planu rozwoju w terminie wynikającym z powołanego wyżej art. 16 ust. 14, tj. w przypadku ww. operatorów do 31 marca 2017 r. Prowadzone postępowania w tych sprawach były kontynuowane w 2018 r.

6.3. 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

¹⁰⁹⁾ Pismo z 25 stycznia 2018 r. znak: DRG.DRG-3.4311.5.RTu.

wydaniem pozwolenia na budowę w rozumieniu przepisów prawa budowlanego, uzyskania zgody Prezesa URE – udzielanej 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 2017 r. do Prezesa URE nie wpłynął żaden wniosek w sprawie wydania zgody na budowę gazociągu bezpośredniego.

6.4. Weryfikacja lub ustalanie wielkości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego

W 2016 r. miała miejsce nowelizacja ustawy o zapasach, która wprowadziła istotne zmiany w systemie tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego. Nowelizacja ta miała także wpływ na działania URE realizowane w 2017 r.

Po ww. nowelizacji ustawa o zapasach rozróżnia dwie kategorie podmiotów zobowiązanych do utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego. Zgodnie z zakresem podmiotowym, określonym w art. 24 ust. 1 ustawy o zapasach, obowiązek utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego ciąży na:

- przedsiębiorstwie energetycznym wykonującym działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą [przedsiębiorstwo],
- podmiocie dokonującym przywozu gazu ziemnego [podmiot].

Zobowiązane przedsiębiorstwo lub podmiot ustalają wielkość zapasów obowiązkowych do 30 kwietnia każdego roku, na podstawie wielkości przywozu, w okresie od 1 kwietnia roku ubiegłego do 31 marca danego roku, na podstawie danych zawartych w sprawozdaniach statystycznych oraz danych przekazywanych Prezesowi URE w trybie art. 49c ustawy – Prawo energetyczne.

Nowelizacja ustawy o zapasach zniósła od 1 października 2017 r. możliwość uzyskania przez przedsiębiorstwa energetyczne zwolnienia z utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego. Zatem zgodnie z art. 35 ustawy z 22 lipca 2016 r., decyzje wydawane przez ministra właściwego ds. energii straciły moc 30 września 2017 r. Natomiast zgodnie z art. 36 tejże ustawy przedsiębiorstwo energetyczne korzystające – w dniu wejścia w życie tej ustawy, tj. 2 września 2016 r. – ze zwolnienia z obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych było zobowiązane do utrzymywania zapasów od 1 października 2017 r.

Odnotować należy, że na mocy art. 36 ust. 2 ustawy z 22 lipca 2016 r. obowiązek utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu dla podmiotów dokonujących przywozu (dotychczas nieobjętych tym obowiązkiem) wystąpił po raz pierwszy od 1 października 2017 r.

Nowelizacja ustawy o zapasach wprowadziła tryb przejściowy ustalenia zapasów obowiązkowych gazu ziemnego dla przedsiębiorstw i podmiotów. W przepisach przejściowych ustawy z 22 lipca 2016 r. ustawodawca przewidział szczególny jednorazowy tryb ustalenia zapasów obowiązkowych gazu ziemnego na rok gazowy 2017/2018. Mianowicie wielkość zapasów obowiązkowych dla przedsiębiorstwa lub podmiotu, które w dniu wejścia w życie ustawy z 22 lipca 2016 r., tj. 2 września 2016 r., nie utrzymywały zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, na okres od 1 października 2017 r. do 30 września 2018 r. miał ustalić Prezes URE na podstawie danych o wielkości dokonanego przywozu w okresie od 1 stycznia 2017 r. do 30 czerwca 2017 r.

W 2017 r. miała miejsce kolejna zmiana przepisów regulujących utrzymywanie zapasów obowiązkowych dokonana ustawą z 7 lipca 2017 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 ustaw¹¹⁰⁾.

Mając na uwadze powyższe, w związku z wpływającymi pytaniami ze strony zainteresowanych podmiotów Prezes URE wydał dwa komunikaty:

- Komunikat nr 28/2017 z 18 kwietnia 2017 r. w sprawie realizacji zadań w zakresie utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego,
- Komunikat nr 50/2017 z 21 lipca 2017 r. w związku z wejściem w życie ustawy z dnia 7 lipca 2017 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 (Dz. U. z 2017 r. poz. 1387).

W efekcie w 2017 r. prowadzone były 73 postępowania o ustalenie lub weryfikację zapasów obowiązkowych gazu ziemnego. Spośród prowadzonych postępowań:

- 58 zakończono wydaniem decyzji na podstawie art. 37 ust. 1 ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw¹¹¹⁾,
- 6 zakończono wydaniem decyzji na podstawie art. 25 ust. 5 ustawy o zapasach,
- 9 umorzono.

6.5. 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 postanowień 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.

Powołane wyżej 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.

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.

¹¹⁰⁾ Dz. U. z 2017 r. poz. 1387.

¹¹¹⁾ Dz. U. z 2016 r. poz. 1165 i 1986 oraz z 2017 r. poz. 1387.

¹¹²⁾ Dz. U. z 2007 r. Nr 178, poz. 1252 – dalej: „rozporządzenie”.

Jednocześnie w § 4 ust. 2 rozporządzenia wskazano, 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 jego poborze) 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.

Zgodnie z postanowieniami rozporządzenia plan ograniczeń składa się z dwóch części. Część pierwsza 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 tego planu 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.

Do URE wpłynęło łącznie od obowiązanych do tego operatorów 48 wniosków o zatwierdzenie planu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego na sezon 2017/2018 (poprzedni sezon 2016/2017 – 47 wniosków), z czego 44 wnioski w 2017 r., natomiast 4 wnioski już w 2018 r.

W 2017 r. w zakresie planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu na sezon 2017/2018 Prezes URE wydał 2 decyzje dotyczące planów ograniczeń mających zasadnicze znaczenie dla funkcjonowania systemu gazowego, tj. decyzją z 19 grudnia 2017 r. zatwierdził plan opracowany przez operatora systemu przesyłowego gazowego OGP Gaz-System S.A., zaś decyzją z 21 grudnia 2017 r. plan ograniczeń opracowany przez operatora systemu dystrybucyjnego gazowego PSG Sp. z o.o. Pozostałe plany ograniczeń, złożone do Prezesa URE w 2017 r. i opracowane na sezon 2017/2018 były przedmiotem postępowań kontynuowanych w 2018 r.

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. 50¹¹³⁾ i art. 52¹¹⁴⁾ tejsze

¹¹³⁾ Działania podejmowane przez przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą, podmiot dokonujący przywozu gazu ziemnego oraz podmioty zlecające świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji gazu ziemnego mające na celu przeciwdziałanie temu zagrożeniu, w szczególności działania określone w procedurach, o których mowa w art. 49 ust. 1.

¹¹⁴⁾ Uruchomienie zapasów obowiązkowych gazu ziemnego przez operatora systemu przesyłowego gazowego lub operatora systemów połączonych gazowych.

ustawy, nie spowodują przywrócenia stanu bezpieczeństwa paliwowego państwa w zakresie gazu ziemnego, operator ten, z własnej inicjatywy lub na podstawie informacji uzyskanych od przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie przywozu gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży odbiorcom, zgłasza ministrowi właściwemu do spraw energii 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 zaś art. 56 ust. 1 Rada Ministrów, na wniosek ministra właściwego do spraw energii, 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 2017 r. operator systemu przesyłowego gazowego nie zgłosił ministrowi właściwemu do spraw energii potrzeby wprowadzenia ograniczeń w poborze gazu ziemnego, zgodnie z planami wprowadzania ograniczeń, o których mowa w art. 58 ust. 1 ustawy o zapasach.

6.6. Kontrolowanie wypełniania przez właściciela sieci przesyłowej oraz operatora systemu przesyłowego gazowego ich obowiązków, w tym monitorowanie powiązań oraz przepływu informacji między nimi

Zgodnie z art. 23 ust. 2 pkt 6b ustawy – Prawo energetyczne do zakresu działań Prezesa URE należy 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. W myśl art. 9h ust. 13 ww. ustawy 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. Ponadto, na mocy ustawy z 22 lipca 2016 r. dodano do ustawy – Prawo energetyczne art. 9h ust. 14, w myśl którego Prezes URE może w uzasadnionych przypadkach, w drodze decyzji, zobowiązać właściciela sieci do podjęcia określonych działań mających na celu spełnienie przez wyznaczonego na jego sieci operatora systemu warunków i kryteriów niezależności, o których mowa w art. 9d ust. 1-1c, oraz warunków, o których mowa w art. 9h¹ ust. 7 pkt 2-4, oraz wyznaczyć termin na ich podjęcie. Wydając decyzję, Prezes URE w szczególności bierze pod uwagę warunki uzyskania certyfikatu spełniania kryteriów niezależności przez tego operatora.

W 2017 r. monitorowaniu podlegała kwestia dotycząca realizacji zalecenia wskazanego w decyzji certyfikacyjnej z 19 maja 2015 r. oraz zagadnienie związane z zakresem i rodzajem danych przekazywanych właścicielowi sieci przez OSP. Analiza przedłożonych informacji i dokumentów nie dostarczyła dowodów na istnienie nieprawidłowości w kwestii powiązań pomiędzy ww. spółkami oraz związanych z zakresem i rodzajem danych przekazywanych przez OSP właścicielowi sieci. Natomiast kwestia dotycząca realizacji zalecenia wskazanego w decyzji certyfikacyjnej będzie przedmiotem dalszej oceny.

6.7. Monitorowanie wypełniania obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego. Ustawa o zapasach

Rok 2017 był rokiem wyjątkowym z punktu widzenia nakładania obowiązków w zakresie utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, a następnie ich realizacji. Akty prawne konstytuujące zakres przedmiotowych obowiązków zostały bowiem wprowadzane w ramach kilku ustaw, których projekty były zgłaszane w trybie poselskiej inicjatywy ustawodawczej i kolejno przyjmowane – w bardzo szybkim tempie – w kilkumiesięcznych odstępach, z których każda kolejna doprecyzowywała i uzupełniała postanowienia poprzednich.

I tak ustawa o zapasach została zmieniona w szczególności ustawą z 22 lipca 2016 r., a następnie ustawą z 30 listopada 2016 r.

Z kolei ustawa z 7 lipca 2017 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 ustaw¹¹⁵⁾ (dalej: „ustawa o zmianie ustawy o zapasach”), wprowadziła istotne zmiany w samej ustawie o zapasach, jak i w ustawie z 22 lipca 2016 r., określającej w szczególności sposób realizacji obowiązków zapasowych w pierwszym okresie obowiązywania zmian, zasadniczo przypadających na 2017 r.

W wyniku wprowadzonych zmian zakres podmiotowy obowiązku zapasowego uległ znaczącemu rozszerzeniu. W efekcie rozróżnia się dwie kategorie podmiotów zobowiązanych do utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego (dalej także jako „obowiązek zapasowy”):

- 1) przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą, zwane dalej „przedsiębiorstwami” oraz
- 2) podmioty dokonujące przywozu gazu ziemnego, zwane dalej „podmiotami”¹¹⁶⁾ – łącznie zwane dalej „podmiotami zobowiązanymi”.

Do pierwszej kategorii kwalifikują się zarówno przedsiębiorstwa posiadające koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą (koncesja OGZ), jak i wykonujące tę działalność bez konieczności jej posiadania w związku z ustawowym wyłączeniem z tego obowiązku wynikającym z art. 32 ust. 1 pkt 4 ustawy – Prawo energetyczne (tj. roczna wartość obrotu nie przekracza 100 tys. euro).

Do drugiej kategorii zasadniczo zalicza się podmioty, które sprowadzają gaz ziemny na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej w ramach nabycia wewnątrzspółnotowego lub importu na cele inne niż obrót tym gazem. Przykładowo podmiotami dokonującymi przywozu gazu ziemnego są odbiorcy dokonujący przywozu gazu ziemnego na własny użytek, przedsiębiorstwa wykonujące działalność w zakresie przesyłania lub dystrybucji gazu ziemnego, które sprowadzają gaz na cele bilansowania, zasilania tłoczni, uzupełnienia strat sieciowych, itp.

W kontekście zakresu podmiotowego obowiązku zapasowego zauważyć także należy, że zgodnie z art. 24 ust. 1a ustawy o zapasach, w zakresie skroplonego gazu ziemnego dostarczanego z zagranicy do punktu dostawy tego gazu do terminalu, o którym mowa w art. 1 ust. 2 pkt 1 ustawy z 24 kwietnia 2009 r. o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu¹¹⁷⁾ do utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego jest obowiązany wyłącznie podmiot, który korzysta z usług regazyfikacji lub przeladunku skroplonego gazu ziemnego na podstawie umowy z operatorem terminalu i którego zregazyfikowany gaz ziemny jest wprowadzany do sieci przesyłowej lub przeladowywany na inne środki transportu.

Wśród głównych celów wprowadzonych przepisów wskazywane było rozszerzenie obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego oraz wprowadzenie nowej formy prawnej jego

¹¹⁵⁾ Dz. U. z 2017 r. poz. 1387.

¹¹⁶⁾ Co istotne, ustawa z 7 lipca 2017 r. o zmianie ustawy o zapasach wprowadziła definicję podmiotu dokonującego przywozu gazu ziemnego, zgodnie z którą użyte w ustawie określenie „podmiot dokonujący przywozu gazu ziemnego” oznacza: osobę fizyczną, osobę prawną lub jednostkę organizacyjną nieposiadającą osobowości prawnej, w tym przedsiębiorstwo energetyczne będące właścicielem systemu przesyłowego gazowego, które dokonują na potrzeby własne przywozu gazu ziemnego na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej (art. 2 pkt 14a ustawy o zapasach).

¹¹⁷⁾ Dz. U. z 2016 r. poz. 1731, z późn. zm.

realizacji a także zniesienie barier prawnych dostaw skroplonego gazu ziemnego (LNG) do Polski w związku z rozpoczęciem działalności terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu.

Rozszerzenie zakresu obowiązku zapasowego, poza rozszerzeniem kategorii podmiotów zobowiązanych do utrzymywania zapasów, polegało również na likwidacji instytucji zwolnienia z obowiązku utrzymywania zapasów gazu ziemnego, udzielanego przez Ministra Energii (wcześniej: Ministra Gospodarki), na rzecz przedsiębiorstw deklarujących spełnienie określonych kryteriów.

Z kolei wprowadzenie nowej formy prawnej realizacji obowiązku zapasowego, tj. tzw. umowy biletowej, polegało na umożliwieniu podmiotom zobowiązanym do utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, nieposiadających własnych lub zakontraktowanych pojemności magazynowych, wykonywanie tego obowiązku poprzez jego zlecenie, w drodze umowy, innemu przedsiębiorstwu energetycznemu wykonującemu działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą lub przedsiębiorstwu energetycznemu wykonującemu działalność gospodarczą w zakresie obrotu paliwami gazowymi.

Powyższe zmiany w sposób znaczący wpłynęły na zakres i sposób wykonywania w 2017 r. zadań Prezesa URE, wynikających z ustawy o zapasach. Zadania te dotyczyły m.in. tworzenia zapasów obowiązkowych, ich utrzymywania, kontrolowania podmiotów zobowiązanych w zakresie prawidłowości realizacji obowiązków związanych z zapasami obowiązkowymi, udzielania zgody na zawarcie tzw. umowy biletowej, oraz ewentualnego sankcjonowania stwierdzonych nieprawidłowości w ww. zakresie.

Udział Prezesa URE w pracach nad nowelizacją ustawy o zapasach

W styczniu 2017 r. Prezes URE przekazał Ministrowi Energii szereg uwag i propozycji dotyczących ustawy o zapasach, odpowiadając na prośbę Ministerstwa. Niemniej, w opracowanym ostatecznie projekcie ustawy o zmianie ustawy o zapasach, przekazanym 7 czerwca 2017 r. do Sejmu RP, uwagi te zostały uwzględnione tylko w części. Ponadto projekt zawierał także rozwiązania, które w ocenie Prezesa URE nie były zgodne z III pakietem energetycznym UE oraz wymagały korekt. Zostało to zgłoszone przez Prezesa URE Ministrowi Energii z prośbą o rozważenie uwzględnienia ich w formie autopoprawek. Prezes URE miał jeszcze możliwość zaprezentowania swojego stanowiska na ostatnim etapie prac nad projektem ustawy – na posiedzeniu Komisji do Spraw Energii i Skarbu Państwa (czerwiec 2017 r.). W uwagach zaproponowano m.in. wyłączenie spod obowiązku utrzymywania zapasów przypadków przywozu gazu ziemnego (w tym LNG) na potrzeby odbiorców niemających połączenia z krajowym systemem przesyłowym, ograniczenie wymogów wobec umów związanych z utrzymywaniem zapasów obowiązkowych poza terytorium RP, w tym rezygnację z wydzielania zdolności przesyłowych dedykowanych wyłącznie na cele zapasów obowiązkowych. W trakcie procesu legislacyjnego nie uwzględniono tych uwag. Urząd zgłosił również inne uwagi o charakterze doprecyzującym i porządkowym, ułatwiających stosowanie przepisów, które zostały przyjęte, w sposób jednoznaczny.

W odniesieniu do niektórych mechanizmów ustawy Prezes URE wyrażał obawy, co do przyjętych rozwiązań i możliwej niezgodności z prawem UE oraz w zakresie mechanizmów związanych z utrzymywaniem zapasów poza terytorium RP.

Udzielanie wyjaśnień w zakresie stosowania ustawy o zapasach

W związku z dynamicznie zmieniającym się środowiskiem prawnym w obszarze zapasów obowiązkowych, Prezes URE wydał 4 komunikaty związane z kwestią realizacji przez podmioty zobowiązane obowiązku zapasowego. Były to:

- Komunikat nr 28/2017 z 18 kwietnia 2017 r. w sprawie realizacji zadań w zakresie utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego,
- Informacja nr 29/2017 z 19 kwietnia 2017 r. w sprawie obowiązku informacyjnego przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą i podmiotów dokonujących przywozu gazu ziemnego,
- Komunikat nr 50/2017 z 21 lipca 2017 r. w związku z wejściem w życie ustawy o zmianie ustawy o zapasach,
- Komunikat nr 68/2017 z 2 października 2017 r. w sprawie obowiązku informacyjnego przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą i podmiotów dokonujących przywozu gazu ziemnego.

Kolejną grupą spraw było udzielanie wyjaśnień przedsiębiorcom i ich stowarzyszeniom, dotyczących podlegania pod obowiązek zapasowy oraz sposobów jego wypełnienia. W związku z możliwościami wprowadzonymi w przepisach przejściowych ustawą o zmianie ustawy o zapasach, pytania odnosiły się również do możliwości uwolnienia się z obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w kontekście zaprzestawania przywozu gazu i rezygnacji z koncesji OGZ. Ograniczony zakres konsultacji w ramach procesu legislacyjnego sprawił, że niektóre zapytania zdawały się sugerować potrzebę przyjęcia innych ustawowych rozwiązań co do określenia zakresu podmiotowego ustawy o zapasach.

Wyrażenie przez Prezesa URE zgód na zawieranie tzw. umów biletowych

W wyniku nowelizacji ustawy o zapasach podmioty zobowiązane uzyskały w 2017 r. możliwość realizacji obowiązku zapasowego poprzez zawarcie tzw. umowy biletowej, o której mowa w art. 24b i n. ustawy o zapasach. Zgodnie z art. 24b ust. 1 ustawy o zapasach, przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą i podmiot dokonujący przywozu gazu ziemnego mogą zlecić, na podstawie umowy, wykonywanie zadań w zakresie utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego innemu przedsiębiorstwu energetycznemu wykonującemu działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą lub przedsiębiorstwu energetycznemu wykonującemu działalność gospodarczą w zakresie obrotu paliwami gazowymi. Podstawowe wymogi co do treści takiej umowy zawarto w art. 24b ust. 3 ustawy. Dodatkowo, ustawa o zapasach wskazuje, że w przypadku gdy zapasy obowiązkowe gazu ziemnego, utrzymywane zgodnie z art. 24b ust. 1, nie stanowią majątku przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą lub podmiotu dokonującego przywozu gazu ziemnego, zlecającego utrzymywanie tych zapasów, umowa powinna zawierać także postanowienia gwarantujące zlecającemu prawo nabycia tych zapasów w okresie jej obowiązywania oraz określać sposób ustalania ceny odsprzedaży tych zapasów (art. 24b ust. 4).

Zgodnie z art. 24b ust. 6 ww. ustawy, przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą i podmiot dokonujący przywozu gazu ziemnego (jako podmioty zobowiązane do realizacji obowiązku zapasowego) przed zawarciem umowy biletowej, są obowiązane do przedłożenia projektu tej umowy Prezesowi URE oraz uzyskania zgody na jej zawarcie. Prezes URE, w drodze decyzji, wyraża zgodę albo odmawia wyrażenia zgody na zawarcie umowy, o której mowa w ust. 1, w terminie 30 dni od dnia otrzymania kompletnego wniosku o wyrażenie zgody na zawarcie umowy, o której mowa w ust. 1 (art. 24b ust. 7). Przesłanki odmowy wyrażenia zgody na zawarcie ww. umowy przez Prezesa URE określa art. 24b ust. 8 ustawy. Przepis ten stanowi, że Prezes URE odmawia wyrażenia zgody na zawarcie umowy biletowej jeżeli: (1) projekt tej umowy nie zawiera postanowień, o których mowa w art. 24b ust. 3 ustawy o zapasach, (2) lokalizacja lub parametry techniczne instalacji magazynowych i sieci gazowych, do których instalacje te są przyłączone, nie zapewniają możliwości dostarczenia całkowitej ilości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego do systemu gazowego w okresie nie dłuższym niż 40 dni.

W przypadku realizacji obowiązku zapasowego w oparciu o umowy biletowe w 2017 r., szczególne znaczenie miało efektywne prowadzenie postępowań administracyjnych, gdyż zawarcie stosownej umowy warunkowane jest wyrażeniem przez Prezesa URE zgody na jej zawarcie w formie decyzji, a ta winna być wydana w terminie 30 dni od dnia otrzymania kompletnego wniosku (art. 24a i n. ustawy o zapasach). Prowadząc takie postępowania Prezes URE musiał uwzględnić, że szereg podmiotów zostało zobowiązanych do utrzymywania zapasów po raz pierwszy od 1 października 2017 r. Powyższa okoliczność oraz terminy wpływu stosownych wniosków do URE w zasadzie wykluczały dokonywanie kolejnych iteracji projektu umowy biletowej wychodzących poza niezbędne minimum dotyczące *essentialia negotii* wynikających z treści art. 24b ust. 3 ustawy o zapasach.

Zgodnie z powyższymi przepisami, po uprzednim przedłożeniu projektów umów biletowych przez zainteresowane przedsiębiorstwa i podmioty, Prezes URE w drodze decyzji wydał zgody na zawarcie umów biletowych 11 podmiotom zobowiązanym. Żaden z przedłożonych Prezesowi URE w 2017 r. wniosków o wyrażenie zgody na zawarcie umowy biletowej nie spotkał się z odmową.

W przypadku umów biletowych wszystkie przypadki dotyczyły utrzymywania zapasów na terytorium Polski.

Monitorowanie wypełniania obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego

W 2017 r. monitorowanie wypełniania obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego odbywało się odmiennie w stosunku do lat ubiegłych, co zostało wymuszone kolejnymi nowelizacjami ustawy o zapasach, jak i wprowadzeniem przez ustawodawcę szeregu przepisów przejściowych o charakterze jednorazowym. W szczególności art. 4 nowowprowadzonej (w lipcu 2017 r.) ustawy o zmianie ustawy o zapasach przewidział jednorazowy tryb przekazania Prezesowi URE informacji o rzeczywistej wielkości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, utrzymywanych w okresie od 1 października 2017 r. do 30 września 2018 r. oraz miejscu ich magazynowania, według stanu na 1 października 2017 r. – do 10 października 2017 r. Należy nadmienić, że również przekazywane informacje dotyczyły zapasów obowiązkowych, których wielkość była ustalana w jednorazowym trybie mającym zastosowanie wyłącznie w 2017 r.

W przepisach przejściowych ustawy z 22 lipca 2016 r. ustawodawca przewidział również szczególny, jednorazowy tryb ustalenia wielkości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego na rok gazowy 2017/2018. Monitoring bieżący wykazał, że do 30 września 2017 r. jedynym przedsiębiorstwem energetycznym sprowadzającym gaz z zagranicy utrzymującym zapasy było PGNiG S.A. W okresie od 1 października 2017 r. do 30 września 2018 r., w związku ze zmianą przepisów dotyczących zapasów, 15 przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą oraz 2 podmioty dokonujące przywozu gazu ziemnego zostały zobowiązane do utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego. Porównując udział poszczególnych zapasów (podmiotów zobowiązanych) w stosunku do wszystkich obowiązkowych zapasów, można stwierdzić, że zdecydowanie największy zapas obowiązkowy gazu ziemnego posiada PGNiG S.A., niemniej w odróżnieniu od lat ubiegłych udział w 2017 r. pozostałych podmiotów nie był zerowy i przekroczył 5% w zapasach obowiązkowych ogółem.

Wzrost liczby podmiotów faktycznie utrzymujących zapasy obowiązkowe przełożył się na rzeczywistą aplikację każdej z form realizacji obowiązku zapasowego, przewidzianych w ustawie o zapasach. I tak, z umowy z podmiotem świadczącym usługi magazynowania na terytorium kraju, tj. Gas Storage Poland Sp. z o.o. korzysta 5 podmiotów zobowiązanych do utrzymywania zapasów. Zapasy utrzymywane za pomocą tej formy wynoszą ok. 95,6% udziału wszystkich obowiązkowych zapasów. Z umów z podmiotami świadczącymi usługi magazynowania poza terytorium kraju korzystają 3 podmioty zobowiązane do utrzymywania zapasów. Z trzeciej formy realizacji obowiązku zapasowego (tzw. umowa biletowa) korzysta najwięcej zobowiązanych do tego podmiotów (11).

W 2017 r. monitorowanie wypełniania obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego nie ograniczało się wyłącznie do analizy okresu przypadającego po 30 września 2017 r. i bazowało również na innych dokumentach niż opisane wyżej informacje podmiotów przedkładane do 10 października 2017 r. dotyczące okresu od 1 października 2017 r. do 30 września 2018 r. na podstawie art. 4 ustawy o zmianie ustawy o zapasach. Informacje te mogą pochodzić od innych podmiotów, innych organów administracji, a także od samych podmiotów w ramach innych dokumentów np. przekazywanych we wnioskach bądź w związku z realizacją art. 24 ust. 5c ustawy o zapasach.

Rozszerzeniu zakresu podmiotowego obowiązku zapasowego towarzyszyły działania nakierowane na pozyskanie informacji o podmiotach pozostających dotychczas poza jakąkolwiek ewidencją urzędu i zajmujących się działalnością implikującą wskazany obowiązek.

Należy mieć na względzie, że bezwzględny obowiązek magazynowy (bez żadnych limitów uprawniających do zwolnienia) przekłada się na potrzebę dodatkowej oceny występowania wskazanych przypadków, jako że część podmiotów podlegająca pod obowiązek zapasowy nie ma równoczesnego obowiązku posiadania koncesji OGZ.

Jak wskazano, utrzymywanie zapasów obowiązkowych gazu ziemnego teoretycznie może dotyczyć m.in. przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą, bez konieczności jej posiadania w związku z ustawowym wyłączeniem z tego obowiązku wynikającym z art. 32 ust. 1 pkt 4 ustawy – Prawo energetyczne (tj. roczna wartość obrotu nie przekracza 100 tys. euro), a także podmiotów dokonujących przywozu gazu ziemnego na własny użytek.

W związku z takim stanem rzeczy w 2017 r. rozpoczęto współpracę z organami administracji skarbowej w celu aktualizacji listy podmiotów zobowiązanych. Jednocześnie podjęto starania o nadanie tej współpracy bardziej formalnego charakteru.

Analiza informacji przekazywanych Prezesowi URE na podstawie art. 27 ust. 2 ustawy o zapasach oraz art. 4 ustawy z 7 lipca 2017 r. o zmianie ustawy o zapasach przez przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą i podmioty dokonujące przywozu gazu ziemnego

Zgodnie z art. 27 ust. 2 ustawy o zapasach, w brzmieniu obowiązującym przed 2 sierpnia 2017 r., podmioty zobowiązane miały obowiązek przekazać do 15 maja 2017 r. ministrowi właściwemu do spraw energii oraz Prezesowi URE informacje o działaniach podjętych w okresie od 1 kwietnia 2016 r. do 31 marca 2017 r., w celu (1) zapewnienia bezpieczeństwa paliwowego państwa w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą oraz (2) realizacji obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego.

Obowiązek informacyjny wynikający z powyższego przepisu odnoszony jest przez ustawodawcę do pojęcia bezpieczeństwa paliwowego państwa, które wedle art. 2 ust. 1 ustawy o zapasach oznacza „*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*”. W związku z powyższym informacje przekazywane na podstawie art. 27 ust. 2 ustawy o zapasach obejmowały w szczególności informacje dotyczące zadań i obowiązków, 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 dotyczące realizacji zadań/obowiązków tych przedsiębiorstw, określonych w Rozdziale 3 pt. *Zasady tworzenia, utrzymywania oraz finansowania zapasów gazu ziemnego* (obejmującym art. 24-28 tej ustawy).

W 2017 r. informacje na podstawie art. 27 ust. 2 ustawy o zapasach przekazało Prezesowi URE 65 przedsiębiorstw i podmiotów do tego zobowiązanych. Do grupy przedsiębiorstw, które nie przekazały informacji w terminie (tj. do 15 maja 2017 r.), wysłano wezwania dotyczące wyjaśnienia przyczyn nieprzekazania Prezesowi URE żądanych informacji. Następnie po analizie uzyskanych

odpowiedzi zdecydowano o wszczęciu postępowań w sprawie wymierzenia kary pieniężnej osobom kierującym działalnością tych przedsiębiorstw. Postępowania wyjaśniające i postępowania w sprawach wymierzenia kar pieniężnych były kontynuowane w 2018 r.

Po nowelizacji ustawy o zapasach (dokonanej ustawą o zmianie ustawy o zapasach), przepis art. 27 ust. 2 uzyskał następujące brzmienie: „Przedsiębiorstwa i podmioty, o których mowa w ust. 1, przedstawiają ministrowi właściwemu do spraw energii i Prezesowi URE informacje o: (1) rzeczywistej wielkości utrzymywanych zapasów obowiązkowych gazu ziemnego oraz miejscu ich magazynowania, według stanu na dzień 15 września – do dnia 20 września każdego roku; (2) działaniach podjętych w okresie od dnia 1 stycznia do dnia 31 grudnia poprzedniego roku, w celu zapewnienia bezpieczeństwa paliwowego państwa w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą lub przywozu gazu ziemnego oraz realizacji obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego – do dnia 15 maja każdego roku”. Na ww. podstawie we wrześniu 2017 r. informacje Prezesowi URE przedstawiło 19 podmiotów zobowiązanych.

Jednocześnie zgodnie z art. 4 ww. ustawy o zmianie ustawy o zapasach: „Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą i podmiot dokonujący przywozu gazu ziemnego przedstawia ministrowi właściwemu do spraw energii i Prezesowi URE i informacje o rzeczywistej wielkości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego utrzymywanych w okresie od dnia 1 października 2017 r. do dnia 30 września 2018 r. oraz miejscu ich magazynowania, według stanu na dzień 1 października 2017 r. – do dnia 10 października 2017 r.”. Przepis ten miał charakter przejściowy i przewidywał szczególny, jednorazowy tryb realizacji obowiązku informacyjnego. Na ww. podstawie w 2017 r. informacje Prezesowi URE przedstawiło 49 podmiotów zobowiązanych. Zakres informacji przekazywanych w ramach omawianego obowiązku informacyjnego jest zbieżny z zakresem wynikającym z art. 27 ust. 2 pkt 1 ustawy o zapasach w brzmieniu ustalonym przez ustawę o zmianie ustawy o zapasach, zgodnie z którym informacje o rzeczywistej wielkości utrzymywanych zapasów obowiązkowych gazu ziemnego oraz miejscu ich magazynowania, według stanu na 15 września mają być przekazywane do 20 września każdego roku. W świetle powyższych przepisów złożenie w 2017 r. informacji na podstawie art. 4 ustawy o zmianie ustawy o zapasach nie zwalniało podmiotów zobowiązanych z obowiązku przedłożenia stosownych informacji, w latach kolejnych, na podstawie wyżej przytoczonego art. 27 ust. 2 pkt 1 ustawy o zapasach.

Analiza informacji przekazywanych Prezesowi URE przez operatora systemu przesyłowego gazowego w związku z weryfikacją technicznych możliwości dostarczenia zapasów obowiązkowych gazu ziemnego oraz w związku z art. 52 ust. 7 ustawy o zapasach

W 2017 r. weryfikacja technicznych możliwości dostarczenia zapasów obowiązkowych przez operatora systemu przesyłowego gazowego lub operatora systemu połączonego gazowego utrzymywanych w okresie od 1 października 2017 r. do 30 września 2018 r. odbywała się na podstawie jednorazowego trybu mającego zastosowanie wyłącznie w odniesieniu do ubiegłego roku, co wynikało z art. 6 ust. 1 i 2 (odpowiednio zapasy utrzymywane poza i na terytorium RP) ustawy o zmianie ustawy o zapasach. Na podstawie tego przepisu weryfikacja odbywała się w oparciu o dokumenty przekazywane operatorowi w terminie do 10 września 2017 r.

Ustawa ta zmieniła ponadto zasady ogólne dotyczące weryfikacji poprzez uchylenie art. 24 ust. 4 ustawy o zapasach i wprowadzenie w art. 24 ust. 3b. Do wejścia przedmiotowej zmiany obowiązywał art. 24 ust. 4 ustawy o zapasach, obligujący operatora systemu przesyłowego gazowego lub operatora systemu połączonego gazowego do powiadomienia Prezesa URE w terminie 7 dni wyłącznie 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. W 2017 r., w miejsce uchylonego art. 24 ust. 4, wprowadzono art. 24 ust. 3b ustawy o zapasach, zgodnie z którym operator systemu przesyłowego gazowego dokonuje weryfikacji

technicznych możliwości dostarczania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego do systemu gazowego, w okresie nie dłuższym niż 30 dni od dnia otrzymania kompletnych dokumentów oraz przekazuje niezwłocznie ministrowi właściwemu do spraw energii i Prezesowi URE informacje o wynikach dokonanej weryfikacji. W przypadku stwierdzenia, że parametry instalacji magazynowych lub sieci gazowych, do których instalacje te są przyłączone, nie zapewniają możliwości dostarczenia zapasów obowiązkowych gazu ziemnego do systemu gazowego w okresie nie dłuższym niż 40 dni, operator systemu przesyłowego lub operator systemu połączanego gazowego powiadamia o tym fakcie Prezesa URE w terminie 7 dni. Tak więc obecnie ustawa o zapasach obowiązkowych operatora do przekazania także informacji o wynikach weryfikacji pozytywnej, jak również do przeprowadzenia takiej weryfikacji w okresie nie dłuższym niż 30 dni od otrzymania kompletnych dokumentów. Dodatkowo nowelizacja uwzględniła działania operatora systemu magazynowania, który został zobowiązany do przekazania operatorowi systemu przesyłowego informacji na potrzeby procesu weryfikacji.

W 2017 r. operator systemu przesyłowego został na mocy wskazanej nowelizacji zobligowany do przedstawienia Prezesowi URE informacji na temat zdolności przesyłowych zarezerwowanych na potrzeby zapasów obowiązkowych (art. 6 ust. 3 ustawy o zmianie ustawy o zapasach).

Operator nie sygnalizował w 2017 r. szczególnych zdarzeń w zakresie zapasów obowiązkowych w ramach informacji przekazywanych na podstawie powyższych przepisów.

Natomiast zgodnie z art. 52 ust. 7 ustawy o zapasach operator systemu przesyłowego gazowego lub operator systemu połączanego gazowego niezwłocznie informuje ministra właściwego do spraw energii i Prezesa URE o terminie i ilości uruchomionych zapasów obowiązkowych gazu ziemnego. Informacje te są przekazywane codziennie, do godz. 10:00, i dotyczą poprzedniej doby.

W 2017 r. Prezes URE nie otrzymał od operatora systemu przesyłowego gazowego informacji przekazanych w trybie art. 52 ust. 7 ustawy o zapasach.

6.8. Ocena bezpieczeństwa dostarczania gazu ziemnego

Zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne w związku z art. 7a ust. 2 pkt 3 ustawy z 4 września 1997 r. o działach administracji rządowej¹¹⁸⁾ w związku z § 1 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z 9 grudnia 2015 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Energii¹¹⁹⁾, 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 2017 r. był minister właściwy do spraw energii. Co przy tym także istotne, w 2017 r. Minister Energii działał jako organ właściwy w rozumieniu rozporządzenia 994/2010, tj. jako organ odpowiedzialny za wdrożenie określonych w ww. rozporządzeniu środków służących zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego.

Niemniej, uwzględniając pojęcie bezpieczeństwa paliwowego 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 – 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.

¹¹⁸⁾ Dz. U. z 2017 r. poz. 888.

¹¹⁹⁾ Dz. U. z 2015 r. poz. 2087.

Monitorowanie realizacji zadań wynikających z planów rozwoju

W 2017 r. monitorowanie realizacji zadań wynikających z planów rozwoju przedsiębiorstw sieciowych uwidocznilo dalszy postęp prac nad realizacją zadań inwestycyjnych, w tym dotyczących zapewnienia bezpieczeństwa dostaw i do których kierowane są szczególne oczekiwania¹²⁰⁾ co do dalszej poprawy funkcjonalności krajowego systemu przesyłowego (por. pkt 6.1 i 6.2 niniejszego Sprawozdania).

Z perspektywy 2017 r. na pozytywną ocenę z punktu widzenia bezpieczeństwa dostaw zasługuje podpisanie 1 czerwca 2017 r. przez OGP Gaz-System S.A. z jej duńskim odpowiednikiem umowy ramowej („Framework Agreement”) dotyczącej Projektu Baltic Pipe.

W 2017 r. odnotowano również ostatni z efektów prac związanych ze zwiększeniem funkcjonalności gazociągu jamalskiego, tj. wzrost całkowitej zdolności przesyłowej w punkcie wejścia Mallnow do poziomu 700 tys. m³/h (7 700 MWh/h). Szczegóły tych prac opisane zostały w Sprawozdaniu Prezesa URE za 2016 r. W kontekście poprawy stanu bezpieczeństwa nadal niezrealizowane pozostają dwa zadania, tj. „Realizacja projektów inwestycyjnych umożliwiających jednocześnie zwiększenie możliwości odbioru gazu ziemnego z kawernowego podziemnego magazynu gazu w Mogilnie i punktu wejścia Włocławek”¹²¹⁾ oraz „Rozbudowa sieci gazowej w rejonie mazowieckim pozwalająca na zasilanie obszaru Białegostoku (obszar zasilany obecnie z kierunku Tietierowka)”¹²²⁾, które również omówione zostało w Sprawozdaniu Prezesa URE za 2016 r. W przypadku drugiego zadania należy zauważyć, że w związku ze zmianą założeń dla projektu połączenia Polska – Litwa polegających m.in. na ustaleniu innego miejsca włączenia do systemu przesyłowego, zaistniały warunki do zasilenia z tego połączenia obszaru woj. podlaskiego, w tym w szczególności Białegostoku. W roku sprawozdawczym wykonane zostały analizy w tym zakresie.

Z kolei jednym z ważniejszych zdarzeń w roku sprawozdawczym, rzutujących na potrzebę podjęcia działań dostosowawczych w obszarze bezpieczeństwa dostaw, było wstrzymanie od 21 czerwca do 23 czerwca odbioru gazu ziemnego z gazociągu jamalskiego z powodu niespełniania przez gaz transportowany tym gazociągiem parametrów jakościowych określonych w IRiESP (poziomu punktu rosy). Wspomniane zdarzenie powinno mieć swoje przełożenie na zakres kolejnych edycji planów rozwoju przedsiębiorstw infrastrukturalnych.

Inne działania Prezesa URE w zakresie bezpieczeństwa dostaw

Ponadto prowadzone w 2017 r. przez Prezesa URE działania ukierunkowane były na te obszary funkcjonowania rynku gazu, które odnosiły się do bezpieczeństwa dostaw, ze szczególnym uwzględnieniem zagadnień dotyczących:

- **koncesji**

Procedura udzielania koncesji OGZ, jak już wyżej wspomniano, uległa zmianie na przestrzeni 2017 r. Do 2 sierpnia 2017 r., tj. do dnia uchylecia art. 33 ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE przed

¹²⁰⁾ M.in. wskazane w planie działań zapobiegawczych z 2016 r. (trzecia edycja) – dokumencie opracowanym przez Ministra Energii na podstawie art. 4 ust. 1 lit. a w związku z art. 5 ust. 4 rozporządzenia 994/2010. Zadania te dotyczą dywersyfikacji źródeł gazu i dróg dostaw gazu, rozbudowy systemu przesyłowego w celu zwiększenia zdolności przesyłowych i likwidacji rozpoznanych ograniczeń tego systemu.

¹²¹⁾ Zadanie znajduje się na 6 pozycji listy zidentyfikowanych działań zapobiegawczych (tab. 4) w Planie działań zapobiegawczych z 2016 r. (trzecia edycja). W planie działań zapobiegawczych z 2014 r. (druga edycja) zadanie to znajdowało się na 9 pozycji listy zidentyfikowanych działań zapobiegawczych (tab. 4) i funkcjonowało pn. „przeprowadzenie inwestycji umożliwiających jednocześnie, maksymalny odbiór gazu ziemnego z KPMG Mogilno i punktu wejścia Włocławek”.

¹²²⁾ Zadanie znajduje się na 9 pozycji listy zidentyfikowanych działań zapobiegawczych (tab. 4) w Planie działań zapobiegawczych z 2016 r. (trzecia edycja). W planie działań zapobiegawczych z 2014 r. (druga edycja) zadanie to znajdowało się na 13 pozycji listy zidentyfikowanych działań zapobiegawczych (tab. 4) i funkcjonowało pn. „przyłączenie sieci przesyłowej do gazociągu Jamał – Europa w okolicach Zambrowa oraz zasilenie sieci dystrybucyjnej PSG w rejonie mazowieckim z tego kierunku co pozwoli na zasilanie obszaru Białegostoku (obszar zasilany obecnie z kierunku Tietierowka)”.

udzieleniem ww. koncesji dokonywał weryfikacji, czy wnioskodawca spełnił wymóg określony w tym przepisie tzn. czy załączył do wniosku dokumenty potwierdzające, że:

- a) posiada własne pojemności magazynowe lub
- b) zawarł umowę przedwstępną o świadczenie usługi magazynowania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w wielkości ustalonej zgodnie z art. 25 ust. 2 lub 5 ustawy o zapasach, lub
- c) zawarł umowę przedwstępną o wykonywanie zadań w zakresie utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego (tzw. umowa biletowa).

Od 2 sierpnia 2017 r. wnioskodawca ubiegający się o udzielenie koncesji OGZ nie miał obowiązku przedłożenia w postępowaniu koncesyjnym żadnego z ww. dokumentów. Powyższa zmiana będąca wynikiem nowelizacji ustawy o zapasach zmniejszyła zakres wymagań, które winien spełnić podmiot wnioskujący o udzielenie koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą i tym samym ułatwiła możliwość uzyskania tej koncesji.

Podmiot wnioskujący o udzielenie koncesji OGZ powinien natomiast, zgodnie z art. 35 ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne, załączyć do wniosku informację o wielkości średniodobowego planowanego przez podmiot przywozu w okresie od dnia jego rozpoczęcia do 30 września następującego po rozpoczęciu przywozu, zgodnie z ustawą o zapasach.

Wniosek o udzielenie koncesji OGZ nieuzupełniony w wyznaczonym terminie w sposób spełniający wszystkie wymagane ustawą warunki pozostawia się bez rozpoznania na podstawie art. 35 ust. 2b ustawy – Prawo energetyczne.

Ponadto, mając na uwadze istotne znaczenie obowiązku zapasowego dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego państwa, Prezes URE w udzielanych koncesjach na OGZ zamieszcza warunek odnoszący się do powyższego obowiązku.

Należy również zwrócić uwagę, że zgodnie z art. 41 ust. 2a ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE cofa koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą również w przypadku, gdy przedsiębiorstwo energetyczne nie utrzymuje zapasów obowiązkowych gazu ziemnego lub nie zapewnia ich dostępności zgodnie z art. 24 ust. 1 i 2, art. 24a oraz art. 25 ust. 2 albo ust. 5 ustawy o zapasach.

- **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 2016 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 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 ziemnego¹²³⁾). 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

¹²³⁾ Dz. U. z 2007 r. Nr 178, poz. 1252.

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 oraz art. 4 ustawy o zmianie ustawy o zapasach**

Informacje w tym zakresie znajdują się w pkt 6.7 powyżej.

- **posiadania przez podmioty zobowiązane opracowanych procedur postępowania, o których mowa w art. 49 ustawy o zapasach**

Zgodnie z treścią znowelizowanego art. 49 ustawy o zapasach do posiadania procedur mających zastosowanie w przypadku wystąpienia zakłóceń w dostarczaniu gazu ziemnego do systemu gazowego oraz nieprzewidzianego wzrostu zużycia gazu ziemnego przez odbiorców obowiązane są: (1) przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą, (2) podmioty dokonujące przywozu gazu ziemnego oraz (3) podmioty zlecające świadczenie usług przesyłania gazu ziemnego lub (4) podmioty zlecające świadczenie usług dystrybucji gazu ziemnego. W myśl ustawy o zapasach procedury postępowania, po ich uzgodnieniu z podmiotami odpowiedzialnymi za ich realizację, w tym odpowiednio z operatorami innych systemów gazowych lub odbiorcami, są przekazywane niezwłocznie operatorowi systemu przesyłowego gazowego oraz powinny określać w szczególności sposób: (1) uruchamiania dodatkowych dostaw gazu ziemnego z innych źródeł lub kierunków, (2) zmniejszania poboru gazu ziemnego przez odbiorców, zgodnie z umowami z nimi zawartymi, niebędącego ograniczeniami, o których mowa w art. 56 ust. 1 tej ustawy.

W związku z objęciem obowiązkiem posiadania ww. procedur nowej grupy podmiotów, tj. podmiotów dokonujących przywozu gazu ziemnego, Prezes URE zwrócił się w 2017 r. do OGP Gaz-System S.A. oraz Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o., jako odpowiednio, operatora systemu przesyłowego oraz operatora systemu dystrybucyjnego o krajowym zasięgu, z wezwaniami do przedstawienia m.in. informacji w zakresie uzgadniania procedur przez ww. operatorów.

Jednocześnie, w przypadku zidentyfikowania przez ww. operatorów przedsiębiorstw lub podmiotów, które w świetle aktualnych przepisów ustawy o zapasach powinny zwrócić się do operatora z wnioskiem o uzgodnienie ww. procedur lub powinny przekazać OSP takie procedury uzgodnione z innymi podmiotami, lecz tego dotychczas nie zrobiły, Prezes URE skierował do ww. operatorów prośbę o niezwłoczne podjęcie kroków mających na celu zmotywowanie takich przedsiębiorstw lub podmiotów do wystąpienia do operatora ze stosownym wnioskiem o uzgodnienie przedmiotowych procedur lub niezwłocznego przekazania procedur OSP.

Zaznaczyć należy, że Prezes URE przekazywał Ministrowi Energii także w 2017 r. uwagi co do konieczności poprawy regulacji w zakresie opracowywania i posiadania ww. procedur przez podmioty zobowiązane.

- **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.

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 6.2.

- **ustalania wielkości obowiązkowych zapasów gazu ziemnego oraz monitorowania 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 zarządzania ograniczeniami systemowymi**

W 2017 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 gardeł, 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 2017 r. OGP Gaz-System S.A. odnotowała 39 awarii powodujących przerwy i ograniczenia w dostawie gazu o łącznym czasie 1 235 min, co w porównaniu z 2016 r., w którym odnotowano 26 awarii o łącznym czasie przerwy 516 min, stanowi gorszy wynik. W roku sprawozdawczym operator wykonał ponadto 103 prac planowych skutkujących łącznym czasem przerw i ograniczeń wynoszącym 1 594 955 min. Dla porównania, w 2016 r. przeprowadzonych zostało 99 planowych prac, skutkujących łącznym czasem przerw i ograniczeń w wysokości 1 658 392 min.

- **ograniczeń handlowych w dostawach paliwa gazowego wprowadzonych w 2017 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.

W 2017 r. – w związku z zapewnieniem pokrycia zapotrzebowania odbiorców na gaz z dostępnych źródeł – nie wprowadzono ograniczeń handlowych w dostawach paliwa gazowego.

- **monitorowania warunków przyłączenia do sieci oraz ich realizacji**

W 2017 r. – wzorem lat ubiegłych – Prezes URE monitorował warunki przyłączenia podmiotów do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej. Monitorowanie warunków przyłączenia podmiotów do sieci i ich realizacji dokonywane jest w oddziałach terenowych URE i 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 przyłączenie do sieci.

W przypadku operatora systemu przesyłowego liczba zakończonych procesów przyłączeniowych w roku sprawozdawczym wyniosła 13 (w 2016 r. – 15), z tego 10 połączeń zrealizowanych było na zasadach pełnej odpłatności (odbiorcy dystrybucyjni), natomiast 3 na zasadach, w których opłaty stanowiły ¼ poniesionych nakładów (odbiorcy końcowi). Na sumę zrealizowanych przyłączeń w badanym roku składały się zarówno nowe połączenia, jak i już istniejące, które wymagały zmian parametrów technicznych ze względu zmianę przepustowości stacji. Ponadto zakończenie procedury przyłączeniowej nie w każdym przypadku wiązało się z faktycznym uruchomieniem danego punktu. Wszystko to sprawiło, że liczba punktów wyjścia z systemu przesyłowego w porównaniu z poprzednim rokiem nie uległa zmianie. W 2017 r. odmownie rozpatrzono 7 wniosków o przyłączenie do sieci przesyłowej (w 2016 r. – 10).

Odmienne sytuacja przedstawiała się w przypadku sieci dystrybucyjnej, gdzie liczba wniosków o przyłączenie rozpatrzonych odmownie wyniosła 3 010 (w 2016 r. – 7 288). W tym przypadku trzeba mieć jednak na względzie fakt, że sieć dystrybucyjna jest ok. 14 razy dłuższa od sieci przesyłowej, a liczba potencjalnych odbiorców jest kilkunastokrotnie wyższa. Przyczyną udzielenia odmów wskazywaną przez operatorów był w szczególności brak warunków technicznych, w tym brak przepustowości na istniejącej sieci gazowej, znaczna odległość podmiotu ubiegającego się o przyłączenie od sieci gazowej lub brak gazociągu bazowego, brak zgód na wejście na teren, na którym miałaby zostać realizowana inwestycja, a także brak warunków ekonomicznych. Szczegóły dotyczące przyczyn odmów przyłączenia do sieci dystrybucyjnej znajdują się w pkt 5.2.

- **dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy**

Ważnym elementem zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju jest dywersyfikacja dostaw gazu ziemnego z zagranicy. W latach 2016-2017 dokonano szeregu niezwykle istotnych zmian odnośnie kształtu przepisów dotyczących obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy.

Wykaz wszystkich zmian odnoszących się do kwestii dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego wprowadzonych w tym okresie przedstawia się następująco:

- 3 sierpnia 2016 r. wprowadzono regulację, w myśl której dotychczasowe rozporządzenie Rady Ministrów z 24 października 2000 r. w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy zachowuje moc do dnia wejścia w życie przepisów wykonawczych wydanych na podstawie art. 32 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne, w brzmieniu nadanym ustawą z 22 lipca 2016 r., nie dłużej jednak niż 6 miesięcy od dnia wejścia w życie ustawy z 22 lipca 2016 r., tj. nie dłużej niż do 3 marca 2017 r. (art. 15 ustawy z 22 lipca 2016 r.),
- 2 września 2016 r. dywersyfikacja dostaw gazu ziemnego stała się ustawowym obowiązkiem wszystkich przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się obrotem gazem ziemnym z zagranicą (zmieniony art. 32 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne),
- 2 września 2016 r. określono nową delegację ustawową do wydania przez Radę Ministrów rozporządzenia określającego minimalny poziom dostaw gazu ziemnego z zagranicy (zmieniony art. 32 ust. 3 oraz dodany art. 32 ust. 3¹ ustawy – Prawo energetyczne),
- 9 grudnia 2016 r. wszedł w życie przepis abolicyjny, w myśl którego nie wszczyna się postępowań, a wszczęte umarza, w sprawach o nieprzestrzeganie obowiązków wynikających z koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą w zakresie dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego oraz postępowań na podstawie art. 32 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, w brzmieniu nadanym ustawą z 22 lipca 2016 r., dotyczących okresu sprzed wejścia w życie przepisów wykonawczych wydanych na podstawie art. 32 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne, w brzmieniu nadanym ustawą z 22 lipca 2016 r. (art. 4 pkt 2 ustawy z 30 listopada 2016 r.),
- 10 maja 2017 r. weszło w życie rozporządzenie Rady Ministrów z 24 kwietnia 2017 r. w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy¹²⁴⁾, które określiło minimalny poziom dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy na okres 10 lat, szczegółowy sposób ustalania tego poziomu oraz wyłączenia z obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy. Powyższe rozporządzenie reguluje obszar, który dotychczas uregulowany był w obowiązującym do 3 marca 2017 r. rozporządzeniu Rady Ministrów z 24 października 2000 r. w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy.

W świetle przepisów nieobowiązującego już ww. rozporządzenia z 24 października 2000 r., w 2016 r. maksymalny udział gazu importowanego z jednego kraju pochodzenia w stosunku do całkowitej wielkości gazu importowanego w danym roku nie mógł być wyższy niż 59%. Natomiast w 2017 r. – stosownie do postanowień obowiązującego aktualnie rozporządzenia z 24 kwietnia 2017 r. – maksymalny udział gazu ziemnego importowanego przez przedsiębiorstwo energetyczne z jednego źródła nie mógł być wyższy niż 70%.

Z uwagi na treść ww. przepisu abolicyjnego (art. 4 pkt 2 ustawy z 30 listopada 2016 r.), Prezes URE w 2017 r. nie dokonywał monitoringu przestrzegania przepisów rozporządzenia dywersyfikacyjnego z 24 października 2000 r. przez przedsiębiorstwa energetyczne posiadające w 2016 r. koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą. Powyższy przepis stanowi, że nie wszczyna się postępowań, a wszczęte umarza, w sprawach o nieprzestrzeganie obowiązków wynikających z koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą w zakresie dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego oraz postępowań na podstawie art. 32 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, w brzmieniu nadanym ustawą z 22 lipca 2016 r., dotyczących okresu sprzed wejścia w życie przepisów wykonawczych wydanych na podstawie art. 32 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne, w brzmieniu nadanym ustawą z 22 lipca 2016 r. Przepisy wykonawcze, o których mowa w tym przepisie weszły bowiem w życie dopiero 10 maja 2017 r. (ww. rozporządzenie dywersyfikacyjne z 24 kwietnia 2017 r.), co oznacza, że Prezes URE nie powinien wszczynać postępowań w sprawach prawidłowej realizacji obowiązku dywersyfikacyjnego dotyczących okresu sprzed 10 maja 2017 r.

Kwestia prawidłowego wypełnienia obowiązku dywersyfikacyjnego dotyczącego okresu od 10 maja do 31 grudnia 2017 r. przez przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą będzie przedmiotem monitoringu Prezesa URE w 2018 r.

Powyższy przepis abolicyjny obligował Prezesa URE również do umorzenia wielu wszczętych postępowań administracyjnych w sprawie nałożenia kary pieniężnej z uwagi na nieprzestrzeganie

¹²⁴⁾ Dz. U. z 2017 r. poz. 902.

określonego w koncesji obowiązku dywersyfikacyjnego. Dane liczbowe odnośnie powyższych umorzeń znajdują się w części VIII.3 niniejszego Sprawozdania.

Ponadto, Prezes URE, mając na uwadze treść art. 32 ust. 1 pkt 4 i ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, w udzielanych koncesjach na obrót gazem ziemnym z zagranicą każdorazowo zamieszcza warunek dotyczący obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy. Jak bowiem wynika z powyższych przepisów, koncesja wymaga wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą (OGZ), przy czym koncesje te są wydawane z uwzględnieniem dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego oraz bezpieczeństwa energetycznego. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się obrotem gazem ziemnym z zagranicą jest obowiązane do dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy. W ramach postępowania o udzielenie koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą Prezes URE weryfikuje także, czy wnioskodawca złożył oświadczenie, zawierające zobowiązanie do przestrzegania obowiązku dywersyfikacyjnego.

Podsumowanie oceny bezpieczeństwa dostaw gazu

Realizowane w 2017 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. III pakietu energetycznego. Legislacja UE dąży bowiem do ujednoczenia zasady 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;
 - magazynowego;
 - 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 (ok. 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. Szczególnego 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 wschodniego 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 i dystrybucyjnych plany ograniczeń w poborze gazu ziemnego na wypadek sytuacji awaryjnych sprzyjają zapewnieniu 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 oraz zagrożenia bezpieczeństwa funkcjonowania sieci.

Reasumując, podejmowane działania miały na celu:

- minimalizację skutków realizacji scenariuszy kryzysowych,
- likwidację wąskich gardeł w systemie przesyłowym w celu usprawnienia przepływów gazu ziemnego w sieci,
- budowę kolejnych połączeń międzysystemowych pomiędzy państwami członkowskimi UE (połączenie Polska – Dania, 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 źródeł gazu ziemnego, sieci gazowej UE, możliwość transportu gazu w obu kierunkach.

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:

- **dywersyfikacja źródeł oraz kierunków dostaw gazu ziemnego**

Zwiększona liczba dostępnych źródeł gazu ziemnego (dywersyfikacja źródeł) jest najpewniejszym sposobem zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego. Czynnikiem zdecydowanie poprawiającym bezpieczeństwo jest także dywersyfikacja kierunków dostaw gazu.

- **wzrost możliwości wykonywania transakcji krótkoterminowych**

Jednym z bezpośrednich skutków budowy interkonektorów 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.

- **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 ochrony¹²⁵⁾**

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**

Łącznie z dostawami długoterminowymi w całym 2017 r. PGNiG S.A. zaimportowała poprzez Terminal LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu 1,24 mln ton LNG, co odpowiada ok. 18,8 TWh lub 1,63 mld m³ gazu ziemnego po regazyfikacji. Uruchomienie terminalu do odbioru skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu miało pozytywny wpływ na sytuację na rynku gazu w Polsce. Terminal zwiększa bezpieczeństwo energetyczne Polski 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, poprawi dostępność paliwa dystrybuowanego przez lokalne spółki. Może mieć to wpływ na możliwość oraz wolę realizowania dalszych inwestycji przez

¹²⁵⁾ Dz. U. UE z 23.12.2008 r. L 345/75.

operatorów sieci dystrybucyjnych, tym samym wpłynie na poziom przychodów spółek dystrybucyjnych.

Powyższe działania będą istotne dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw, niemniej nie zastąpią faktycznych działań w zakresie dywersyfikacji dostaw mających na celu uzyskanie dostępu także do innych niż obecne źródła pochodzenia gazu sprowadzanego na terytorium Polski.

Jak już wspomniano, ważnym elementem zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju jest stopień dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy i portfolio kontraktowe na dostawy gazu do Polski. W świetle przepisów obowiązujących w 2017 r. maksymalny udział importowanego gazu z jednego kraju pochodzenia w stosunku do całkowitej wielkości gazu importowanego w danym roku okresu 2015-2018 nie powinien być wyższy niż 70%.

Głównym importerem do Polski jest PGNiG S.A., która zakupiła w 2017 r. 13,3 mld m³ gazu, w tym 9,39 mld m³ z kierunku wschodniego na podstawie głównego kontraktu kupna-sprzedaży gazu ziemnego do Rzeczypospolitej Polskiej z 25 września 1996 r. z OOO Gazprom Eksport, obowiązującego do 2022 r. Ponadto zakupy dokonywane były z krajów wewnątrzspółnotowych (2,29 mld m³) oraz w ramach dostaw LNG (1,63 mld m³). W ramach umowy długoterminowej była zrealizowana część dostaw gazu do terminala w Świnoujściu – umowa z Qatar Liquefied Gas Company Limited.

Z ww. danych wynika, że możliwości, jakie wynikają ze zrealizowanych w ostatnich latach działań w zakresie rozwoju infrastruktury na połączeniach z innymi systemami nie są wykorzystywane z uwagi na potrzebę kontynuacji umowy długoterminowej. Niemniej należy mieć na uwadze, że działania zmierzające do zmiany struktury zabezpieczenia dostaw gazu są na właściwej drodze i pozwolą w kilkuletniej perspektywie na zapewnienie optymalnej a nie wymuszonej struktury dostaw. Pewna inercja procesów jest rzeczą naturalną i wynika z faktu, że w odróżnieniu od działań rozwojowych nakierowanych na rozbudowę systemu przesyłowego w obszarze zapewnienia dostępu do nowych źródeł dostaw, zmiana struktury kontraktowej nie jest procesem odbywającym się aż tak stopniowo.

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, że 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 2016/2017 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. Obecna charakterystyka instalacji magazynowych PGNiG S.A. pozwala wypełnić wymagania wynikające z ustawy o zapasach.

W ocenie regulatora kontynuowane w 2017 r. działania na rzecz rozwoju infrastruktury należy ocenić pozytywnie. Realizacja zadań inwestycyjnych ukierunkowanych na budowę połączeń międzysystemowych to istotny element dywersyfikacji źródeł i kierunków dostaw gazu oraz budowy zintegrowanego rynku gazu. Na szczególną uwagę zasługują działania mające na celu połączenie polskiego systemu gazowego ze źródłami gazu na szelfie norweskim. Zdecydowanie poprawi to bezpieczeństwo polskich odbiorców oraz Europy Środkowej poprzez umożliwienie dostępu do innych niż obecne źródła pochodzenia gazu sprowadzanego na terytorium Polski.

W tym kontekście bezpieczeństwo dostaw poprawi także terminal LNG w Świnoujściu dzięki możliwości odbioru skroplonego gazu ziemnego. W efekcie zwiększenia poziomu dostaw gazu Polska

ma szansę stać się państwem tranzytowym dla dostaw gazu, który przesyłany do krajów sąsiadujących – z wykorzystaniem polskiego systemu gazowego – zapewniłby bezpieczeństwo dostaw gazu w regionie.

Ocena środków reagowania kryzysowego przyjętych w znowelizowanej ustawie o zapasach

Znowelizowana ustawa o zapasach wskazuje w szczególności, że zapasy obowiązkowe gazu ziemnego mogą być utrzymywane fizycznie poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej – na terytorium innego państwa członkowskiego Unii Europejskiej lub państwa członkowskiego Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym, w instalacjach magazynowych przyłączonych do systemu gazowego, pod warunkiem że: (1) parametry techniczne instalacji magazynowych oraz sieci gazowych, do których instalacje te są przyłączone, będą zapewniać możliwość dostarczenia całkowitej ilości utrzymywanych poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej zapasów obowiązkowych gazu ziemnego do sieci przesyłowej lub do sieci dystrybucyjnej krajowej, (2) zawarte przez przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą i podmiot dokonujący przywozu gazu ziemnego umowy o świadczenie usług magazynowania gazu ziemnego oraz świadczenie usług przesyłania gazu ziemnego zapewniają możliwość dostarczenia, na zasadach ciągłych i w każdych warunkach, całkowitych ilości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego utrzymywanych poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej krajowej – w okresie nie dłuższym niż 40 dni (24a ust. 1). Jednocześnie w art. 24a ust. 3 tej ustawy określono wymóg, zgodnie z którym przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą i podmiot dokonujący przywozu gazu ziemnego, którzy utrzymują zapasy obowiązkowe tego gazu w instalacjach magazynowych zlokalizowanych poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, wykorzystują zdolności przesyłowe zarezerwowane na potrzeby dostarczenia całkowitych ilości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego utrzymywanych poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej krajowej wyłącznie na te potrzeby.

Wobec powyższego stwierdzić należy, że możliwość utrzymywania zapasów obowiązkowych poza granicami RP została wprowadzona do ustawy o zapasach mocą nowelizacji tej ustawy z 16 września 2011 r.¹²⁶⁾ Jak wynika z uzasadnienia do projektu ww. nowelizacji, ustawodawca wprowadzając ją miał na celu „wywiązanie się Ministra Gospodarki ze zobowiązania złożonego Komisji Europejskiej w odpowiedzi na dodatkowe wezwanie do usunięcia uchybienia w sprawie naruszenia nr 2006/4918 oraz oddalenie zarzutów Komisji Europejskiej w przedmiotowym postępowaniu, a tym samym usunięcie zagrożenia nałożenia przez Trybunał Sprawiedliwości na Rzeczpospolitą Polską kary finansowej za naruszenie przepisów prawa Unii Europejskiej”. Innym celem było zwiększenie konkurencji na polskim rynku gazu i szerszy dostęp do tego rynku dla nowych podmiotów. Ustawodawca wprowadzając pierwotnie możliwość utrzymywania zapasów poza terytorium RP, nie wprowadził przy tym żadnych limitów ilościowych czy też uwarunkowań co do rezerwacji zdolności przesyłowych wyłącznie na potrzeby zapasów obowiązkowych, ani tym bardziej wymogu aby zawarte umowy zapewniały możliwość dostarczenia gazu w każdych warunkach.

Analizując ww. nowe regulacje zawarte w ustawie o zapasach należy zwrócić uwagę, że ich przyjęcie może budzić wątpliwości w świetle szeregu regulacji unijnych. W powyższym kontekście odnotować należy wydanie przez Trybunału Sprawiedliwości UE (TSUE) wyroku z 22 grudnia 2017 r. w sprawie prejudycjalnej C-226/16 *Eni e.a.* W wyroku tym Trybunał orzekł w szczególności, że artykuł 8 ust. 5 rozporządzenia nr 994/2010 należy interpretować w ten sposób, że stoi on na przeszkodzie obowiązywania przepisów krajowych nakładających na dostawców gazu ziemnego obowiązek utrzymywania zapasów magazynowych w celu zapewnienia bezpieczeństwa dostaw na wypadek sytuacji kryzysowej, z użyciem w sposób konieczny wyłącznie infrastruktury znajdującej się na

¹²⁶⁾ Dz. U. z 2011 r. Nr 234 poz. 1392.

terytorium krajowym. Przywołany art. 8 ust. 5 rozporządzenia 994/2010 stanowi, że: „*Stosownie do okoliczności przedsiębiorstwa gazowe mogą spełnić te wymogi [tj. wymogi co do spełnienia standardu dostaw – przypis własny] na szczeblu regionalnym lub unijnym. Właściwy organ nie wymaga, aby standardy określone w niniejszym artykule były spełnione na bazie infrastruktury znajdującej się wyłącznie na obszarze jego właściwości*”.

Przywołany motyw wyroku Trybunału należy odczytywać jako wskazanie, że przepisy danego kraju członkowskiego nie mogą przewidywać możliwości realizacji obowiązku zapasowego wyłącznie z wykorzystaniem instalacji magazynowych na terenie tego kraju *ergo* przepisy krajowe powinny określać także realną możliwość utrzymywania zapasów obowiązkowych poza granicami danego kraju. Co istotne, rozporządzenie 2017/1938 (zastępujące rozporządzenie nr 994/2010) zawiera przepis odpowiadający merytorycznie przytoczonemu wyżej art. 8 ust. 5 uchylonego rozporządzenia 994/2010, tj. art. 6 ust. 5 rozporządzenia 2017/1938, który stanowi, że: „*W stosownych przypadkach przedsiębiorstwom gazowym zezwala się na spełnienie obowiązków nałożonych na nie na podstawie niniejszego artykułu na szczeblu regionalnym lub unijnym. Właściwe organy nie wymagają, aby standardy w zakresie dostaw gazu określone w niniejszym artykule były spełnione w oparciu o infrastrukturę znajdującą się wyłącznie na podlegającym im terytorium*”.

W świetle ww. wyroku TSUE, w przypadku Polski, ocenie może podlegać adekwatność środków reagowania kryzysowego, które przyjęte zostały w ustawie o zapasach w zakresie zgodności przyjętych środków zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego z *acquis*, w szczególności w zakresie regulacji kwestii utrzymywania zapasów obowiązkowych poza terytorium RP.

O ile sama ustawa o zapasach przyczyniła się do zwiększenia ilości utrzymywanych zapasów obowiązkowych i do upowszechnienia obowiązku na przedsiębiorstwa gazownicze, i pod tym kątem rozwiązania należy ocenić pozytywnie, o tyle pewne mechanizmy związane z utrzymywaniem zapasów poza terytorium RP mogą być odbierane niejednoznacznie.

Do 30 września 2017 r. jedynym przedsiębiorstwem energetycznym sprowadzającym gaz z zagranicy utrzymującym zapasy było PGNiG S.A. W okresie od 1 października 2017 r. do 30 września 2018 r., w związku ze zmianą przepisów dotyczących zapasów, 17 podmiotów jest obowiązanych do utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego. Suma utrzymywanych obowiązkowych zapasów gazu ziemnego dla wszystkich podmiotów zobowiązanych wynosi łącznie 10 930 381 MWh, co oznacza znaczący wzrost. Porównując udział poszczególnych zapasów (podmiotów zobowiązanych) w stosunku do wszystkich obowiązkowych zapasów, można stwierdzić, że udział podmiotów innych niż PGNiG S.A. jest nie do przecenienia.

Z drugiej strony, niektóre mechanizmy wprowadzone w ustawie o zapasach wydają się być kontr skuteczne i istnieją obawy co do ich zgodności z prawem UE, czego Prezes URE dawał wyraz w 2017 r. w swoich wystąpieniach.

CZĘŚĆ IV.

Działania Prezesa URE o charakterze międzynarodowym

1. Kierunki współpracy międzynarodowej

Działania regulatora w zakresie współpracy międzynarodowej wynikają z realizacji obowiązków nałożonych na Prezesa URE przepisami prawa krajowego i unijnego. Duża część realizowanych przez Prezesa URE zadań wynika z przyjętych na szczeblu UE wytycznych i kodeksów sieci. Wytyczne i kodeksy są przyjmowane w formie rozporządzeń, a więc nie wymagają implementacji do prawa krajowego. Zatem zadania z nich wynikające nie mają odzwierciedlenia w ustawie – Prawo energetyczne. Rzeczywisty zakres nałożonych na Prezesa URE obowiązków jest więc znacznie szerszy niż ten określony w art. 23 pkt 2 ww. ustawy i stale poszerza się wraz z wejściem w życie nowych kodeksów. W samym 2017 r. weszły w życie cztery nowe rozporządzenia¹²⁷⁾, a każde z nich nakłada na regulatora szereg nowych zadań do realizacji. W dalszym ciągu URE dysponuje jednak ograniczonymi środkami finansowymi i zasobami kadrowymi, co stanowi zagrożenie dla realizacji wszystkich nałożonych na Prezesa URE zadań w zakresie współpracy międzynarodowej.

Zewnętrzne uwarunkowania działalności Prezesa URE

Pakiet nowych aktów prawnych „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków” (tzw. Pakiet Zimowy) został zaprezentowany przez Komisję Europejską w listopadzie 2016 r., zaś w 2017 r. trwały prace nad ww. propozycjami legislacyjnymi na poziomie Rady i Parlamentu Europejskiego.

Nowe ramy prawne mają zapewnić utrzymanie konkurencyjności Unii Europejskiej w czasie transformacji rynków energetycznych w kierunku czystej energii, a także dostosowanie unijnych rynków energii do zmian zachodzących w sektorze energetycznym i pojawiających się nowych technologii. Głównymi celami są efektywność energetyczna jako priorytet, osiągnięcie pozycji lidera na polu energii odnawialnej oraz zagwarantowanie uczciwego traktowania konsumentów. Pakiet zawiera propozycje dyrektyw i rozporządzeń, które regulują takie obszary jak: nowy model rynku energii elektrycznej, bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej, efektywność energetyczna, odnawialne źródła energii, system zarządzania na potrzeby Unii Energetycznej¹²⁸⁾. Z punktu widzenia Prezesa URE niezwykle istotnymi są propozycje zawarte w zmienionym rozporządzeniu dot. ACER, zmienionej dyrektywie ws. zasad unijnego rynku energii elektrycznej oraz zmienionym rozporządzeniu ws. wewnętrznego rynku energii elektrycznej. To właśnie te regulacje będą miały największy wpływ na

¹²⁷⁾ Są to:

- 1) rozporządzenie Komisji (UE) 2017/460 z 16 marca 2017 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący zharmonizowanych struktur taryf przesyłowych dla gazu,
- 2) rozporządzenie Komisji (UE) 2017/1485 z 2 sierpnia 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej,
- 3) rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2195 z 23 listopada 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące bilansowania, oraz
- 4) rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2196 z 24 listopada 2017 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych.

¹²⁸⁾ Wszystkie dokumenty wchodzące w skład tzw. Pakietu Zimowego znajdują się na stronie Komisji Europejskiej (wersja angielska): <https://ec.europa.eu/energy/en/news/commission-proposes-new-rules-consumer-centred-clean-energy-transition>.

działanie Prezesa URE, dlatego też w pracach nad Pakietem Zimowym regulator koncentrował się w głównej mierze na propozycjach zawartych w tych aktach prawnych.

Polski regulator brał udział w pracach nad pakietem „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków” zarówno na szczeblu krajowym, jak i międzynarodowym. W omawianym okresie Prezes URE, w ramach trwających konsultacji, opracował i przekazał do Ministerstwa Energii szereg opinii i wkładów do Stanowisk Rządu RP do poszczególnych propozycji KE. Równoległe trwały także prace nad pakietem w ramach stowarzyszenia CEER, którego członkiem jest Prezes URE. Wspólne stanowiska regulatorów, przygotowane samodzielnie przez CEER lub we współpracy z ACER, dotyczące wybranych zagadnień Pakietu Zimowego znajdują się na stronie internetowej stowarzyszenia¹²⁹⁾.

Prace nad pakietem są kontynuowane w 2018 r.

1 listopada 2017 r. weszło w życie rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2017/1938 z 25 października 2017 r. dotyczące środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (UE) nr 994/2010 (dalej: nowe rozporządzenie SoS). Celem rozporządzenia jest zapewnienie wprowadzenia wszystkich niezbędnych środków gwarantujących nieprzerwaną dostawę gazu w całej Unii, w szczególności odbiorcom chronionym, w przypadku wystąpienia trudnych warunków klimatycznych lub zakłóceń dostaw gazu. Rozporządzenie zakłada, że główną zasadą przy rozwiązywaniu problemów z dostawami gazu ma być współpraca regionalna w duchu solidarności. Współpraca regionalna ma charakter obowiązkowy; będzie się ona odbywać w ramach tzw. grup ryzyka (Polska została przypisana do dwóch grup ryzyka ze względu na dostawy gazu ze Wschodu: 1. Ukraina: Austria, Bułgaria, Chorwacja, Czechy, Niemcy, Grecja, Węgry, Włochy, Luksemburg, Polska, Rumunia, Słowenia, Słowacja; 2. Białoruś: Czechy, Belgia, Estonia, Niemcy, Łotwa, Litwa, Luksemburg, Holandia, Polska, Słowacja) i ma polegać na wspólnym opracowaniu i uzgadnianiu środków zapobiegawczych i awaryjnych. Zgodnie z nowym mechanizmem solidarności, w razie poważnego kryzysu, państwa członkowskie będą musiały pomagać swoim sąsiadom w zapewnieniu dostaw gazu do gospodarstw domowych i podmiotów świadczących podstawowe usługi społeczne. Rozporządzenie wprowadziło również środki mające zapewnić większą przejrzystość kontraktów gazowych – przedsiębiorstwa będą musiały zgłaszać informacje na temat umów na dostawy gazu, zawartych na okres dłuższy niż rok (próg dla notyfikacji kontraktów wynosi 28% rocznego zużycia gazu w państwie członkowskim).

Działania Prezesa URE w zakresie współpracy międzynarodowej

W 2017 r. Prezes URE kontynuował zadania i projekty rozpoczęte w latach poprzednich. Priorytetem była dalsza współpraca z ACER, przede wszystkim w zakresie implementacji wytycznych i kodeksów sieci. W dalszym ciągu rozwijana była także współpraca z innymi organami regulacyjnymi w ramach stowarzyszeń regulatorów CEER i ERRA, współpraca regionalna, jak również dwu- i wielostronna.

Współpraca z ACER

Współpraca Prezesa URE w ramach ACER odbywa się w głównej mierze poprzez zaangażowanie w prace grup roboczych i zespołów zadaniowych Agencji, a także w regularnych spotkaniach Rady Regulatorów ACER. W 2017 r. URE był gospodarzem spotkań dwóch zespołów zadaniowych ACER – zespołu zadaniowego ds. alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami (CACM TF) oraz zespołu zadaniowego ds. bilansowania gazu (BAL TF), którego współprzewodniczącym jest przedstawiciel Prezesa URE. Kontynuowana była współpraca w regionach, a także współpraca przy realizacji zadań wynikających z rozporządzenia REMIT w ramach Stałego Komitetu ds. Monitorowania Rynków.

¹²⁹⁾ <https://www.ceer.eu/white-papers>

Kodeksy sieci zobowiązują regulatorów do podejmowania wspólnych decyzji w sprawie warunków lub metod, które mają być opracowane zgodnie z wytycznymi i kodeksami sieci. W przypadku gdy zatwierdzenie warunków lub metod wymaga decyzji więcej niż jednego organu regulacyjnego, właściwe organy regulacyjne konsultują się i ściśle ze sobą współpracują w celu podjęcia wspólnej decyzji. Współpraca w tym zakresie odbywa się poprzez powołane w 2016 r. Forum Europejskich Regulatorów. Szczegółowe informacje na temat zadań realizowanych przez Prezesa URE w związku z implementacją kodeksów sieci zostały przedstawione w punktach II.2. oraz III.1. Sprawozdania.

Współpraca z Komisją Europejską

Prezes URE regularnie uczestniczy w różnych inicjatywach i grupach KE, których celem jest realizacja założeń europejskiej polityki energetycznej. W 2017 r. kontynuowana była współpraca w ramach infrastrukturalnych grup regionalnych KE. Podobnie jak w poprzednich latach, Prezes URE uczestniczył także w spotkaniach Europejskiego Forum Regulacji Energii Elektrycznej (Forum Florenckie), Europejskiego Forum Regulacji Gazu (Forum Madryckie), a także w Forum Londyńskim (poświęconym kwestiom konsumenckim) oraz Forum Infrastrukturalnym. Przedstawiciele Prezesa URE brali także udział w spotkaniach organizowanych w ramach projektu *Quo vadis gas market regulatory framework*, który ma na celu analizę, czy obecnie obowiązujące regulacje w sektorze gazowym UE tworzą optymalny model rynku.

W czerwcu 2017 r. URE zorganizował warsztaty dla uczestników rynku poświęcone nowemu rozporządzeniu w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego. W spotkaniu udział wzięli przedstawiciele KE. Warsztaty o charakterze eksperckim adresowane były do osób na co dzień zajmujących się kwestiami związanymi z bezpieczeństwem dostaw gazu. Do udziału w spotkaniu zaproszeni zostali przedstawiciele organizacji zrzeszających przedsiębiorców z sektora gazowego, ośrodków analityczno-naukowych i instytucji państwowych. Celem spotkania było przedstawienie uczestnikom polskiego rynku gazu nowej unijnej regulacji, w tym m.in. głównych założeń oraz roli i obowiązków Komisji, państw członkowskich i przedsiębiorstw energetycznych wynikających z nowego rozporządzenia. W trakcie warsztatów przedstawiciel Ministerstwa Energii omówił wpływ nowej regulacji na bezpieczeństwo energetyczne Polski, natomiast przedstawiciele OGP Gaz-System S.A. oraz PGNiG S.A. zaprezentowali system bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego do Polski z perspektywy operatora systemu przesyłowego i głównego dostawcy gazu. Przedstawiciel Komisji Europejskiej szczegółowo przedstawił uczestnikom spotkania główne cele i założenia nowego rozporządzenia w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego. Warto podkreślić, że warsztaty odbyły się jeszcze przed wejściem w życie rozporządzenia, jednak już po zakończeniu trójstronnych uzgodnień Komisji Europejskiej, Rady i Parlamentu Europejskiego. Pozwoliło to odpowiednio wcześniej zaznajomić polskich uczestników rynku z projektowanymi zmianami w unijnym systemie bezpieczeństwa dostaw gazu.

Współpraca Prezesa URE z KE to również wymiana informacji, realizacja obowiązków sprawozdawczych określonych przepisami prawa krajowego, udział w badaniach prowadzonych na zlecenie Komisji oraz przygotowywanie wkładów do stanowisk RP odnośnie projektów aktów prawnych opracowanych przez KE.

Współpraca w ramach CEER i ERRA

Przedstawiciele Prezesa URE biorą udział w pracach CEER na wszystkich szczeblach stowarzyszeniach, tj. w Zgromadzeniu Ogólnym, grupach roboczych i zespołach zadaniowych, a także corocznej konferencji CEER poświęconej konsumentom na rynkach energii w UE. W 2017 r. w CEER trwały intensywne prace związane z zaproponowaniem przez KE pod koniec 2016 r. Pakietu Zimowego. Stowarzyszenie koncentrowało się na monitorowaniu prac nad pakietem w Radzie i Parlamencie

Europejskim oraz opracowaniu stanowisk regulatorów do propozycji KE, Parlamentu i Rady. W styczniu 2017 r. CEER i ACER wspólnie zorganizowały konferencję poświęconą przedstawionym przez KE propozycjom. W spotkaniu udział wzięli m.in. wiceprzewodniczący KE Maroš Šefcovic, przedstawiciele Parlamentu Europejskiego oraz unijni interesariusze. W trakcie konferencji omówione zostały główne wyzwania regulacyjne wynikające ze zmian w modelu rynku energii elektrycznej, zaproponowanych w pakiecie. W wydarzeniu udział wzięli przedstawiciele Prezesa URE.

Celem ERRA jest kształtowanie stałej współpracy między regulatorami, wymianę informacji, zwiększenie dostępu do wiedzy na temat regulacji oraz promocji szkoleń z tego zakresu wśród państw członkowskich. To co wyróżnia ERRA, to szeroki zasięg działania (członkami stowarzyszenia są regulatorzy z Europy Środkowo-Wschodniej, Azji, Afryki i Ameryki Północnej). W 2017 r. przedstawiciele Prezesa URE wzięli udział w spotkaniach przewodniczących organów regulacyjnych będących członkami ERRA, komitetu ERRA ds. Taryf/Cen oraz w zorganizowanych przez ERRA warsztatach na temat implementacji kodeksów sieci. Ze względu na konieczność alokowania zasobów do innych zadań w zakresie współpracy międzynarodowej, współpraca polskiego regulatora z ERRA opiera się jednak w głównej mierze na wymianie informacji i doświadczeń regulacyjnych z państwami spoza UE.

Współpraca dwu- i wielostronna

W 2017 r. kontynuowana była współpraca z organami regulacyjnymi państw Grupy Wyszehradzkiej w ramach Forum Regulatorów V4. Cykliczne spotkania wysokiego szczebla regulatorów V4 mają na celu zacieśnianie współpracy oraz przedyskutowanie bieżących tematów energetycznych o charakterze państwowym, regionalnym i unijnym. Na początku 2017 r. swoje prace zakończyła także grupa ekspercka, która realizowała projekt analizy deregulacji rynków energii w państwach Grupy Wyszehradzkiej. Celem projektu była analiza i ocena pozytywnych i negatywnych aspektów w pełni zliberalizowanych i regulowanych rynków energii w odniesieniu do odbiorców w gospodarstwach domowych w państwach V4.

W omawianym okresie Prezes URE kontynuował również współpracę z regulatorami Państw Bałtyckich. W ramach spotkań Bałtyckiego Forum Gazu i Bałtyckiego Forum Energii Elektrycznej, które odbywają się dwa razy w roku, regulatorzy z Litwy, Łotwy, Estonii oraz Finlandii i Polski wymieniają się informacjami na temat bieżących inicjatyw i problemów dotyczących rozwoju i integracji rynków Państw Bałtyckich.

W celu bardziej efektywnej realizacji obowiązków wynikających z rozporządzenia REMIT oraz w związku z powiązaniem polskiego rynku hurtowego energii z rynkami energii innych państw, w 2017 r. Prezes URE podjął starania na rzecz przystąpienia URE do współpracy z regulatorami w ramach tzw. Grupy Południowej. Członkami tej grupy są organy regulacyjne ze Słowenii, Austrii, Czech, Węgier i Chorwacji. List intencyjny w tej sprawie został podpisany na początku 2018 r. Polski regulator planuje także przystąpienie do tzw. Grupy Nordycko-Bałtyckiej, w skład której wchodzi regulatorzy ze Szwecji, Norwegii, Danii, Finlandii, Wielkiej Brytanii oraz Państw Bałtyckich.

Podobnie jak w latach poprzednich, w 2017 r. Prezes URE był gospodarzem spotkań z przedstawicielami innych zagranicznych instytucji i organizacji, a także z przedsiębiorcami zainteresowanymi udziałem w polskim rynku energii. W trakcie tych spotkań eksperci URE udzielali informacji na temat funkcjonowania i regulacji polskiego rynku energii.

2. Realizacja obowiązków wynikających z rozporządzenia REMIT

Do zadań Prezesa URE związanych z realizacją obowiązków wynikających z rozporządzenia REMIT należy przede wszystkim:

- 1) przeprowadzanie kontroli lub postępowań wyjaśniających w sprawach dotyczących podejrzenia o manipulacje na hurtowym rynku energii oraz niezgodnego z prawem wykorzystywania informacji wewnętrznej w zakresie produktów energetycznych sprzedawanych w obrocie hurtowym, które nie są instrumentami finansowymi, oraz
- 2) wymierzanie kar pieniężnych związanych z naruszeniem zakazów i obowiązków przewidzianych przepisami rozporządzenia REMIT oraz ustawy – Prawo energetyczne, odnoszącymi się do ww. rozporządzenia.

Prezes URE zobowiązany jest także do współpracy z innymi organami regulacyjnymi oraz ACER w zakresie dotyczącym realizacji obowiązków wynikających z rozporządzenia REMIT.

Do podstawowych obowiązków uczestników rynku należy raportowanie do ACER danych na temat transakcji zawieranych na hurtowych rynkach energii, w tym składanych zleceń, jak również publikowanie informacji wewnętrznych. Raportowanie informacji do ACER jest poprzedzone obowiązkiem rejestracji uczestników rynku w krajowym rejestrze tych uczestników. Uczestnicy rynku podlegają zakazowi dokonywania manipulacji lub próby manipulacji na rynku, jak również prowadzenia handlu w oparciu o informację wewnętrzną. Szczególna rola spoczywa także na osobach zajmujących się zawodowo pośrednictwem w zawieraniu transakcji na hurtowych rynkach energii (PPATs)¹³⁰, które mają obowiązek tworzenia i utrzymywania skutecznych mechanizmów i procedur służących identyfikacji przypadków naruszenia zakazu wykorzystywania informacji wewnętrznych oraz zakazu manipulacji na rynku.

Ścisła współpraca między tymi podmiotami a regulatorami ma kluczowe znaczenie w zapobieganiu nadużyciom na rynku energii. W 2017 r. działalność uznawaną za działalność właściwą dla PPATs aktywnie prowadziły trzy podmioty: TGE S.A., PSE Operator S.A. oraz OGP Gaz-System S.A. W ub.r. odbyły się spotkania Prezesa URE z ww. podmiotami w ramach pogłębiania współpracy z PPATs oraz zwrócenia uwagi na ich obowiązki wynikające z rozporządzenia REMIT.

Najważniejsze informacje związane z rozporządzeniem REMIT są udostępniane na stronie internetowej URE¹³¹. Uczestnicy rynku mogą także przysyłać do URE na dedykowaną skrzynkę e-mail¹³² pytania dotyczące realizacji obowiązków wynikających z ww. rozporządzenia oraz z przepisów wykonawczych dotyczących procesu rejestracji w krajowym rejestrze uczestników rynku. Z kolei ACER na swojej stronie internetowej prowadzi tzw. „REMIT Portal”¹³³ poświęcony wszelkim zagadnieniom zawartym w rozporządzeniu REMIT.

Rejestracja uczestników polskiego rynku energii prowadzona jest przez URE za pośrednictwem scentralizowanego europejskiego rejestru uczestników rynku energii (CEREMP), przygotowanego przez ACER. Na koniec 2017 r. w systemie CEREMP było zarejestrowanych łącznie ok. 12 900 uczestników rynku, podczas gdy liczba uczestników rynku z Polski wyniosła ponad 600 (ok. 4,7% wszystkich zarejestrowanych podmiotów). Wzrost zarejestrowanych uczestników rynku z Polski w 2017 r. w porównaniu z 2016 r. wyniósł ok. 10%. Raportowanie przez uczestników hurtowego rynku energii informacji o zawartych transakcjach oraz zleceniach¹³⁴ odbywa się wyłącznie za pośrednictwem podmiotów, które uzyskują nadany przez ACER status tzw. Registered Reporting Mechanism (RRM).

Na koniec 2017 r. status RRM posiadało ok. 120 podmiotów. W Polsce podmiotami realizującymi zadania RRM w 2017 r. były te same, które status RRM posiadały w roku poprzednim, tj.: TGE S.A., OGP Gaz-System S.A., PSE S.A. oraz PGE Dom Maklerski S.A.

¹³⁰) PPATs – Persons Professionally Arranging Transactions.

¹³¹) <http://www.ure.gov.pl/pl/rynki-energii/energia-elektryczna/remit/6013,REMIT.html>

¹³²) REMIT.rejestracja@ure.gov.pl

¹³³) <https://www.acer-remit.eu/portal/home>

¹³⁴) Przekazywane dane są gromadzone są przez ACER przy wykorzystaniu utworzonego w tym celu systemu ARIS (ACER REMIT Information System).

W 2017 r. w systemie ARIS w skali całej UE codziennie rejestrowanych było średnio ok. 1,3 mln zleceń, 250 tys. transakcji oraz 16 tys. kontraktów.

Publikowanie przez uczestników rynku informacji wewnętrznych może odbywać się na stronach internetowych tych uczestników, jak również za pośrednictwem dostępnej nieodpłatnie dla każdego uczestnika rynku Giełdowej Platformy Informacyjnej (GPI)¹³⁵⁾ prowadzonej przez TGE S.A. Platforma ta została zarejestrowana w ACER i funkcjonuje jako RIS (*Regulated Information Services*).

Współpraca ACER z krajowymi organami regulacyjnymi odbywa się w oparciu o stosowne porozumienia zawarte w 2013 r. W zakresie współpracy z innymi organami regulacyjnymi w 2017 r. przedstawiciele Prezesa URE brali udział w charakterze obserwatorów w spotkaniu Grupy Południowej, w ramach której współpracują organy regulacyjne z Austrii, Słowenii, Węgier, Czech i Chorwacji, oraz w telekonferencjach Grupy Nordycko-Bałtyckiej, w ramach której współpracują organy regulacji energetyki ze Szwecji, Norwegii, Danii, Finlandii, Litwy, Łotwy, Estonii i Wielkiej Brytanii oraz giełda energii Nord Pool. Dodatkowo w 2017 r. kontynuowano działania mające na celu formalne przystąpienie Prezesa URE, jako pełnego członka, do wielostronnego porozumienia Grupy Południowej. W przypadku Grupy Nordycko-Bałtyckiej, w 2017 r. trwał proces opracowywania projektu nowego porozumienia organów regulacyjnych z PPATs. Zaplanowano również opracowanie osobnego projektu porozumienia o współpracy wyłącznie pomiędzy organami regulacyjnymi.

Niezależnie od powyższego przedstawiciele Prezesa URE w 2017 r. uczestniczyli w pracach grup roboczych ACER, spotkaniach, na których dyskutowane były kwestie sposobu prowadzenia nadzoru oraz postępowań w sprawie potencjalnych naruszeń rozporządzenia REMIT.

W 2017 r. w ACER rozpoczęto prace nad określeniem wspólnej strategii nadzoru hurtowego rynku energii przez Agencję i krajowe organy regulacyjne, w celu wykrywania i zapobiegania potencjalnym nieprawidłowościom. Kwestie systemu nadzoru nad hurtowym rynkiem energii, w tym informacje dotyczące nowej koncepcji nadzoru rynku, zarówno w skali europejskiej jak i krajowej, roli ACER, krajowych organów regulacyjnych, podmiotów profesjonalnie pośredniczących przy zawieraniu transakcji oraz uczestników rynku, jak również doświadczenia z pierwszych postępowań wyjaśniających prowadzonych przez ACER oraz URE w sprawie potencjalnych naruszeń rozporządzenia REMIT zostały przekazane uczestnikom rynku podczas warsztatów zorganizowanych przez Prezesa URE 30 maja 2017 r.

W ramach kompetencji określonych w ustawie – Prawo energetyczne w obszarze monitorowania hurtowego rynku energii na mocy rozporządzenia REMIT¹³⁶⁾, w 2017 r. Prezes URE rozpoczął kompleksowe badanie realizacji przez przedsiębiorstwa energetyczne:

- obowiązku rejestracji w krajowym rejestrze uczestników rynku energii (CEREMP) w przypadku zawarcia przez uczestników rynku transakcji podlegających zgłoszeniu do ACER – obowiązek wynikający z art. 9 rozporządzenia REMIT,
- obowiązku przekazywania do ACER danych na temat transakcji zawieranych na hurtowych rynkach energii – obowiązek wynikający z art. 8 rozporządzenia REMIT.

Powyższe badania dotyczyły realizacji przedmiotowych obowiązków w przypadku zawarcia przez przedsiębiorstwa energetyczne kontraktów bilateralnych (OTC, z ang. *over the counter*), tj. poza zorganizowaną platformą obrotu, taką jak giełda energii.

Podsumowując rolę i zadania Prezesa URE na arenie międzynarodowej należy pamiętać, że został on powołany na mocy III pakietu energetycznego, który nałożył na państwa członkowskie obowiązek wyznaczenia jednego organu regulacyjnego na poziomie krajowym. Regulator zatem ma być niezależną

¹³⁵⁾ Giełdowa Platforma Informacyjna (GPI) funkcjonuje od 27 lutego 2014 r. i została utworzona przy współpracy przedstawicieli całego sektora elektroenergetycznego pod patronatem Prezesa URE.

¹³⁶⁾ W świetle art. 23 ust. 2 pkt 19b ustawy – Prawo energetyczne do zakresu działania Prezesa URE należy wykonywanie zadań, obowiązków oraz korzystanie z uprawnień określonych w sposób wiążący dla organu regulacyjnego w rozporządzeniu REMIT oraz współpraca z ACER, organami regulacyjnymi państw członkowskich Unii Europejskiej lub państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym, organem właściwym w sprawach ochrony konkurencji i konsumentów oraz organem właściwym w sprawach nadzoru nad rynkiem finansowym, w zakresie niezbędnym do wykonywania obowiązków określonych w rozporządzeniu REMIT.

prawnie, funkcjonalnie i finansowo instytucją państwową, posiadającą autonomię podejmowania decyzji, niezależnie od innych podmiotów publicznych i prywatnych. Trzeci pakiet wprowadził również obowiązek zapewnienia jego autonomii budżetowej oraz odpowiednich zasobów kadrowych, niezbędnych do realizacji wyznaczonych zadań.

Niestety w praktyce, także w omawianym okresie sprawozdawczym, ciągle trudno mówić o pełnej autonomii finansowej, ponieważ Prezes URE nadal nie otrzymał wnioskowanego budżetu ani odpowiednich zasobów ludzkich do realizacji rosnących z każdym rokiem zadań.

CZĘŚĆ V.

Ciepłownictwo

1. Rynek ciepła – sytuacja ogólna

1.1. Lokalne rynki ciepła

W odróżnieniu np. od pozostałych rynków energii, cechą charakterystyczną sektora ciepłowniczego jest jego lokalny charakter. Przedsiębiorstwa dostarczają do odbiorców ciepło bezpośrednio ze źródła lub za pośrednictwem sieci, w których nośnikiem ciepła jest woda lub para. Transport ciepła rurociągami generuje jego straty 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 ponoszone przez przedsiębiorstwa. 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 2017 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 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 odbiegało od wielkości podanych na podstawie danych zawartych we wniosku o zatwierdzenie taryfy.

Tabela 46. Średnioważone ceny ciepła oraz średnioważone stawki opłat za usługi przesyłowe dla pierwszego roku stosowania taryf zatwierdzonych w 2017 r.

Lp.	Województwo	Przedsiębiorstwa prowadzące działalność gospodarczą w zakresie wytworzenia 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	34,59	14,46
2	Dolnośląskie	40,36	17,57
3	Opolskie	42,66	16,75
4	Kujawsko-pomorskie	41,50	18,05
5	Wielkopolskie	38,04	16,87
6	Pomorskie	40,22	21,95
7	Warmińsko-mazurskie	40,11	15,62

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]
8	Małopolskie	34,47	21,98
9	Podkarpackie	44,96	17,72
10	Śląskie	41,35	19,12
11	Łódzkie	38,57	14,24
12	Świętokrzyskie	35,31	18,53
13	Zachodniopomorskie	41,06	16,56
14	Lubuskie	40,65	18,20
15	Lubelskie	36,20	17,40
16	Podlaskie	39,91	15,77
17	Ogółem kraj	37,90	16,96

Źródło: URE.

Tabela 47. Średnioważone ceny ciepła dostarczanego bez pośrednictwa oraz za pośrednictwem sieci ciepłowniczej dla pierwszego roku stosowania taryf zatwierdzonych w 2017 r.

Lp.	Województwo	Średnioważona cena ciepła [zł/GJ]		
		ogółem	z tego dostarczanego:	
			bez pośrednictwa sieci	za pośrednictwem sieci
1	Mazowieckie	34,59	35,10	34,58
2	Dolnośląskie	40,36	76,78	40,14
3	Opolskie	42,66	69,16	40,87
4	Kujawsko-pomorskie	41,50	48,26	41,25
5	Wielkopolskie	38,04	41,09	37,67
6	Pomorskie	40,22	77,71	37,95
7	Warmińsko-mazurskie	40,11	66,50	38,79
8	Małopolskie	34,47	48,17	34,08
9	Podkarpackie	44,96	47,07	44,37
10	Śląskie	41,35	46,10	41,25
11	Łódzkie	38,57	57,23	38,39
12	Świętokrzyskie	35,31	26,04	40,38
13	Zachodniopomorskie	41,06	72,20	40,68
14	Lubuskie	40,65	76,74	38,38
15	Lubelskie	36,20	81,30	35,89
16	Podlaskie	39,91	76,36	39,46
17	Ogółem kraj	37,90	41,42	37,75

Źródło: URE.

Tabela 48. Średnioważone ceny ciepła dla pierwszego roku stosowania taryf zatwierdzonych w 2017 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	33,92		49,51	177,65		39,59
2	Dolnośląskie	40,64	26,31	66,00			62,53
3	Opolskie	40,36		56,84	118,79		90,60
4	Kujawsko-pomorskie	39,56		49,60	83,77		40,85
5	Wielkopolskie	37,46	29,30	60,54	105,34		38,96
6	Pomorskie	38,91		60,45	108,91		30,76

Lp.	Województwo	Średnioważona cena ciepła [zł/GJ]					
		miat węgla kamiennego	węgiel brunatny	gaz ziemny	olej opałowy lekki	olej opałowy ciężki	paliwa pozostałe
7	Warmińsko-mazurskie	38,62		64,19	115,97		44,53
8	Małopolskie	34,11		80,14			31,43
9	Podkarpackie	43,40		78,24			45,75
10	Śląskie	40,99		77,55	74,93	143,92	37,00
11	Łódzkie	40,69	23,35	57,03	97,43		95,02
12	Świętokrzyskie	34,62		72,37			44,87
13	Zachodniopomorskie	39,97		73,18	117,55		44,19
14	Lubuskie	42,04	73,03	40,21			
15	Lubelskie	35,48		67,38			79,78
16	Podlaskie	39,35		69,38	98,93		39,01
17	Ogółem kraj	37,30	26,19	53,37	145,67	143,92	37,75

Źródło: URE.

1.2. Bilans podaży i zużycia ciepła

Opis sektora ciepłowniczego przygotowywany 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 2016 r. został zamieszczony w publikacji pt. „Energetyka ciepła w liczbach – 2016” i opublikowany w sierpniu 2017 r. na stronie www.ure.gov.pl. Publikacja dotycząca 2017 r. dostępna będzie w bieżącym roku, po przetworzeniu danych zgromadzonych w trakcie badania koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych.

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 2017 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 woj. mazowieckim i prowadzących działalność gospodarczą w zakresie zaopatrzenia odbiorców w ciepło oraz w których jednocześnie występuje współspalanie paliw kopalnych i biomasy lub biogazu.

Ponadto, departament DRE prowadził postępowania administracyjne w sprawie zatwierdzenia taryf dla ciepła przedsiębiorstw energetycznych z woj. mazowieckiego dostarczających ciepło do odbiorców, w tym źródeł, w których występuje współspalanie paliw kopalnych i biomasy lub biogazu. Od 9 sierpnia 2017 r. wszystkie postępowania w sprawie zatwierdzenia taryf dla ciepła przedsiębiorstw posiadających siedzibę w woj. mazowieckim zostały przejęte przez departament DRE z oddziału terenowego URE z siedzibą w Łodzi (do tego dnia w departamencie DRE zatwierdzane były taryfy dla ciepła przedsiębiorstw z woj. mazowieckiego sprzedających co najmniej 250 000 GJ ciepła rocznie).

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 części X niniejszego Sprawozdania.

2.1. Koncesje

W 2017 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 2017 r. liczba koncesjonariuszy zajmujących się działalnością gospodarczą związaną z zaopatrzeniem odbiorców w ciepło, według stanu na 31 grudnia 2017 r., utrzymała się na poziomie zbliżonym do roku ubiegłego. Na krajowym rynku ciepła koncesję na prowadzenie działalności w zakresie zaopatrzenia odbiorców w ciepło posiadało 412 przedsiębiorstw.

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 ościenne. 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 2017 r. udzielono łącznie 13 koncesji w zakresie ciepłownictwa (6 w zakresie wytwarzania ciepła, 5 w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła oraz 2 w zakresie obrotu ciepłem) oraz 7 promes koncesji w zakresie wytwarzania ciepła. Wydano również 1 decyzję o odmowie udzielenia koncesji.

Zmiany koncesji/promes koncesji

W omawianym okresie dokonano 295 zmian decyzji w sprawie koncesji w zakresie ciepła. 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, zmianą przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności polegającej przede wszystkim na zwiększeniu liczby źródeł ciepła, ograniczeniem zakresu prowadzonej działalności koncesjonowanej, a także ze zmianą rodzaju paliwa wykorzystywanego do wytwarzania ciepła. Zmiany koncesji dotyczyły również przedłużenia terminu ich obowiązywania.

Cofnięcia, uchylenia, stwierdzenia wygaśnięcia koncesji/promes koncesji

W 2017 r. cofnięto i stwierdzono wygaśnięcie 29 koncesji związanych z zaopatrzeniem odbiorców w ciepło.

Umorzenie, pozostawienie bez rozpatrzenia

W 2017 r. zostało umorzonych 5 postępowań administracyjnych w zakresie ciepła, zaś 3 postępowania pozostawiono bez rozpatrzenia.

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 weszła w życie w 2017 r.¹³⁷⁾

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, corocznie ulega zmianie (średnie ceny ciepła za 2017 r. zostały opublikowane przez Prezesa URE 29 marca 2018 r.). Wskaźniki zmian średnich cen ciepła ze źródeł nie posiadających jednostek kogeneracji miały bezpośrednie przełożenie na kształtowanie wysokości wskaźnika zmiany 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 obserwowany w ostatnim czasie wzrost cen paliw będzie miał wpływ na zmiany cen w jednostkach kogeneracji w kolejnych latach.

W 2017 r. Prezes URE zatwierdził taryfy dla 106 źródeł, w których ciepło wytwarzane jest w kogeneracji, z czego dla 102 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 2017 r. zatwierdzono ogółem 213 taryf dla ciepła przedsiębiorstw energetycznych. Prowadzono 326 postępowań administracyjnych, z czego 104 zostało przeniesionych na kolejny rok. W żadnym przypadku nie odmówiono zatwierdzenia taryfy, w 1 przypadku postępowanie zostało zawieszono, a w 3 umorzono.

W 2017 r. prowadzono 94 postępowania dotyczące zmian taryf dla ciepła, z czego w 61 przypadkach zatwierdzono zmiany obowiązujących taryf dla ciepła, w tym w 37 przypadkach zmiany taryf były związane ze wzrostem cen węgla na rynku. W 6 przypadkach odmówiono zmiany taryfy. W 10 przypadkach umorzono postępowanie w sprawie zmiany taryfy, a 17 postępowań nie zostało zakończonych w roku sprawozdawczym.

Od 2015 r. została ustalona metodologia ustalania oraz uwzględniania w taryfach dla ciepła zwrotu z kapitału w latach 2016-2020, która została zawarta w informacji Prezesa URE nr 47/2015 z 22 grudnia

¹³⁷⁾ Rozporządzenie Ministra Energii z 22 września 2017 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło (Dz. U. z 2017 r. poz. 1988).

2015 r. Metodologia ta jest na bieżąco aktualizowana, uwzględniając zmiany zachodzące na rynku ciepła oraz warunki panujące na rynkach finansowych.

Oddziały terenowe URE oraz departament DRE uwzględniały w prowadzonych postępowaniach w sprawie zatwierdzania taryf (przy ustalaniu wyłącznie uzasadnionych kosztów dostarczenia ciepła do odbiorców), uzyskiwane od przedsiębiorstw, informacje dotyczące m.in. realizacji remontów, usuwania awarii, a także inwestycji, w tym modernizacji źródeł i sieci ciepłowniczych.

Tabela 49. Średnioważone ceny ciepła oraz średnioważone stawki opłat za usługi przesyłowe dla pierwszego roku stosowania taryf zatwierdzonych w 2017 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	30	34,59	27	14,46
2	Dolnośląskie	19	40,36	19	17,57
3	Opolskie	12	42,66	11	16,75
4	Kujawsko-pomorskie	21	41,50	21	18,05
5	Wielkopolskie	32	38,04	26	16,87
6	Pomorskie	14	40,22	13	21,95
7	Warmińsko-mazurskie	15	40,11	15	15,62
8	Małopolskie	11	34,47	8	21,98
9	Podkarpackie	11	44,96	13	17,72
10	Śląskie	37	41,35	38	19,12
11	Łódzkie	16	38,57	17	14,24
12	Świętokrzyskie	14	35,31	13	18,53
13	Zachodniopomorskie	16	41,06	16	16,56
14	Lubuskie	7	40,65	5	18,20
15	Lubelskie	8	36,20	11	17,40
16	Podlaskie	12	39,91	10	15,77
17	Ogółem kraj	275	37,90	263	16,96

Źródło: URE.

2.3. Inne działania

Wśród pozostałych spraw z zakresu ciepłownictwa, należy wymienić zgłaszane przez przedsiębiorstwa ciepłownicze odmowy przyłączenia do sieci ciepłowniczej. Oddziały terenowe systematycznie są informowane przez przedsiębiorstwa ciepłownicze o powodach odmów przyłączenia podmiotów do sieci ciepłowniczej. W 2017 r. wpłynęło 300 tego rodzaju informacji, z czego 230 powiadomień dotyczyło obiektów do 50 kW, a 67 obiektów powyżej 50 kW. Trzy przypadki odmów przyłączenia podmiotów do sieci ciepłowniczej dotyczyły obiektów OZE.

W 2017 r. do oddziałów terenowych złożono ponad 60 skarg. Dotyczyły one w szczególności skarg mieszkańców budynków wielolokalowych w zakresie rozliczeń za dostarczone ciepło. Po przeprowadzeniu postępowań wyjaśniających udzielano skarżącym stosownych wyjaśnień.

Na uwagę i podkreślenie zasługuje coraz większa świadomość odbiorców odnośnie przysługujących im praw.

3. Istotne aspekty nowych rozporządzeń dotyczących regulacji rynku ciepła

Znowelizowana ustawa OZE, z dniem 31 sierpnia 2016 r. poprzez art. 116 unormowała dotychczas rozbudowany przepis dotyczący wsparcia dla odnawialnych źródeł ciepła, polegający na obowiązku zakupu ciepła z tych źródeł. Artykuł 116 poprzez ust. 1 określa podmiot zobowiązany do zakupu ciepła jako przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się w obszarze danej sieci ciepłowniczej obrotem ciepłem lub wytwarzaniem ciepła i jego sprzedażą odbiorcom końcowym. Wskazuje także przedmiot obowiązku jako wytworzone ciepło w przyłączonych do tej sieci instalacjach:

- 1) termicznego przekształcania odpadów,
 - 2) odnawialnego źródła energii, innych niż instalacja termicznego przekształcania odpadów, wytworzonego z odnawialnych źródeł energii
- określając maksymalny wymiar obowiązku na ilość ciepła nie większą niż zapotrzebowanie odbiorców końcowych przyłączonych do sieci przedsiębiorstwa zobowiązanego.

Wyłączeniem z obowiązku zakupu jest ciepło wytworzone w instalacjach spalania wielopaliwowego innego niż ciepło użytkowe wytworzone w wysokosprawnej kogeneracji.

Dodatkowy obowiązek określa art. 116 ust. 2 ustawy OZE. Przedsiębiorstwo, o którym mowa w ust. 1 jest obowiązane do wyrażenia zgody na przyłączenie instalacji, o której mowa w ust. 1, do sieci ciepłowniczej. Przyłączenie jest realizowane zgodnie z zasadami określonymi w przepisach prawa energetycznego oraz aktami wykonawczymi do obu ustaw.

Na podstawie art. 116 ust. 3 zostało wydane rozporządzenie Ministra Energii z 18 maja 2017 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku i warunków technicznych zakupu ciepła z odnawialnych źródeł energii oraz warunków przyłączania instalacji do sieci¹³⁸⁾. Zgodnie z delegacją ustawową, rozporządzenia określa:

- 1) szczegółowy zakres obowiązku i warunki techniczne zakupu ciepła, o którym mowa w ust. 1,
 - 2) warunki przyłączenia do sieci instalacji, o których mowa w ust. 1, w tym wymagania techniczne w zakresie przyłączania tych instalacji,
 - 3) sposób ustalania rzeczywistej ilości ciepła objętego obowiązkiem zakupu ciepła, o którym mowa w ust. 1,
 - 4) zasady i sposób prowadzenia przez Prezesa URE kontroli warunków technicznych określonych w pkt 1,
 - 5) sposób uwzględniania w kalkulacji cen ciepła ustalanych w taryfach przedsiębiorstwa energetycznego, o którym mowa w ust. 1, kosztów realizacji obowiązku zakupu ciepła, o którym mowa w ust. 1,
 - 6) sposób załatwiania reklamacji w zakresie przyłączania, o którym mowa w pkt 2
- biorąc pod uwagę politykę energetyczną państwa, bezpieczeństwo funkcjonowania pracy sieci ciepłowniczych, potrzebę ochrony środowiska naturalnego, cele gospodarcze i społeczne, w tym ochronę interesów odbiorców ciepła, a także udział wykorzystywanych technologii do wytwarzania ciepła z odnawialnych źródeł energii w tworzeniu nowych miejsc pracy, jak również potrzebę efektywnego wykorzystania energii pierwotnej uzyskanej w wyniku jednoczesnego wytwarzania energii elektrycznej, ciepła, chłodu, lub paliw pochodzących ze źródeł odnawialnych.

Na uwagę zasługuje kilka aspektów rozporządzenia:

- W słowniczku definicji pojawiło się nowe pojęcie – „przyłączeniowa sieć ciepłownicza”, która została zdefiniowana jako „połączone ze sobą urządzenia lub instalacje, służące do przesyłania i dystrybucji ciepła z instalacji do sieci dystrybutora ciepła (§ 2 pkt 5). Rozporządzenie ułatwia zatem przyłączenie odnawialnego źródła ciepła poprzez odcinek sieci (nie przyłącza), która to sieć pierwotnie nie istniała, a należy ją w celu zrealizowania przyłączenia wybudować. Przy czym należy mieć na uwadze art. 7 ust. 8 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne stanowiący, że za przyłączenie źródeł współpracujących z siecią oraz sieci przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii pobiera się opłatę ustaloną na podstawie

¹³⁸⁾ Dz. U. z 2017 r. poz. 1084.

- rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia. Jednocześnie zgodnie z art. 7 ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw lub energii (w tym ciepła) jest obowiązane zapewnić realizację i finansowanie budowy i rozbudowy sieci, w tym na potrzeby przyłączania podmiotów ubiegających się o przyłączenie, uwzględniając m.in. założenia lub plany, o których mowa w art. 19 i 20 tej ustawy.
- Czas na wydanie warunków przyłączenia źródła do sieci został skrócony do 30 dni (§ 5 ust. 3), w stosunku do terminu określonego w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z 15 stycznia 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemów ciepłowniczych¹³⁹⁾ (w § 9 ust. 2 ustalono ten termin na 3 miesiące).
 - Instalacja może być przyłączona do rurociągu powrotnego sieci ciepłowniczej (§ 5 ust. 4). Związane jest to prawdopodobnie z założeniem możliwości przyłączenia źródeł geotermalnych do sieci ciepłowniczej, które w polskich warunkach nie osiągają temperatury nośnika w rurociągach zasilających.
- Ograniczenia możliwości skorzystania z prawa do realizacji zakupu ciepła ze źródła odnawialnego w pierwszej kolejności (obowiązku zakupu), to:
- Cena ciepła ze źródła odnawialnego nie może być wyższa od średniej ceny ciepła z innych źródeł zasilających sieć powiększonej o średnioroczny wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem – § 3 ust. 2 (jednak gdy wskaźnik jest ujemny, jako ograniczenie przyjmuje się średnią cenę ciepła – § 3 ust. 3).
 - Nie jest objęte obowiązkiem zakupu ciepła od wytwórców, których przyłączenie do danej sieci nastąpiło od dnia funkcjonowania na całym obszarze tej sieci efektywnego systemu ciepłowniczego w rozumieniu art. 7b ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne – § 3 ust. 5 (wykorzystanie co najmniej w 50% energii z odnawialnych źródeł energii lub w 50% ciepła odpadowego, lub w 75% ciepła pochodzącego z kogeneracji, lub w 50% połączenia energii i ciepła wyszczególnionych powyżej).
 - Wydając warunki przyłączenia instalacji do sieci ciepłowniczej, uwzględnia się ocenę wpływu przyłączanej instalacji na warunki techniczne funkcjonowania systemu ciepłowniczego, a także możliwości wpływu przyłączanej instalacji na wzrost opłat za dostarczanie ciepła, ponoszonych przez odbiorców końcowych w tym systemie ciepłowniczym, sporządzoną przez dystrybutora ciepła.

Ustawa o efektywności energetycznej poprzez art. 58 ust. 2 wskazała, że dotychczasowe przepisy wykonawcze wydane na podstawie m.in. art. 46 ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne (rozporządzenie taryfowe dla ciepła) zachowują moc do dnia wejścia w życie nowych przepisów wykonawczych, nie dłużej jednak niż 18 miesięcy od dnia wejścia w życie ustawy.

Jednocześnie ustawa o efektywności energetycznej zmieniła art. 45 ustawy – Prawo energetyczne poprzez dodanie ust. 1e w brzmieniu: „W kosztach działalności przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się obrotem energią elektryczną, paliwami gazowymi lub sprzedają ciepła odbiorcom końcowym uwzględnia się koszty realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 10 ust. 1 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej” – zatem może zachodzić wątpliwość, czy koniecznym była zmiana rozporządzenia taryfowego dla ciepła. Jednak powodem zmiany rozporządzenia było nie tylko uwzględnienie kosztów wynikających z ustawy o efektywności energetycznej w taryfach dla ciepła, a przede wszystkim wytyczne dyrektywy 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/WE¹⁴⁰⁾.

Preambuła dyrektywy stanowi, że uwzględnić należy specyficzną strukturę sektora kogeneracji oraz sektora ciepłowniczego i chłodniczego, które obejmują wielu małych i średnich producentów, w szczególności przy dokonywaniu przeglądu procedur administracyjnych w zakresie wydawania pozwoleń na budowę obiektów kogeneracji lub przynależnych sieci, stosując zasadę „najpierw myśl na małą skalę”.

¹³⁹⁾ Dz. U. z 2007 r. Nr 16, poz. 92.

¹⁴⁰⁾ Dz. U. UE L z 2012 r. Nr 315, poz. 1 z późn. zm.

Artykuł 9 dyrektywy, stanowi:

1. Państwa członkowskie zapewniają, by na tyle, na ile jest to technicznie wykonalne, uzasadnione finansowo i proporcjonalne do potencjalnej oszczędności energii, odbiorcy końcowi energii elektrycznej, gazu ziemnego, ciepła sieciowego, chłodu sieciowego oraz ciepłej wody użytkowej mieli możliwość nabycia po konkurencyjnych cenach indywidualnych liczników, które dokładnie oddają rzeczywiste zużycie energii przez odbiorcę końcowego i podają informacje o rzeczywistym czasie korzystania z energii.

Taka możliwość nabycia liczników indywidualnych po konkurencyjnych cenach jest zapewniana w przypadku:

- a) wymiany liczników, chyba że jest to technicznie niewykonalne lub nieopłacalne w stosunku do szacowanych potencjalnych oszczędności w perspektywie długoterminowej,
- b) podłączania nowych liczników w nowych budynkach lub przy wykonaniu ważniejszych renowacji budynków, zgodnie z dyrektywą 2010/31/UE. (...)

3. W przypadku gdy energia cieplna i chłodnicza lub ciepła woda są dostarczane do budynku z sieci ciepłowniczej lub z centralnego źródła obsługującego większą liczbę budynków, na wymienniku ciepła lub na granicy dostawy zostaje zamontowany licznik energii cieplnej lub ciepłej wody.

W budynkach wielomieszkaniowych i wielofunkcyjnych z własnym źródłem centralnego ogrzewania/chłodzenia lub zaopatrywanych z sieci ciepłowniczej lub z centralnego źródła obsługującego większą liczbę budynków do dnia 31 grudnia 2016 r. zostaną zamontowane – tam gdzie jest to technicznie wykonalne i opłacalne – również liczniki zużycia indywidualnego do pomiaru zużycia energii cieplnej lub chłodniczej lub ciepłej wody dostarczanej do każdego lokalu. W przypadku gdy zastosowanie indywidualnych liczników nie jest technicznie wykonalne lub nie jest opłacalne, do pomiarów zużycia energii cieplnej na każdym grzejniku stosowane są indywidualne podzielniki kosztów ciepła, chyba że dane państwo członkowskie wykaze, że montaż takich podzielników kosztów ciepła nie byłby opłacalny. W takich przypadkach można rozważyć alternatywne opłacalne sposoby pomiaru zużycia energii cieplnej.

W przypadku gdy przeważającym rodzajem zabudowy są budynki wielomieszkaniowe, które zaopatrywane są z systemu ciepłowniczego lub chłodniczego lub które posiadają własne wspólne systemy ogrzewania lub chłodzenia obsługujące takie budynki, państwa członkowskie mogą wprowadzić przejrzyste zasady podziału kosztów zużycia energii cieplnej lub ciepłej wody w takich budynkach, aby zapewnić przejrzystość i dokładność rozliczania indywidualnego zużycia. W stosownych przypadkach zasady takie obejmują wytyczne w sprawie sposobu podziału kosztów energii cieplnej lub ciepłej wody, jak następuje:

- a) ciepła woda na potrzeby bytowe,
- b) straty energii cieplnej w instalacji w budynku oraz energia cieplna do celów ogrzewania powierzchni wspólnych (jeżeli klatki schodowe i korytarze są wyposażone w grzejniki),
- c) energia cieplna do celów ogrzewania mieszkań.

Odnośnie powyższych wytycznych Minister Energii wydał nowe rozporządzenie z 22 września 2017 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło¹⁴¹⁾. Zmieniono brzmienie § 7 rozporządzenia taryfowego dla ciepła poprzez wykreślenie możliwości rozliczania dostawy ciepła z lokalnego źródła ciepła, które nie jest wyposażone w układ pomiarowo-rozliczeniowy na podstawie stawek opłaty miesięcznej i sezonowej wyrażonych w złotych za MW mocy zamówionej lub w złotych za metr kwadratowy powierzchni lokali (§ 7 ust. 6).

Możliwość rozliczania dostawy ciepła z lokalnych źródeł ciepła nie wyposażonych w układ pomiarowo-rozliczeniowy na podstawie stawek opłat wyrażonych w złotych za MW mocy zamówionej lub w złotych za metr kwadratowy powierzchni lokali pozostawiono w § 21 ust. 3, jednak w przepisach przejściowych uwzględniono możliwość stosowania stawek opłat bazujących wyłącznie na podstawie mocy zamówionej w okresie pięciu lat od dnia wejścia w życie rozporządzenia (§ 47).

¹⁴¹⁾ Dz. U. z 2017 r. poz. 1988.

Uszczegółowiając zapis art. 45 ust. 1e ustawy – Prawo energetyczne, w rozporządzeniu zmodyfikowano przepis § 15, który stanowi, że koszty uzasadnione realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 10 ust. 1 ustawy o efektywności energetycznej, uwzględnia się w kalkulacji cen i stawek opłat ustalanych w taryfie przedsiębiorstwa energetycznego realizującego te obowiązki, przyjmując, że każda jednostka ciepła sprzedawana przez to przedsiębiorstwo odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci jest w tej samej wysokości obciążona tymi kosztami.

Dodatkowo, co istotne, zmieniły się zapisy dotyczące zwrotu z kapitału (§ 26), które m.in.:

- wskazały fakultatywność uwzględnienia zwrotu z kapitału w taryfach dla ciepła, a nie jak dotychczas obligatoryjność,
- zredukowały wartość regulacyjną aktywów o planowane aktywa przedsiębiorstwa energetycznego w okresie obowiązywania taryfy,
- wskazały nowy sposób ustalania stopy wolnej od ryzyka na dany rok taryfowy.

Należy także zwrócić uwagę na zliberalizowanie przepisów dotyczących uproszczonego sposobu kształtowania taryf dla ciepła wytworzonego w kogeneracji (§ 13), głównie poprzez zapis dotyczący maksymalnej zmiany planowanych przychodów zawarty w ust. 7, który stanowi, że: „w przypadku gdy wartość wskaźnika wzrostu przychodów, o którym mowa w ust. 6, będzie niższa od zera, przyjmuje się wartość tego wskaźnika równą zero”.

Prezes URE negatywnie opiniował taki zapis już na początku procesu uzgadniania nowego rozporządzenia taryfowego dla ciepła i wydawało się, że to zagadnienie zostało ustalone. Jednak w fazie dalszych prac legislacyjnych przepis został uwzględniony, a na tym etapie Prezes URE nie miał możliwości odniesienia się do niego.

Negatywna opinia Prezesa URE dotycząca omawianego zapisu wynika z faktu, że średnia cena sprzedaży ciepła, na podstawie której oblicza się cenę referencyjną będącą podstawą kształtowania taryfy dla ciepła z kogeneracji oraz maksymalną zmianę planowanego przychodu wynika ze średnich cen sprzedaży ciepła wytworzonego w należących do przedsiębiorstw posiadających koncesje jednostkach wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji. Ceny ciepła dla tych jednostek kształtowane są na podstawie kosztów, a w szczególności na podstawie kosztów paliwa, którego zmiany powinny również odzwierciedlać planowane przychody uwzględniane w taryfach uproszczonych. Jeżeli cena paliwa będzie spadać (co np. miało miejsce w 2016 r.), naturalnym jest spadek cen ciepła wytwarzanego z taniejącego paliwa, ale również naturalnym powinien być spadek cen ciepła ustalony w taryfie metodą uproszczoną. W przeciwnym razie – co umożliwiłaby cytowany przepis – przedsiębiorstwa korzystające z uproszczonego sposobu kształtowania taryfy dla ciepła będą osiągać dodatkowe przychody ze sprzedaży ciepła, nie mające uzasadnienia w kontekście zmian cen ciepła w jednostkach wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji, a co za tym idzie interes odbiorców zaopatrywanych z elektrociepłowni nie będzie w odpowiednim stopniu zrównoważony z interesem przedsiębiorstwa.

CZĘŚĆ VI.

System wsparcia odnawialnych źródeł energii, kogeneracji i efektywności energetycznej

1. Zmiany systemu wsparcia OZE – sytuacja ogólna

25 września 2017 r. weszły w życie regulacje ustawy z 20 lipca 2017 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii¹⁴²⁾, skutkujące zmianą sposobu obliczania jednostkowej opłaty zastępczej. Została ona powiązana z uśrednionymi rynkowymi cenami praw majątkowych, wynikającymi ze świadectw pochodzenia, publikowanymi corocznie przez podmiot, o którym mowa w art. 64 ust. 1 ustawy OZE – obecnie TGE S.A., zgodnie z art. 47 ust. 3 pkt 2 tej ustawy.

W świetle znowelizowanego brzmienia art. 56 ust. 1 ustawy OZE, jednostkowa opłata zastępcza dla świadectw pochodzenia „zielonych”¹⁴³⁾ (Ozjo) wynosi 125% rocznej ceny średnioważonej praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia innych niż wydanych dla energii elektrycznej z biogazu rolniczego wytworzonej od dnia wejścia w życie rozdziału 4 ustawy OZE, publikowanej zgodnie z art. 47 ust. 3 pkt 2 tej ustawy, jednakże nie więcej niż 300,03 zł za 1 MWh.

Jednostkowa opłata zastępcza dla świadectw pochodzenia „błękitnych”¹⁴⁴⁾ (Ozjb) wynosi 125% rocznej ceny średnioważonej praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia wydanych dla energii elektrycznej z biogazu rolniczego wytworzonej od dnia wejścia w życie rozdziału 4 ustawy OZE, publikowanej zgodnie z art. 47 ust. 3 pkt 2 ustawy OZE, jednakże nie więcej niż 300,03 zł za 1 MWh.

Jak wynika z uzasadnienia do omawianej zmiany przepisów ustawy OZE, założeniem ustawodawcy było wprowadzenie rozwiązania ułatwiającego zrównoważony rozwój kraju poprzez zmianę wysokości jednostkowej opłaty zastępczej, będącej elementem pozwalającym na uelastycznienie rynku zielonych certyfikatów oraz w perspektywie długoterminowej – zmniejszenie ich nadpodaży. Już przed wejściem w życie znowelizowanego art. 56 ustawy OZE, brzmienie tego przepisu wywołało u jego adresatów wiele problemów związanych z wykładnią jego treści. W konsekwencji Prezes URE wychodząc naprzeciw zapotrzebowaniu przedsiębiorców, a także mając na uwadze konieczność sprawnej realizacji obowiązków regulacyjnych w zakresie wspierania OZE, prowadził korespondencję z Ministerstwem Energii, wskazując na konieczność usunięcia wątpliwości interpretacyjnych, w tym nawet poprzez kolejną nowelizację ustawy OZE.

Zgodnie z art. 47 ust. 2 ustawy OZE, podmiot, o którym mowa w art. 52 ust. 2 ustawy OZE (przedsiębiorstwo energetyczne, odbiorca końcowy, odbiorca przemysłowy oraz towarowy dom maklerski lub dom maklerski), obowiązany jest do wykonania obowiązku określonego w art. 52 ust. 1 pkt 1 ustawy OZE – tj. do uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectwa pochodzenia lub świadectwa pochodzenia biogazu rolniczego, w przypadku, gdy którakolwiek z średnioważonych cen praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia lub świadectw pochodzenia biogazu rolniczego będzie niższa od wartości jednostkowej opłaty zastępczej określonej w art. 56 ustawy OZE.

¹⁴²⁾ Dz. U. z 2017 r. poz. 1593.

¹⁴³⁾ Świadectwa pochodzenia potwierdzające wytworzenie energii elektrycznej z biogazu rolniczego przed dniem wejścia w życie rozdziału 4 ustawy OZE lub innych niż biogaz rolniczy odnawialnych źródeł energii (por. art. 59 pkt 1 ustawy OZE).

¹⁴⁴⁾ Świadectwa pochodzenia potwierdzające wytworzenie energii elektrycznej z biogazu rolniczego od dnia wejścia w życie rozdziału 4 ustawy OZE (por. art. 59 pkt 2 ustawy OZE).

W pierwszej połowie 2017 r. rozpoczęto prace w zakresie kolejnej nowelizacji ustawy OZE, które zaowocowały projektem ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw¹⁴⁵⁾. W rezultacie, w trakcie 2017 r. przeprowadzony został proces uzgodnień międzyresortowych, w którym znaczący udział brał również Prezes URE, przedstawiając szereg uwag do projektu¹⁴⁶⁾. Spośród 162 uwag zgłoszonych przez wszystkie organy administracji, 95 uwag pochodziło od Prezesa URE, zarówno o charakterze ogólnym, jak i szczegółowym (do poszczególnych jednostek redakcyjnych projektu). Syntetycznie ustosunkowano się do uwag zgłoszonych przez Prezesa URE, co w istocie stanowiło zakończenie udziału regulatora w rządowym procesie legislacyjnym dotyczącym omawianego projektu ustawy w 2017 r. Dalszy ciąg prac legislacyjnych miał miejsce w 2018 r.

Jak wynika z uzasadnienia projektu, jego celem jest przede wszystkim zapewnienie pełnej zgodności przepisów ustawy OZE z przepisami pomocowymi, do czego strona polska zobowiązała się wobec Komisji Europejskiej w procedurze notyfikacyjnej w sprawie SA.43697 (2015/N) – *Polski system wspierania rozwoju OZE oraz zwolnienie dla energochłonnych użytkowników*. Potrzeba wprowadzenia niezbędnych zmian wynikała również z konieczności dostosowania przepisów ustawy OZE do zmieniających się uwarunkowań rynkowych i gospodarczych, w tym wpisujących się w Strategię na rzecz odpowiedzialnego rozwoju.

W ocenie projektodawcy przedstawione zmiany miały także na celu dostosowanie przepisów ustawy OZE do wymogów określonych w Wytycznych w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska i cele związane z energią w latach 2014-2020¹⁴⁷⁾, które dopuszczają, jako zgodne z zasadami wspólnego rynku, instrumenty rynkowe, takie jak aukcje czy procedury przetargowe zgodne z zasadami konkurencji otwarte dla wszystkich producentów wytwarzających energię elektryczną z OZE, konkurujących ze sobą na równych warunkach, które powinny zasadniczo zapewnić ograniczenie dotacji do minimum. Uzasadnienie dla zmian opierało się również na postanowieniach rozporządzenia Komisji (UE) Nr 651/2014 z 17 czerwca 2014 r. Rozporządzenie to uznając niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu¹⁴⁸⁾, w myśl którego pomoc przyznaje się w drodze procedury przetargowej zgodnej z zasadami konkurencji oraz opartej na jasnych, przejrzystych i niedyskryminacyjnych kryteriach, która jest otwarta dla wszystkich wytwórców produkujących energię elektryczną ze źródeł odnawialnych w sposób niedyskryminacyjny. Ponadto przyjęcie przepisów projektu w zamyśle prawodawcy miało na celu umożliwienie usunięcia wątpliwości interpretacyjnych prawnych i redakcyjnych w różnych obszarach ustawy OZE.

Prezes URE zgłaszając uwagi do projektu ustawy, wskazał na szereg mankamentów zawartych w jego poszczególnych uregulowaniach. Jednocześnie Prezes URE rekomendował, aby aukcje na sprzedaż energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii planowane na 2017 r., przeprowadzone zostały na dotychczasowych zasadach. Jak wskazano niżej w rozdziale 8 *Aukcje na sprzedaż energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii*, będący już w toku proces przeprowadzania aukcji w 2017 r., stanowiący swego rodzaju kontynuację aukcji przeprowadzonych w 2016 r. został w rezultacie wstrzymany przez prawodawcę 29 września 2017 r. poprzez wydanie i opublikowanie w trybie pilnym stosownych zmian rozporządzeń Rady Ministrów upoważniających Prezesa URE do przeprowadzenia procesu aukcyjnego w 2017 r. Uzasadnieniem dla wstrzymania aukcyjnego systemu wsparcia w ocenie prawodawcy była konieczność uzyskania decyzji Komisji Europejskiej zatwierdzającej program pomocy SA.43697 oraz konieczność dokończenia procesu legislacyjnego zmiany ustawy OZE. W rezultacie spowodowało to dalszą stagnację rozwoju odnawialnych źródeł energii¹⁴⁹⁾.

¹⁴⁵⁾ Nr projektu: UC 27.

¹⁴⁶⁾ <https://legislacja.rcl.gov.pl/docs//2/12299905/12442263/12442266/dokument303254.pdf>

¹⁴⁷⁾ Dz. Urz. UE seria C, Nr 200 z 28.06.2014, s. 1.

¹⁴⁸⁾ Tekst mający znaczenie dla EOG, Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej z 26 czerwca 2014 r. (Dz. Urz. UE L 187 z 26.06.2014, s. 1) (GBER).

¹⁴⁹⁾ Por. dane zawarte w Części II Sprawozdania, rozdział 3: *Regulowanie działalności przedsiębiorstw energetycznych*.

2. Wydawanie i umarzanie świadectw pochodzenia, świadectw pochodzenia biogazu rolniczego oraz świadectw pochodzenia z kogeneracji. Wydawanie gwarancji pochodzenia

W 2017 r. Prezes URE wydał 24 531 świadectw pochodzenia OZE na łączny wolumen 24 522 321,210 MWh (za produkcję w 2014 r., 2015 r., 2016 r. i 2017 r.) oraz 2 025 świadectw CHP na łączny wolumen 23 954 320,201 MWh (za produkcję w 2016 r. i 2017 r.). Ponadto Prezes URE wydał 1 731 gwarancji pochodzenia.

Biorąc pod uwagę złożone wnioski o wydanie świadectw pochodzenia, gwarancji pochodzenia i świadectw pochodzenia z kogeneracji, Prezes URE w 27 przypadkach wydał postanowienia o odmowie ich wydania: 15 świadectw pochodzenia OZE, 8 świadectw pochodzenia CHP oraz 4 gwarancje pochodzenia. Przyczyną odmowy było: uchybienie przez wnioskodawców terminom przedłożenia operatorowi systemu elektroenergetycznego wniosków o wydanie świadectw/gwarancji¹⁵⁰⁾, nieudokumentowanie daty rozpoczęcia rozruchu technologicznego¹⁵¹⁾, a także niespełnienie innych wymogów wynikających 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 energii¹⁵²⁾, czy też z rozporządzenia Ministra Gospodarki z 10 grudnia 2014 r. w sprawie sposobu obliczania danych podanych we wniosku o wydanie świadectwa pochodzenia z kogeneracji oraz szczegółowego zakresu obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji¹⁵³⁾.

Tabela 50. Świadectwa pochodzenia wydane w 2017 r. (za produkcję w 2014 r. 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*	-	-	1 710,606	3
Instalacje wykorzystujące biomasę	4 500,453	2	14 885,001	2
Instalacje wykorzystujące energię promieniowania słonecznego	-	-	272,878	17
Instalacje wykorzystujące energię wiatru	-	-	21 333,458	10
Instalacje wykorzystujące hydroenergię	237,734	5	799,313	13
Instalacje wykorzystujące technologię współspalania biomasy, biopłynów, biogazu lub biogazu rolniczego z innymi paliwami	-	-		
łącznie	4 738,187	7	39 001,256	45

* W tym instalacje wykorzystujące biogaz rolniczy.

Źródło: URE.

¹⁵⁰⁾ 45 dni od dnia zakończenia okresu wytworzenia danej ilości energii elektrycznej objętej wnioskiem o wydanie SP OZE (art. 9e ust. 4b ustawy – Prawo energetyczne, art. 45 ust. 4 ustawy OZE) i odpowiednio do 14 dnia następnego miesiąca po zakończeniu okresu wytworzenia energii elektrycznej objętej wnioskiem o wydanie SP 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 wytworzenia danej ilości energii elektrycznej objętej tym wnioskiem (art. 121 ust. 2 ustawy OZE).

¹⁵¹⁾ 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.

¹⁵²⁾ Dz. U. z 2012 r. poz. 1229 z późn. zm.

¹⁵³⁾ Dz. U. z 2014 r. poz. 1940.

Tabela 51. Świadczenia pochodzenia wydane w 2017 r. (za produkcję w 2016 r.¹⁵⁴ i 2017 r.) w rozbiu na poszczególne technologie wytwarzania wraz z wolumenem energii

Rodzaj OZE	Okres wytwarzania 1 stycznia 2016 r. – 31 grudnia 2016 r.		Okres wytwarzania 1 stycznia 2017 r. – 31 grudnia 2017 r.	
	ilość energii [MWh]	liczba SP [szt.]	ilość energii [MWh]	liczba SP [szt.]
Instalacje wykorzystujące biogaz*	396 471,344	942	792 820,012	1 877
Instalacje wykorzystujące biomasę	2 061 573,989	103	2 136 742,654	101
Instalacje wykorzystujące energię promieniowania słonecznego	42 729,592	838	58 468,649	908
Instalacje wykorzystujące energię wiatru	5 580 282,357	4 656	11 180 002,607	9 151
Instalacje wykorzystujące hydroenergię	333 148,185	2 277	583 431,557	3 559
Instalacje wykorzystujące technologię współspalania biomasy, biopłynów, biogazu lub biogazu rolniczego z innymi paliwami	589 146,654	35	723 764,167	32
łącznie	9 003 352,121	8 851	15 475 229,646	15 628

* W tym instalacje wykorzystujące biogaz rolniczy.

Źródło: URE.

Tabela 52. Gwarancje pochodzenia wydane w 2017 r. w rozbiu na poszczególne technologie wytwarzania wraz z wolumenem energii (za produkcję w 2016 r.¹⁵⁵ i 2017 r.)

Rodzaj OZE	Okres wytwarzania 1 stycznia 2016 r. – 31 grudnia 2016 r.		Okres wytwarzania 1 stycznia 2017 r. – 31 grudnia 2017 r.	
	ilość energii [MWh]	liczba GP [szt.]	ilość energii [MWh]	liczba GP [szt.]
Instalacje wykorzystujące biogaz*	120 546	68	75 075	105
Instalacje wykorzystujące biomasę	1 659 615	6	2 918	1
Instalacje wykorzystujące energię promieniowania słonecznego	3 989	22	773	7
Instalacje wykorzystujące energię wiatru	5 321 326	449	4 418 511	898
Instalacje wykorzystujące hydroenergię	495 699	86	258 421	88
Instalacje wykorzystujące technologię współspalania biomasy, biopłynów, biogazu lub biogazu rolniczego z innymi paliwami	191 976	1	-	-
łącznie	7 793 151	632	4 755 698	1 099

* W tym instalacje wykorzystujące biogaz rolniczy.

Źródło: URE.

¹⁵⁴ Zgodnie z art. 45 ust 4 ustawy OZE, 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 2016 r. mogły być składane do 14 lutego 2017 r.

¹⁵⁵ Zgodnie z art. 121 ust. 2 ustawy OZE, wniosek należy przedłożyć w terminie 30 dni od dnia zakończenia wytworzenia danej ilości energii elektrycznej objętej tym wnioskiem, co powoduje, że wnioski o wydanie gwarancji dotyczące okresu wytwarzania 2016 r. mogły być składane do 30 stycznia 2017 r.

Tabela 53. Świadczenia pochodzenia z kogeneracji wydane w 2017 r. (za produkcję w 2016 r. i 2017 r.) w rozbiu na poszczególne rodzaje jednostek kogeneracji wraz z wolumenem energii

Rodzaje jednostek kogeneracji	Okres wytwarzania 1 stycznia 2016 r. – 31 grudnia 2016 r.		Okres wytwarzania 1 stycznia 2017 r. – 31 grudnia 2017 r.	
	ilość energii [MWh]	liczba SP CHP [szt.]	ilość energii [MWh]	liczba SP CHP [szt.]
Opalana paliwami gazowymi lub o łącznej mocy elektrycznej zainstalowanej < 1 MW (CHP1)	1 609 590,979	375	4 086 530,499	1 127
Opalana metanem uwalnianym i ujmowanym przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego lub gazem uzyskiwanym z przetwarzania biomasy (CHP3)	162 005,116	50	265 904,966	84
O łącznej mocy elektrycznej zainstalowanej ≥ 1 MW, nieopalana paliwami wskazanymi wyżej (CHP2)	7 928 653,447	151	9 901 635,194	238

Źródło: URE.

W 2017 r. odbiorcy przemysłowi, przedsiębiorstwa energetyczne, odbiorcy końcowi oraz towarowe domy maklerskie lub domy maklerskie, w celu wywiązania się za rok 2016 i 2017 z obowiązków umorzenia świadectw pochodzenia, świadectw pochodzenia biogazu rolniczego i świadectw pochodzenia z kogeneracji względnie uiszczenia opłaty zastępczej, występowały do Prezesa URE z wnioskami o umorzenie tych świadectw.

W omawianym okresie Prezes URE wydał 1 289 decyzji umarzających świadectwa OZE na łączną ilość 27 154 140,630 MWh energii elektrycznej. Ponadto wydano 478 decyzji umarzających świadectwa pochodzenia z kogeneracji na łączną ilość 30 330 917,827 MWh. W przypadku świadectw pochodzenia z kogeneracji wszystkie wnioski o umorzenie zostały rozpatrzone pozytywnie. W 3 przypadkach Prezes URE wydał decyzje o odmowie umorzenia świadectw OZE. Decyzje o odmowie umorzenia świadectw pochodzenia zostały wydane z uwagi na złożenie przez podmioty zobowiązane wniosków o umorzenie tych świadectw po terminie umożliwiającym Prezesowi URE wydanie decyzji w przedmiocie umorzenia świadectw.

Ponadto Prezes URE wydał 56 decyzji umarzających świadectwa pochodzenia z kogeneracji tzw. „korekcyjnych” na łączny wolumen 81 182,491 MWh. Wynika to z faktu wystąpienia 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 54. Wolumen energii elektrycznej wynikający z umorzonych SP OZE w 2017 r.

Realizacji obowiązku za rok	Wolumen energii wynikający z umorzonych SP OZE [MWh]		
	„zielonych”	„błękitnych”	„zielonych” i „błękitnych” razem
2016	17 471 332,311	368 999,758	17 840 332,069
2017	9 232 111,625	81 696,936	9 313 808,561
łącznie	26 703 443,936	450 696,694	27 154 140,630

Źródło: URE.

Tabela 55. Wolumen energii elektrycznej wynikający z umorzonych w 2017 r. świadectw pochodzenia z kogeneracji, w celu realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 9a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne za rok 2016 i 2017

Rodzaj jednostki kogeneracji	Wolumen energii wynikający z umorzonych SP CHP [MWh]*
ROK 2016	
CHP1	5 239 948,348
CHP2	21 231 842,844
CHP3	401 987,674
łącznie	26 873 778,866
ROK 2017	
CHP1	992 854,730
CHP2	2 460 751,714
CHP3	3 532,517
łącznie	3 457 138,961

* Z wyłączeniem umorzeń „korekcyjnych”.

CHP1 – jednostki kogeneracji opalane paliwami gazowymi lub o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej źródła poniżej 1 MW (tzw. jednostki żółte).

CHP2 – jednostki kogeneracji inne niż CHP1 i CHP3 (tzw. jednostki czerwone).

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 (tzw. jednostki fioletowe).

Źródło: URE.

3. Kontrola realizacji obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, świadectw pochodzenia biogazu rolniczego oraz świadectw pochodzenia z kogeneracji lub uiszczania opłat zastępczych

Obowiązek CHP

Zgodnie z art. 9a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne (w brzmieniu obowiązującym od 4 kwietnia 2015 r.) odbiorca przemysłowy, przedsiębiorstwo energetyczne, odbiorca końcowy oraz towarowy dom maklerski lub dom maklerski, o których mowa w ust. 2, w zakresie określonym w ust. 11, są obowiązani uzyskać i przedstawić do umorzenia Prezesowi URE świadectwo pochodzenia z kogeneracji, o którym mowa w art. 9l ust. 1 lub uiścić opłatę zastępczą, w terminie określonym w ust. 15 (dalej: „obowiązek CHP”).

Powyższy obowiązek wykonują:

- odbiorca przemysłowy, który w roku kalendarzowym poprzedzającym rok realizacji tego obowiązku zużył nie mniej niż 100 GWh energii elektrycznej oraz złożył stosowne oświadczenie,
- przedsiębiorstwo 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 ppkt a),
- odbiorca końcowy (inny niż odbiorca przemysłowy, o którym mowa w ppkt a) będący członkiem giełdy lub członkiem rynku organizowanego przez podmiot prowadzący na terytorium RP rynek regulowany – w odniesieniu do transakcji zawieranych we własnym imieniu,
- towarowy dom maklerski lub dom maklerski, w odniesieniu do transakcji zawieranych na zlecenie odbiorców końcowych (innych niż odbiorcy przemysłowi, o których mowa w ppkt a) na giełdzie towarowej lub na rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium RP rynek regulowany,

e) odbiorca końcowy (inny niż odbiorca przemysłowy, o którym mowa w ppkt a) będący członkiem giełdowej izby rozrachunkowej, w odniesieniu do transakcji zawieranych przez niego poza giełdą towarową lub rynkiem, będących przedmiotem rozliczeń prowadzonych w ramach tej izby.

Biorąc pod uwagę, że termin realizacji przez podmioty zobowiązane obowiązku CHP upływa 30 czerwca każdego roku, za poprzedni rok kalendarzowy, Prezes URE w 2017 r. kontynuował kontrolę realizacji obowiązku CHP za lata 2013 i 2014 (nałożonego poprzez art. 9a ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne – w brzmieniu obowiązującym do 3 kwietnia 2015 r. – na podmioty wymienione w ust. 1a tego przepisu) oraz zgromadził dane niezbędne do przeprowadzenia analizy jego realizacji za rok 2015. Według stanu na 31 grudnia 2017 r., poziom realizacji obowiązku CHP przez podmioty zobowiązane (z uwzględnieniem odbiorców przemysłowych realizujących od 11 września 2013 r. samodzielnie przedmiotowe obowiązki) przedstawia się następująco:

Tabela 56. Realizacja obowiązku CHP w latach 2013-2016

Rodzaj jednostki kogeneracji	Sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców końcowych [MWh]	Ilość energii elektrycznej wynikająca z umorzonych ŚP [MWh]	Wielkość uiszczonej opłaty zastępczej [zł]	Ilość energii wynikająca z wniesionych opłat zastępczych [MWh]	Poziom realizacji obowiązku [%]	Wymagany poziom realizacji obowiązku [%]
Rok 2013						
CHP3	124 280 644,996	536 908,292	48 363 287,48	806 054,791	1,08	0,90
Rok 2014						
CHP1*	89 379 340,549	2 196 050,770	117 880 166,18	1 071 637,874	3,66	3,90
CHP2*	89 379 340,549	10 605 668,437	97 048 452,90	8 822 586,627	21,74	23,20
CHP3	124 369 796,898	611 514,017	48 239 893,21	762 565,495	1,10	1,10
Rok 2015						
CHP1**	126 500 000,000	4 602 096,014	199 943 455,26	1 643 866,277	4,94	4,90
CHP2**	126 500 000,000	21 021 551,360	95 734 244,60	8 703 113,145	23,50	23,20
CHP3**	126 500 000,000	416 242,089	79 158 092,40	1 251 313,506	1,32	1,30
Rok 2016						
CHP1**	130 300 000,000	5 239 948,348	322 173 480,62	2 577 387,845	6,00	6,00
CHP2**	130 300 000,000	21 231 842,844	97 242 724,91	8 840 247,719	23,08	23,20
CHP3**	130 300 000,000	401 987,674	97 780 451,39	1 552 070,657	1,50	1,50

* Obowiązek został przywrócony 30 kwietnia 2014 r. (ustawa z 14 marca 2014 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, Dz. U. z 2014 r. poz. 490).

** Dane dot. sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych – wielkość szacowana, wielkość uiszczonej opłaty w trakcie weryfikacji – wielkość może ulec zmianie.

Źródło: URE.

W związku z powyższą kontrolą Prezes URE w 2017 r. prowadził postępowania administracyjne w przedmiocie wymierzenia kar pieniężnych z tytułu niezrealizowania obowiązku CHP na wymaganym poziomie oraz obowiązku wynikającego z art. 28 ustawy – Prawo energetyczne (tj. obowiązku przedstawienia Prezesowi URE – na jego żądanie – dokumentów lub informacji mających znaczenie dla oceny wykonania obowiązku CHP i OZE). Zestawienie zakończonych w 2017 r. postępowań przedstawiono w poniższej tabeli.

Tabela 57. Zestawienie zakończonych w 2017 r. postępowań w ramach kontroli realizacji obowiązku CHP oraz obowiązku wynikającego z art. 28 ustawy – Prawo energetyczne

Obowiązek	Liczba decyzji umarzających postępowanie	Liczba decyzji o odstąpieniu od wymierzenia kary	Liczba decyzji o nałożeniu kary pieniężnej	Łączna wysokość nałożonych kar pieniężnych [zł]
CHP	1	0	7	28 937,38
art. 28	5	1	5	10 000,00
łącznie	6	1	12	38 937,38

Źródło: URE.

Obowiązek OZE

Prezes URE w 2017 r. kontynuował również kontrolę realizacji obowiązku w zakresie umorzenia świadectw pochodzenia oraz świadectw pochodzenia biogazu rolniczego (dalej: „obowiązek OZE”), o którym mowa w art. 9a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne (w brzmieniu obowiązującym do 3 kwietnia 2015 r.) oraz w art. 188 ustawy OZE. Według stanu na 31 grudnia 2017 r., poziom realizacji obowiązku OZE przez podmioty zobowiązane (z uwzględnieniem odbiorców przemysłowych realizujących samodzielnie przedmiotowe obowiązki) kształtował się następująco:

Tabela 58. Realizacja obowiązku OZE w latach 2013-2016

Rok	Sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców końcowych [MWh]	Ilość energii elektrycznej wynikająca z umorzonych ŚP [MWh]	Wielkość uiszczonej opłaty zastępczej [zł]	Ilość energii wynikająca z wniesionych opłat zastępczych [MWh]	Poziom realizacji obowiązku [%]***	Wymagany poziom realizacji obowiązku [%]
2013	124 280 644,996	14 805 216,830	7 013 596,98	23 587,009	11,93	12,00
2014	124 369 796,898	16 218 638,973	5 879 903,22	19 597,718	13,06	13,00
2015*	126 500 000,000	16 769 346,426	3 579 285,87	11 929,760	-	14,00
I połowa 2016 r.**						
zielony*	64 150 000,000	8 897 431,907	799 685,42	2 665,352	-	15,00
II połowa 2016 r.**						
zielony*	64 150 000,000	8 573 900,404	0,00	0,000	-	14,35
błękitny*	64 150 000,000	368 999,758	0,00	0,000	-	0,65

* Dane dot. sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych – szacowana wielkość uiszczonej opłaty w trakcie weryfikacji – wielkość może ulec zmianie.

** Obowiązek został podzielony na półroczna ze względu na wejście w życie 1 lipca 2016 r. rozdziału 4 ustawy OZE.

*** Od 2015 r. nie jest podawany poziom realizacji obowiązku ze względu na posiadanie przez odbiorców przemysłowych ulg w realizacji obowiązku.

Źródło: URE.

Również w związku z powyższą kontrolą Prezes URE w 2017 r. prowadził postępowania administracyjne w przedmiocie wymierzenia kar pieniężnych z tytułu braku realizacji obowiązku OZE, których zestawienie przedstawiono w poniższej tabeli.

Tabela 59. Zestawienie prowadzonych i zakończonych w 2017 r. postępowań w ramach kontroli realizacji obowiązków OZE

Obowiązek	Liczba decyzji umarzających postępowanie	Liczba decyzji o odstąpieniu od wymierzenia kary	Liczba decyzji o nałożeniu kary pieniężnej	Łączna wysokość nałożonych kar pieniężnych [zł]
OZE	0	0	7	105 296,24

Źródło: URE.

4. Odbiorcy przemysłowi w systemie wsparcia OZE i kogeneracji

Ustawa OZE przewiduje system wsparcia dla odbiorców przemysłowych. W myśl art. 52 ust. 6 ustawy OZE przez odbiorcę przemysłowego rozumie się odbiorcę końcowego:

- 1) 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,
- 2) dla którego wartość współczynnika intensywności zużycia energii elektrycznej wynosi nie mniej niż 3%.

Stosownie zaś do art. 52 ust 3 ustawy OZE, przedsiębiorca zamierzający uzyskać status odbiorcy przemysłowego w systemie wsparcia OZE, zobowiązany jest w terminie do 30 listopada roku poprzedzającego rok realizacji obowiązku, złożyć Prezesowi URE oświadczenie potwierdzające:

- 1) wykonywanie działalności gospodarczej oznaczonej kodami PKD, o których mowa w art. 52 ust. 6 ustawy OZE,
- 2) ilość zużytej energii elektrycznej oraz ilość energii elektrycznej zakupionej na własny użytek w roku kalendarzowym poprzedzającym rok realizacji obowiązku,
- 3) wartość współczynnika intensywności zużycia energii elektrycznej,
- 4) ilość energii elektrycznej objętej obowiązkiem, o którym mowa w art. 52 ust. 1 ustawy OZE, oraz stanowiącej podstawę do obliczenia opłaty OZE, o której mowa w art. 96 ust. 1, wyrażoną w procentach,
- 5) opinię biegłego rewidenta potwierdzającą prawidłowość wyliczenia wartości współczynnika intensywności zużycia energii elektrycznej.

W konsekwencji, podmioty, które zamierzały skorzystać w 2018 r. z możliwości realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 52 ust. 1 ustawy OZE na zasadach określonych w art. 53 ust. 1 tej ustawy, przedłożyły Prezesowi URE informację oraz oświadczenie w terminie do 30 listopada 2017 r.

Uzyskanie statusu odbiorcy przemysłowego w systemie wsparcia OZE wiąże się z przyznaniem ulg w realizacji obowiązków określonych w ustawie OZE. Podmiot, który uzyskał wpis na liście odbiorców przemysłowych może korzystać z ulg określonych w art. 53 ust. 1 oraz art. 96 ust. 2 tejże ustawy tj. ulg w zakresie wysokości obowiązku umorzenia świadectw pochodzenia „zielonych”¹⁵⁶⁾ i „błękitnych”¹⁵⁷⁾ lub uiszczenia opłaty zastępczej oraz ulgi w zakresie opłaty OZE.

Posiadanie statusu odbiorcy przemysłowego zmniejsza podstawę do wyliczenia ww. obowiązków, która redukuje się odpowiednio do 80%, 60% lub 15% w stosunku do jej pierwotnej wartości. Wysokość należnej ulgi zależy od wartości współczynnika intensywności zużycia energii energetycznej, przez który – zgodnie z art. 53 ust. 2 ustawy OZE – rozumie się stosunek kosztów energii elektrycznej zużytej na własne potrzeby do wartości dodanej brutto obliczanej jako średnia arytmetyczna z trzech ostatnich lat poprzedzających rok realizacji obowiązku. Szczegółowe zasady obliczania tego współczynnika zostały określone w rozporządzeniu Ministra Energii z 9 grudnia 2016 r. w sprawie sposobu obliczania współczynnika intensywności zużycia energii elektrycznej przez odbiorcę przemysłowego¹⁵⁸⁾.

W związku z powyższym, Prezes URE opublikował Informację nr 76/2017 dla odbiorców przemysłowych zamierzających skorzystać w 2018 r. z ulg przewidzianych w art. 53 ust. 1 ustawy OZE. Informacja ta zawierała m.in. kalkulator umożliwiający wyliczenie współczynnika intensywności zużycia energii elektrycznej oraz wzory dokumentów.

¹⁵⁶⁾ Świadectwa pochodzenia potwierdzające wytworzenie energii elektrycznej z biogazu rolniczego przed dniem wejścia w życie rozdziału 4 ustawy OZE lub innych niż biogaz rolniczy odnawialnych źródeł energii (por. art. 59 pkt 1 ustawy OZE).

¹⁵⁷⁾ Świadectwa pochodzenia potwierdzające wytworzenie energii elektrycznej z biogazu rolniczego od dnia wejścia w życie rozdziału 4 ustawy OZE (por. art. 59 pkt 2 ustawy OZE).

¹⁵⁸⁾ Dz. U. z 2016 r. poz. 2054.

29 grudnia 2017 r. Prezes URE sporządził i opublikował w Biuletynie Informacji Publicznej URE Informację nr 87/2017 w sprawie wykazu odbiorców przemysłowych, którzy złożyli oświadczenie, o którym mowa w art. 52 ust. 3 ustawy OZE. Na wykazie tym znalazło się łącznie 316 podmiotów, z czego 44 to odbiorcy przemysłowi, o których mowa w art. 52 ust. 2 pkt 1 ustawy OZE¹⁵⁹).

Natomiast odbiorcy przemysłowi uczestniczący w 2016 r. w systemie wsparcia OZE, uwzględnieni w Informacji Prezesa URE (zaktualizowanej Informacją nr 10/2016) z 30 grudnia 2015 r. nr 49/2015 w sprawie wykazu odbiorców przemysłowych, którzy złożyli oświadczenie, o którym mowa w art. 52 ust. 3 ustawy OZE, byli zobowiązani – zgodnie z dyspozycją art. 54 oraz art. 188a ust. 4 ustawy OZE – do przekazania Prezesowi URE do 31 sierpnia 2017 r. informacji o ilości energii elektrycznej zakupionej na własny użytek w 2016 r., o spełnieniu warunków, o których mowa w art. 53 ust. 1 oraz w art. 188a ust. 3 ustawy OZE oraz o wykonaniu obowiązku, o którym mowa w art. 52 ust. 1 oraz w art. 188a ust. 1 ww. ustawy¹⁶⁰), a także oświadczeń o zgodności z prawdą przekazanych Prezesowi URE danych i spełnieniu warunków do korzystania z ulg w systemie wsparcia.

W związku z powyższym Prezes URE w 2017 r. przeprowadził kontrolę realizacji obowiązku złożenia przez odbiorców przemysłowych wymienionych powyżej informacji i oświadczeń oraz przeprowadził analizę przekazanych danych (w szczególności w aspekcie spełnienia warunków, o których mowa w art. 53 ust. 1 oraz w art. 188a ust. 3 ustawy OZE).

Zgodnie z dyspozycją art. 55 oraz art. 188a ust. 5 ustawy OZE, odbiorca przemysłowy, który nie przekazał Prezesowi URE w terminie informacji oraz oświadczenia, o których mowa w art. 54 oraz w art. 188a ust. 4 tej ustawy, podał w tej informacji nieprawdziwe lub wprowadzające w błąd dane lub skorzystał z uprawnień, o których mowa w art. 53 ust. 1, art. 96 ust. 1 oraz art. 188a ust. 3 ustawy OZE, nie spełniając określonych w tych przepisach warunków, nie może skorzystać z uprawnień, o których mowa w art. 53 ust. 1 oraz w art. 96 ust. 2 ustawy OZE, w latach 2017-2021.

W wyniku przeprowadzonej w 2017 r. kontroli realizacji wykonania obowiązku przez odbiorców przemysłowych w ww. zakresie, Prezes URE wszczął 99 postępowań administracyjnych w związku z ujawnionymi naruszeniami powołanych wyżej przepisów. 73 spośród wszczętych postępowań zakończyło się wydaniem decyzji potwierdzających brak możliwości skorzystania z uprawnień, o których mowa w art. 53 ust. 1 oraz w art. 96 ust. 2 ustawy OZE, zaś 26 postępowań zostało umorzonych m.in. z uwagi na uprzednie wydanie decyzji potwierdzających brak możliwości skorzystania z omawianych uprawnień, wobec naruszeń omawianych przepisów w odniesieniu do 2015 r., jako roku realizacji obowiązków.

Mając na uwadze wydanie ww. decyzji administracyjnych Prezes URE sporządził i opublikował 29 grudnia 2017 r. w Biuletynie Informacji Publicznej URE Informację nr 86/2017 przedstawiającą wykaz podmiotów objętych sankcją określoną w art. 55 oraz art. 188a ust. 5 ustawy OZE, tj. tych, które w latach 2017-2021 nie mogą korzystać z ulg przewidzianych dla odbiorców przemysłowych.

Należy przy tym wskazać, że z początkiem 2017 r. Prezes URE przeprowadził również 60 postępowań administracyjnych w związku z kontrolą realizacji obowiązku złożenia przez odbiorców przemysłowych informacji i oświadczeń dotyczących 2015 r. jako roku realizacji obowiązku, które powinny zostać przekazane do urzędu do 31 sierpnia 2016 r. Wszystkie ww. postępowania zakończyły się wydaniem decyzji stwierdzających brak możliwości skorzystania z uprawnień, o których mowa w art. 53 ust. 1 oraz w art. 96 ust. 2 ustawy OZE. W związku z powyższym Prezes URE sporządził i opublikował 20 lutego 2017 r. w Biuletynie Informacji Publicznej URE Informację nr 12/2017 (zaktualizowaną następnie Informacjami nr 15/2017 i nr 26/2017) przedstawiającą wykaz podmiotów objętych sankcją określoną w art. 188 ust. 15 ustawy OZE.

¹⁵⁹) Odbiorcy przemysłowi, którzy w roku kalendarzowym poprzedzającym rok realizacji obowiązku zużyli nie mniej niż 100 GWh energii elektrycznej i złożyli oświadczenie, o którym mowa w art. 52 ust. 3 ustawy OZE.

¹⁶⁰) Ostatnia informacja dotycząca odbiorców przemysłowych, o których mowa w przypisie wyżej.

System wsparcia kogeneracji

Zgodnie z art. 9a ust. 2 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne (w brzmieniu obowiązującym od 4 kwietnia 2015 r.) obowiązek CHP realizuje odbiorca przemysłowy¹⁶¹, który w roku kalendarzowym poprzedzającym rok realizacji tego obowiązku zużył nie mniej niż 100 GWh energii elektrycznej oraz złożył stosowne oświadczenie. Zatem podmiot spełniający definicję odbiorcy przemysłowego, który zamierzał skorzystać z możliwości samodzielnej realizacji obowiązku CHP w 2017 r. był zobowiązany złożyć do Prezesa URE w terminie do 30 listopada 2016 r. informacje i oświadczenie, o których mowa powyżej. Wykaz tych odbiorców przemysłowych (tj. odbiorców, którzy złożyli ww. oświadczenia a zatem byli uprawnieni do realizacji w 2017 r. obowiązku CHP w sposób wskazany w art. 9a ustawy – Prawo energetyczne) zawiera Informacja Prezesa URE nr 71/2016 z 28 grudnia 2016 r. Z kolei odbiorcy przemysłowi uprawnieni do samodzielnej realizacji obowiązku CHP w 2018 r., zostali uwzględnieni w Informacji Prezesa URE nr 83/2017 z 29 grudnia 2017 r.

Celem umożliwienia Prezesowi URE przeprowadzenia kontroli realizacji przez odbiorców przemysłowych obowiązku CHP oraz wstępnej analizy, czy dany podmiot był uprawniony do skorzystania z możliwości realizacji tego obowiązku w sposób wskazany w art. 9a ustawy – Prawo energetyczne, ustawodawca zobowiązał odbiorców przemysłowych (uwzględnionych w wykazach publikowanych przez Prezesa URE) do przedkładania w terminie do 31 sierpnia roku następującego po roku realizacji obowiązku informacji o wysokości wykonanego obowiązku, o którym mowa w art. 9a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, ilości zakupionej energii elektrycznej na własny użytek w roku realizacji obowiązku, a także do złożenia oświadczenia o określonej w tym przepisie treści (art. 9a ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne). Jednocześnie wprowadzono sankcję karną za nieprzekazanie w terminie informacji, o których mowa w art. 9a ust. 5 pkt 1 ww. ustawy (art. 56 ust. 1 pkt 34 ustawy – Prawo energetyczne).

W związku z powyższym odbiorcy przemysłowi ujęci w Informacji Prezesa URE nr 9/2016 z 17 marca 2016 r. (tj. odbiorcy przemysłowi realizujący samodzielnie obowiązek CHP za 2016 r.) zobowiązani byli do przekazania w terminie do 31 sierpnia 2017 r. powyższych informacji. Spośród 46 podmiotów zobowiązanych, 2 nie zrealizowały ww. obowiązku sprawozdawczego, w związku z powyższym Prezes URE wszczął wobec nich postępowanie w przedmiocie wymierzenia kary pieniężnej (na 31 grudnia 2017 r. postępowania te były w toku). W 2017 r. Prezes URE prowadził również postępowania w przedmiocie wymierzenia kary z tytułu niezrealizowania obowiązku sprawozdawczego za 2013 r. przez dwóch odbiorców przemysłowych (na 31 grudnia 2017 r. postępowania były w toku) oraz wymierzył dwie kary pieniężne w kwocie 10 000 zł każda z tytułu nieprzedstawienia w terminie do 31 sierpnia 2016 r. informacji, o których mowa w art. 9a ust. 5 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne – za rok 2015.

¹⁶¹ Zgodnie z art. 9a ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne przez odbiorcę przemysłowego rozumie się odbiorcę końcowego którego przeważającą działalnością gospodarczą jest działalność określona w PKD i oznaczona kodami wyszczególnionymi w tym przepisie.

5. Przetargi Prezesa URE na wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej. Podsumowanie

Przeprowadzenie piątego przetargu na wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej

Zgodnie z treścią art. 16 ust. 1 ustawy o efektywności energetycznej, która obowiązywała do 30 września 2016 r., Prezes URE co najmniej raz w roku ogłaszał, organizował i przeprowadzał przetarg, mający na celu dokonanie wyboru przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej, za które można uzyskać świadectwa efektywności energetycznej¹⁶²⁾.

Mając na uwadze powyższe, 21 września 2016 r. Prezes URE ogłosił piąty przetarg na wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej. W „Ogłoszeniu Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki Nr 1/2016 w sprawie przetargu na wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej, za które można uzyskać świadectwa efektywności energetycznej”, regulator 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 dotychczasowej ustawy o efektywności energetycznej, na poziomie:

- 1) 1 182 364,8 toe dla przedsięwzięć w zakresie zwiększenia oszczędności energii przez odbiorców końcowych,
- 2) 147 795,6 toe dla przedsięwzięć w zakresie zwiększenia oszczędności energii przez urządzenia potrzeb własnych,
- 3) 147 795,6 toe dla przedsięwzięć w zakresie zmniejszenia strat energii elektrycznej, ciepła lub gazu ziemnego w przesyłach lub dystrybucji.

Określając wartość świadectw efektywności energetycznej przewidzianych do wydania w piątym przetargu Prezes URE kierował się, w myśl art. 16 ust. 6 ww. 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 piątym przetargu mogły składać oferty przetargowe do 21 października 2016 r. Komisja przetargowa powołana przez Prezesa URE dokonała 21 listopada 2016 r. otwarcia ww. ofert przetargowych.

W odpowiedzi na ww. ogłoszenie Prezesa URE do urzędu wpłynęło 2 428 ofert przetargowych, przy czym 3 oferty zostały wycofane przed ich otwarciem.

Tabela 60. Zagregowane dane charakteryzujące oferty przetargowe skutecznie złożone w piątym przetargu na wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej

Lp.	Rodzaj danych	Dane
1	Liczba skutecznie złożonych ofert przetargowych po ich otwarciu [szt.]	2 425
3	Liczba ofert w kategorii 1 – zwiększenie oszczędności energii u odbiorców końcowych [szt.]	2 065
4	Liczba ofert w kategorii 2 – zwiększenie oszczędności energii przez urządzenia potrzeb własnych [szt.]	73
5	Liczba ofert w kategorii 3 – zmniejszenie strat energii elektrycznej, ciepła lub gazu ziemnego w przesyłach lub dystrybucji [szt.]	287
6	Poziom deklarowanej łącznej ilości energii zaoszczędzonej średnio w ciągu roku, tj. suma ze wszystkich skutecznie złożonych otwartych ofert przetargowych [toe/rok]	555 538,623
7	Przedział poziomu deklarowanej ilości energii zaoszczędzonej średnio w ciągu roku [toe/rok]	od 8,100 do 49 333,620
8	Poziom deklarowanej łącznej ilości energii zaoszczędzonej średnio w ciągu roku w kategorii 1 [toe/rok]	494 358,051
9	Poziom deklarowanej łącznej ilości energii zaoszczędzonej średnio w ciągu roku w kategorii 2 [toe/rok]	39 419,697

¹⁶²⁾ Pierwszy przetarg na wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej został ogłoszony 31 grudnia 2012 r., drugi – 27 grudnia 2013 r., trzeci – 19 grudnia 2014 r., natomiast czwarty przetarg – 28 stycznia 2016 r.

Lp.	Rodzaj danych	Dane
10	Poziom deklarowanej łącznej ilości energii zaoszczędzonej średnio w ciągu roku w kategorii 3 [toe/rok]	21 760,875
11	Łączna wartość świadectw efektywności energetycznej z ofert [toe]	1 108 916,519
12	Przedział wartości świadectw efektywności energetycznej z ofert [toe]	od 6,000 do 80 874,787
13	Łączna wartość świadectw efektywności energetycznej z ofert w kategorii 1 [toe]	994 352,394
14	Łączna wartość świadectw efektywności energetycznej z ofert w kategorii 2 [toe]	77 342,063
15	Łączna wartość świadectw efektywności energetycznej z ofert w kategorii 3 [toe]	37 222,062
16	Przedział wartości efektu energetycznego ω^* we wszystkich ofertach	od 0,157 do 1,330
17	Przedział wartości efektu energetycznego ω kategorii 1	od 0,200 do 1,330
18	Przedział wartości efektu energetycznego ω kategorii 2	od 0,339 do 1,219
19	Przedział wartości efektu energetycznego ω kategorii 3	od 0,157 do 1,150
20	Okres uzyskiwania oszczędności na podstawie wszystkich ofert (lata kalendarzowe)	od 2 lat do 67 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.

Podmiotami przystępującymi do piątego przetargu w szczególności były:

- 1) przedsiębiorstwa energetyczne ciepłownicze (zakres działalności: wytwarzanie ciepła, przesyłanie i dystrybucja ciepła, obrót ciepłem),
- 2) przedsiębiorstwa energetyczne elektroenergetyczne (zakres działalności: wytwarzanie energii elektrycznej, przesyłanie energii elektrycznej, dystrybucja energii elektrycznej),
- 3) spółdzielnie mieszkaniowe, wspólnoty mieszkaniowe,
- 4) przedsiębiorstwa przemysłowe (przemysł wydobywczy, spożywczy, hutniczy),
- 5) instytucje doradztwa energetycznego,
- 6) właściciele budynków biurowych,
- 7) firmy telekomunikacyjne,
- 8) gminy,
- 9) 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, niskoefektywnego ogrzewania mieszkań i budynków i zastąpienie ciepłem sieciowym pochodzącym z OZE lub kogeneracji;
 - likwidacja niskoefektywnych 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;
 - 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,
- 3) zakres przedsięwzięć w kategorii 3 – zmniejszenie strat energii elektrycznej, ciepła lub gazu ziemnego w przesyśle 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.

20 lipca 2017 r. komisja przetargowa powołana przez Prezesa URE rozstrzygnęła piąty przetarg na wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej. Wybrano 2 065 ofert przetargowych, natomiast 33 oferty nie zostały wybrane, gdyż zgodnie z deklaracją przetargową, zadeklarowano w nich wartość efektu energetycznego niezawierającą się w przedziale, o którym mowa w art. 20 ust. 1 ustawy. 137 ofert przetargowych zostało odrzuconych w związku z wystąpieniem przesłanek, o których mowa w § 10 ust. 3 rozporządzenia przetargowego¹⁶³⁾.

Wartość świadectw efektywności energetycznej, o które ubiegały się podmioty, które wygrały w tym przetargu, wyniosła 806 743,129 toe, co stanowi 54,585% 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 piątym przetargu, do wartości świadectw przewidzianych do wydania w każdej z kategorii ukształtowała się następująco:

- 1) 61,996% przypadło na kategorię przedsięwzięć w zakresie zwiększenia oszczędności energii przez odbiorców końcowych,
- 2) 27,597% przypadło na kategorię przedsięwzięć w zakresie zwiększenia oszczędności energii przez urządzenia potrzeb własnych,
- 3) 22,287% przypadło na kategorię przedsięwzięć w zakresie zmniejszenia strat energii elektrycznej, ciepła lub gazu ziemnego w przesyśle lub dystrybucji.

Mając na uwadze skalę zainteresowania rozstrzygniętym w 2017 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 liczbie ponad dwukrotnie większej w porównaniu do czwartego przetargu, do którego skutecznie zgłoszono 1 121 ofert przetargowych.

Tabela 61. 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]	$(t \cdot \omega_{sr}; \omega_{max})^{164)}$ gdzie $t = 0,5$	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	1 182 364,800	<0,250545;1,33>	1 758	733 015,866	61,996	<0,254;1,33>
Zwiększenie oszczędności energii przez urządzenia potrzeb własnych	147 795,600	<0,270045;1>	49	40 787,748	27,597	<0,351;1>

¹⁶³⁾ 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.

¹⁶⁴⁾ Przedział, o którym mowa w art. 20 ust. 1 dotychczasowej 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.

Kategoria przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej	Wartość świadectw efektywności energetycznej przewidzianych do wydania w przetargu [toe]	$(t \cdot \omega_{sr}; \omega_{max})^{164)}$ <i>gdzie $t = 0,5$</i>	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
Zmniejszenie strat energii elektrycznej, ciepła lub gazu ziemnego w przesyłce lub dystrybucji	147 795,600	<0,347759;1,15>	258	32 939,515	22,287	<0,349;1,15>
RAZEM	1 477 956,000		2 065	806 743,129	54,585	<0,254;1,33>

Źródło: URE.

Wartość współczynnika akceptacji ofert (t), o którym mowa w art. 20 ust. 1 dotychczasowej ustawy o efektywności energetycznej w piątym przetargu wynosi 0,5 zgodnie z obwieszczeniem Ministra Energii z 22 lipca 2016 r. w sprawie określania wartości współczynnika akceptacji ofert¹⁶⁵⁾.

Dodatkowo należy wskazać, że do końca 2017 r. w wyniku rozstrzygnięcia pięciu przetargów na wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej, Prezes URE wydał 3 614 świadectwa efektywności energetycznej na łączny wolumen 1 283 139,867 toe.

6. Wydawanie i umarzanie świadectw efektywności energetycznej

Ustawa o efektywności energetycznej, która weszła w życie 1 października 2016 r., wprowadziła nowe zasady wydawania świadectw efektywności energetycznej (ustawodawca zrezygnował z trybu przetargowego) oraz zmiany w zakresie realizacji obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw efektywności energetycznej względnie uiszczenia opłaty zastępczej.

Zgodnie z art. 20 ust. 1 ustawy o efektywności energetycznej, świadectwo efektywności energetycznej jest potwierdzeniem planowanej do zaoszczędzenia ilości energii finalnej wynikającej z przedsięwzięcia lub przedsięwzięć tego samego rodzaju służących poprawie efektywności energetycznej, o których mowa w art. 19 ust. 1 ustawy. Jest ono wydawane na wniosek podmiotu, u którego będzie realizowane ww. przedsięwzięcie lub na wniosek podmiotu upoważnionego.

W 2017 r. Prezes URE wydał 2 011 świadectw efektywności energetycznej, o łącznej wartości 615 113,384 toe, w tym 1 772 świadectwa dla podmiotów, które wygrały dotychczas rozstrzygnięte przetargi na wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej na wolumen 580 397,848 toe i 239 świadectw wydanych według nowych zasad na wolumen 34 715,536 toe.

W przypadku realizacji obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw efektywności energetycznej względnie uiszczenia opłaty od 1 października 2016 r., podmioty zobowiązane mogą zrealizować obowiązek do 30 czerwca trzeciego roku następującego po roku realizacji obowiązku (z wyjątkami wskazanymi w art. 16 ust. 2 tej ustawy). Przepisy ustawy dotychczasowej (obowiązującej do 30 września 2016 r.) umożliwiały realizację tego obowiązku do 31 marca danego roku za rok ubiegły.

W związku z powyższym w 2017 r. podmioty zobowiązane umarzały świadectwa efektywności energetycznej zarówno za okres od 1 stycznia 2016 r. do 30 września 2016 r., jak i za okres od 1 października 2016 r. do 31 grudnia 2016. Szczegółowe informacje w tym zakresie przedstawiono w poniższej tabeli.

¹⁶⁵⁾ M. P. z 2016 r. poz. 727.

Tabela 62. Wolumen umorzonych w 2017 r. świadectw efektywności energetycznej w celu realizacji obowiązku za lata 2016-2017

W celu realizacji obowiązku za rok/okres	Liczba wydanych decyzji [szt.]	Wolumen umorzonych świadectw efektywności energetycznej [toe]
1.01.2016 – 30.09.2016	135	43 045,738
1.10.2016 – 31.12.2016	575	105 293,017
Łącznie	710	148 338,755

Źródło: URE.

7. Kontrola realizacji obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw efektywności energetycznej lub uiszczenia opłaty zastępczej oraz obowiązku uzyskania oszczędności energii finalnej

Rok 2017 był drugim rokiem obowiązywania ustawy o efektywności energetycznej. Przepisy art. 10 ust. 1 tej ustawy nakładają na podmioty zobowiązane obowiązek:

- 1) realizacji u odbiorcy końcowego przedsięwzięcia lub przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej w wyniku których uzyskuje się oszczędności energii finalnej,
- 2) uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectwa efektywności energetycznej.

Podmioty zobowiązane mogą zrealizować powyższy obowiązek również poprzez uiszczenie opłaty zastępczej, jednakże z ograniczeniami wynikającymi z art. 11 ustawy o efektywności energetycznej.

W myśl art. 10 ust. 2 ustawy o efektywności energetycznej podmiotami zobowiązanymi do realizacji ww. obowiązku są:

- 1) przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania lub obrotu energią elektryczną, ciepłem lub gazem ziemnym i sprzedające energię elektryczną, ciepło lub gaz ziemny odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci na terytorium RP,
- 2) odbiorca końcowy przyłączony do sieci na terytorium RP będący członkiem giełdy lub członkiem rynku organizowanego przez podmiot prowadzący na terytorium RP rynek regulowany, w odniesieniu do transakcji zawieranych we własnym imieniu,
- 3) odbiorca końcowy przyłączony do sieci na terytorium RP będący członkiem giełdowej izby rozrachunkowej, w odniesieniu do transakcji zawieranych przez niego poza giełdą towarową lub rynkiem organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium RP rynek regulowany,
- 4) odbiorca końcowy przyłączony do sieci na terytorium RP sprowadzający gaz ziemny w ramach nabycia wewnątrzspółnotowego lub importu w rozumieniu przepisów o podatku akcyzowym, w odniesieniu do ilości tego gazu zużytego na własny użytek,
- 5) towarowy dom maklerski lub dom maklerski w odniesieniu do transakcji realizowanych na giełdzie towarowej lub na rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium RP rynek regulowany, na zlecenie odbiorców końcowych przyłączonych do sieci na terytorium RP.

Powyższy obowiązek nie dotyczy przedsiębiorstw energetycznych sprzedających ciepło odbiorcom końcowym, jeżeli łączna wielkość zamówionej mocy cieplnej przez tych odbiorców nie przekracza 5 MW w danym roku kalendarzowym.

Z uwagi na wydłużenie – co do zasady – terminu realizacji ww. obowiązku do 30 czerwca trzeciego roku następującego po roku, którego dotyczy obowiązek, Prezes URE rozpocznie kontrolę wykonania tego obowiązku dopiero po 30 czerwca 2019 r. (tj. po upływie terminu wykonania obowiązku za okres od 1 października 2016 r. do 31 grudnia 2016 r.).

Niemniej Prezes URE realizując nałożony na niego art. 17 ust. 2 ustawy o efektywności energetycznej obowiązek publikacji informacji o osiągniętej oszczędności energii finalnej wynikającej z realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 10 ust. 1, przez podmioty zobowiązane – 27 grudnia 2017 r. w Informacji nr 85/2017 podał, że oszczędność energii finalnej wynikająca z realizacji ww.

obowiązku za okres od 1 października 2016 r. do 31 grudnia 2016 r. (według stanu na 21 grudnia 2017 r.) wyniosła łącznie 112 241,379 toe. Przy czym obowiązek ten za ww. okres zrealizowany został poprzez umorzenie świadectw efektywności energetycznej w ilości 105 277,812 toe oraz poprzez uiszczenie opłaty zastępczej odpowiadającej 6 963,567 toe.

W 2017 r. Prezes URE kontynuował natomiast analizę realizacji za rok 2013 i 2014 obowiązku, o którym mowa w art. 12 dotychczasowej ustawy o efektywności energetycznej oraz rozpoczął gromadzenie danych niezbędnych do kontroli realizacji tego obowiązku za rok 2015. Poniżej przedstawiono poziom realizacji tego obowiązku w latach 2013-2015 (według stanu na 31 grudnia 2017 r.).

Tabela 63. Realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 12 ust. 1 dotychczasowej ustawy o efektywności energetycznej za lata 2013-2015

Rok	Podstawa realizacji obowiązku [zł]*	Poziom realizacji obowiązku [%]	Ilość energii pierwotnej wynikająca z obowiązku [toe]	Ilość energii pierwotnej wynikająca z umorzonych świadectw efektywności energetycznej [toe]	Wartość uiszczonej opłaty zastępczej [zł]	Ilość energii pierwotnej wynikająca z uiszczonej opłaty zastępczej [toe]	Poziom realizacji obowiązku wg umorzonych świadectw efektywności energetycznej i uiszczonej opłaty zastępczej [%]
2013	46 184 190 373,79	1,00	461 841,904	6 509,732	452 538 741,53	452 538,742	0,994
2014**	47 334 692 938,14	1,50	710 020,394	34 788,304	600 921 050,07	600 921,050	1,340
2015***	49 000 000 000,00	1,50	735 000,000	133 089,610	527 636 458,09	527 636,458	1,348

* Suma kwot przychodu osiągniętego przez przedsiębiorstwa energetyczne ze sprzedaży energii elektrycznej, ciepła lub gazu ziemnego odbiorcom końcowym oraz kwot transakcji zakupu energii elektrycznej, ciepła lub gazu ziemnego na giełdzie towarowej.

** Dane wstępne – mogą ulec zmianie.

*** Dane szacunkowe.

Źródło: URE.

W wyniku przeprowadzonej kontroli stwierdzono naruszenia w realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 12 dotychczasowej ustawy o efektywności energetycznej, jak i w realizacji obowiązku sprawozdawczego, o którym mowa w art. 14 tej ustawy. Szczegółowe informacje dotyczące prowadzonych w 2017 r. przez Prezesa URE postępowań karnych w tym zakresie prezentuje poniższa tabela.

Tabela 64. Zestawienie zakończonych w 2017 r. postępowań prowadzonych w ramach kontroli realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 12 dotychczasowej ustawy o efektywności energetycznej oraz obowiązku wynikającego z art. 14 tej ustawy

Obowiązek	Liczba decyzji umarzających postępowanie	Liczba decyzji o nałożeniu kary pieniężnej	Łączna wysokość nałożonych kar pieniężnych [zł]
Art. 12 ust. 1	16	50	1 521 383,44
Art. 14	29	0	0,00
łącznie	45	50	1 521 383,44

Źródło: URE.

8. Aukcje na sprzedaż energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii

Aukcyjny system wsparcia dedykowany jest zarówno wytwórcom, którzy rozpoczęli wytwarzanie energii elektrycznej przed 1 lipca 2016 r. (w tzw. „instalacjach istniejących”) i dotychczas korzystali

z systemu świadectw pochodzenia energii elektrycznej, jak i wytwórcom, którzy planują rozpoczęcie wytwarzania energii elektrycznej po wygraniu aukcji (w tzw. „nowych instalacjach”). Prezes URE został w drodze ustawy OZE umocowany do ogłaszania, organizowania i przeprowadzania za pośrednictwem Internetowej Platformy Aukcyjnej (IPA) aukcji na sprzedaż energii elektrycznej pochodzącej z odnawialnych źródeł energii.

Zgodnie z ustawą OZE, przedsiębiorcy zainteresowani przystąpieniem do aukcji z nowymi instalacjami podlegali ocenie formalnej przygotowania do wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii. Ocena przeprowadzała Prezes URE na wniosek wytwórcy o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do udziału w aukcji. Weryfikacji podlegała m.in. zgodność wniosku z wymogami ustawy OZE, tj. w zakresie niezbędnych danych i informacji, kompletności załączonej dokumentacji, w tym poprawności tej dokumentacji względem parametrów instalacji objętej wnioskiem, a także zgodności z terminami określonymi przepisami prawa. W wyniku przeprowadzonych postępowań Prezes URE wydawał stosowne zaświadczenia, co umożliwiło wnioskodawcom w okresie ich ważności, wzięcie udziału we właściwych aukcjach.

Wytwórcy energii elektrycznej w istniejących instalacjach odnawialnego źródła energii składali Prezesowi URE deklaracje o przystąpieniu do aukcji. W niektórych przypadkach dla prawidłowego złożenia deklaracji niezbędne było m.in. zaktualizowanie przedmiotu i zakresu decyzji koncesyjnej, bądź też wpisu do rejestru małych instalacji. Składane deklaracje podlegały formalnej i merytorycznej weryfikacji organu, w trakcie której ustalano m.in. datę pierwszego wytworzenia energii elektrycznej, za którą przysługiwało świadectwo pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii, w celu określenia granicznej daty uczestnictwa danej instalacji w aukcyjnym systemie wsparcia. Wytwórcy, w odniesieniu do instalacji, dla których złożone deklaracje zostały pozytywnie zweryfikowane, mogli wziąć udział we właściwych aukcjach tj. o parametrach odpowiadających instalacjom OZE, objętych treścią ww. deklaracji.

Zarówno wniosek o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do udziału w aukcji, jak i deklarację o przystąpieniu do aukcji przedsiębiorcy mogli składać za pośrednictwem systemu IPA.

Poza ustawą OZE, podstawę prawną do przeprowadzenia aukcji w 2017 r. stanowiły rozporządzenia wykonawcze do tej ustawy tj.:

- rozporządzenie Rady Ministrów z 20 marca 2017 r. w sprawie kolejności przeprowadzania aukcji na sprzedaż energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w 2017 r. (wydane na podstawie art. 73 ust. 7 ustawy OZE), ogłoszone 3 kwietnia 2017 r.,
- rozporządzenie Rady Ministrów z 20 marca 2017 r. w sprawie maksymalnej ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 2017 r. (wydane na podstawie art. 72 ust. 1 ustawy OZE), ogłoszone 3 kwietnia 2017 r.,
- rozporządzenie Ministra Energii z 16 marca 2017 r. w sprawie ceny referencyjnej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w 2017 r. oraz okresów obowiązujących wytwórców, którzy wygrali aukcje w 2017 r. (wydane na podstawie art. 77 ust. 1 ustawy OZE), ogłoszone 24 marca 2017 r.

Wejście w życie wymienionych wyżej rozporządzeń, umożliwiło Prezesowi URE w 2017 r. ogłoszenie, a następnie przeprowadzenie aukcji według kolejności wskazanej w powołanym rozporządzeniu Rady Ministrów w sprawie kolejności przeprowadzania aukcji na sprzedaż energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w 2017 r. Zgodnie z ogłoszeniem Prezesa URE, w dniach 29-30 czerwca 2017 r. przeprowadzono dwie aukcje oznaczone jako „Aukcja Zwykła Nr AZ/1/2017” oraz „Aukcja Zwykła Nr AZ/2/2017”. Poniżej przedstawiono wyniki przeprowadzonych aukcji.

Tabela 65. Podsumowanie rozstrzygnięć aukcji

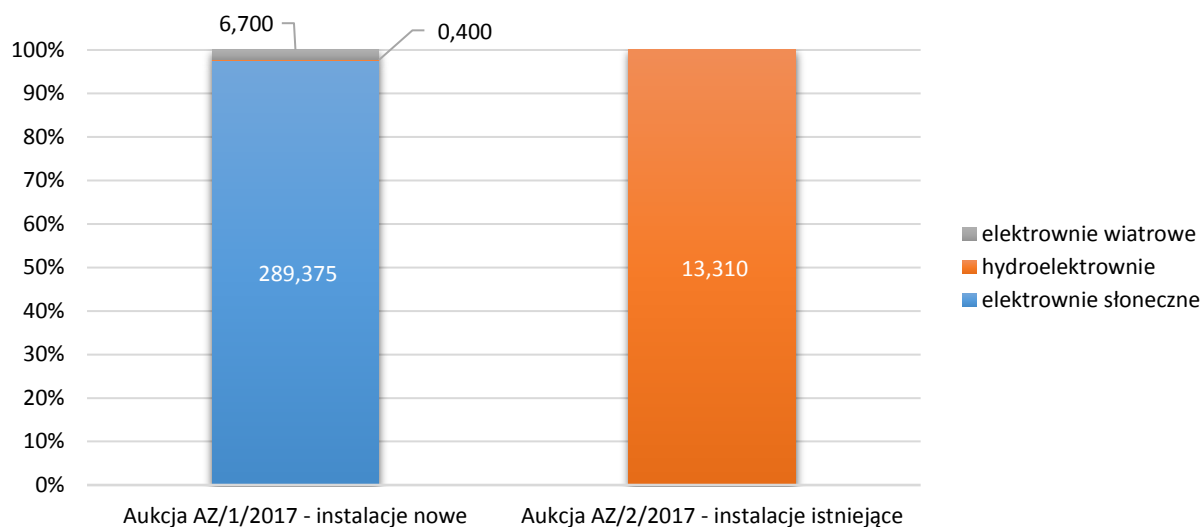
	Aukcja Zwykła Nr AZ/1/2017	Aukcja Zwykła Nr AZ/2/2017
Liczba wygranych ofert	352	44
Liczba wygranych wytwórców	236	28
Łączna ilość sprzedanej energii [MWh]	4 720 961,816	312 441,33
Łączna wartość sprzedanej energii [zł]	1 760 121 889,27	115 932 066,37

	Aukcja Zwykła Nr AZ/1/2017	Aukcja Zwykła Nr AZ/2/2017
Minimalna cena z oferty [zł]	195	290
Maksymalna cena z oferty [zł]	398,87	474

Źródło: URE.

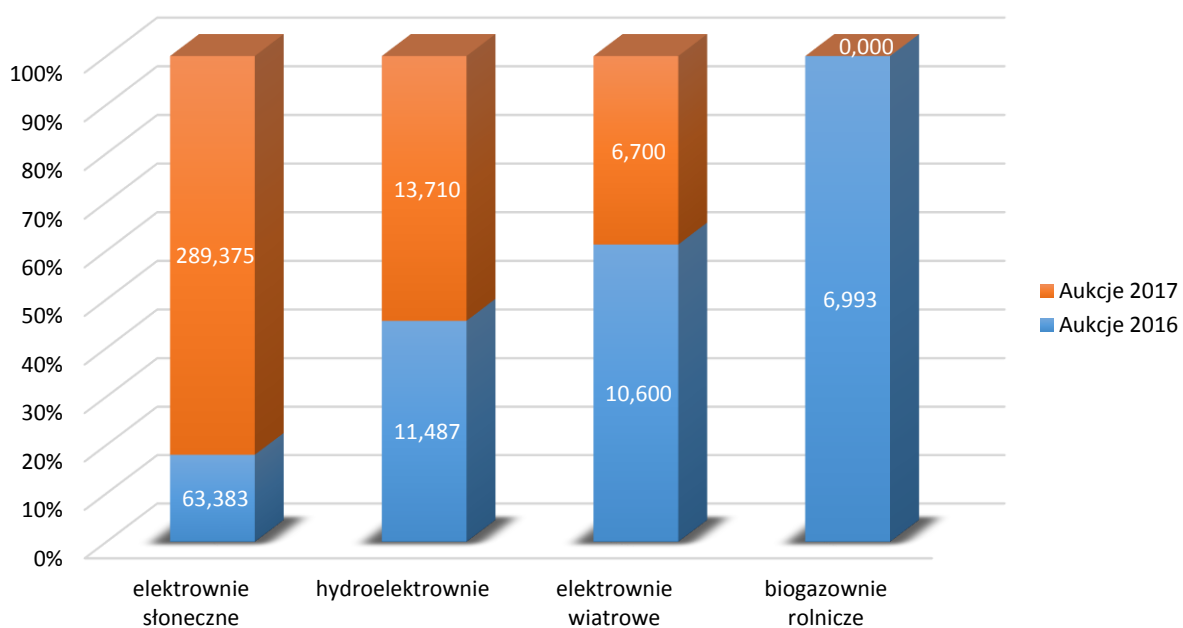
Na poniższych wykresach przedstawiono wielkość mocy zainstalowanej elektrycznej wygranych ofert w 2017 r. w podziale na rodzaj odnawialnego źródła energii oraz porównanie wielkości łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej wygranych ofert w latach 2016 i 2017.

Rysunek 41. Łączna moc zainstalowana elektryczna instalacji wytwórców, którzy wygrali aukcje w 2017 r., w podziale na rodzaj odnawialnego źródła energii, wyrażona w MW



Źródło: URE.

Rysunek 42. Łączna moc zainstalowana elektryczna instalacji, wytwórców którzy wygrali aukcje w 2016 i 2017 r., w podziale na rodzaj odnawialnego źródła energii, wyrażona w MW



Źródło: URE.

Następnie, działając zgodnie z rozporządzeniem Rady Ministrów w sprawie kolejności przeprowadzania aukcji na sprzedaż energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w 2017 r., 23 sierpnia 2017 r. Prezes URE ogłosił kolejne cztery aukcje pn. „Aukcja Zwykła Nr AZ/3/2017”, „Aukcja Zwykła Nr AZ/4/2017”, „Aukcja Zwykła Nr AZ/5/2017” oraz „Aukcja Zwykła Nr AZ/6/2017”, które miały zostać przeprowadzone odpowiednio: 28 września, 2 października, 4 października oraz 6 października 2017 r.

29 września 2017 r. weszło w życie rozporządzenie Rady Ministrów z 29 września 2017 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie maksymalnej ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 2017 r.¹⁶⁶⁾ – zgodnie z którym ilość i wartość energii elektrycznej podlegająca sprzedaży w 2017 r. wyniosła odpowiednio 0,00 MWh i 0,00 zł oraz rozporządzenie Rady Ministrów z 29 września 2017 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie kolejności przeprowadzania aukcji na sprzedaż energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w 2017 r.¹⁶⁷⁾ – w efekcie którego uchylona została kolejność przeprowadzania dalszych aukcji na sprzedaż energii elektrycznej w 2017 r.

Na skutek wejścia w życie ww. rozporządzeń, energia podlegająca sprzedaży w dniu ogłoszenia i przeprowadzenia aukcji nie mogła zostać sprzedana z uwagi na zmianę stanu prawnego. W rezultacie aukcje oznaczone jako: „Aukcja Zwykła Nr AZ/3/2017”, „Aukcja Zwykła Nr AZ/4/2017”, „Aukcja Zwykła Nr AZ/5/2017” oraz „Aukcja Zwykła Nr AZ/6/2017” zostały anulowane.

Prezes URE wydał w 2017 r. szereg komunikatów i informacji wyjaśniających zagadnienia problemowe związane ze stosowaniem przepisów ustawy OZE. Do najważniejszych publikacji zaliczyć należy:

- Informację Prezesa URE z 13 stycznia 2017 r. w sprawie zwrotu zabezpieczeń w postaci kaucji lub gwarancji bankowej, o których mowa w art. 78 ust. 3 ustawy o odnawialnych źródłach energii,
- Informację Prezesa URE nr 8/2017 z 16 stycznia 2017 r. dotyczącą obowiązków wytwórców energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii, których oferty wygrały aukcję w 2016 r.,
- Informację Prezesa URE nr 30/2017 z 26 kwietnia 2017 r. w sprawie treści umów sprzedaży energii elektrycznej, o których mowa w art. 82 ustawy o odnawialnych źródłach energii, zawieranych przez wytwórców w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW,
- Informację Prezesa URE nr 34 /2017 z 19 maja 2017 r. w sprawie zasad ustalania poziomu emisyjności CO₂ na potrzeby aukcyjnego systemu wsparcia, o którym mowa w przepisach ustawy o odnawialnych źródłach energii,
- Informację Prezesa URE nr 45/2017 z 7 lipca 2017 r. dotyczącą obowiązków wytwórców energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii, których oferty wygrały aukcje przeprowadzone w dniach 29-30 czerwca 2017 r.,
- Informację Prezesa URE nr 60/2017 z 21 sierpnia 2017 r. w sprawie stosowania pojęcia „mocy zainstalowanej elektrycznej”, którym operują przepisy ustawy o odnawialnych źródłach energii,
- Informację Prezesa URE nr 63/2017 z 26 września 2017 r. w sprawie pojęcia „mocy osiągalnej cieplnej w skojarzeniu”, którym operują przepisy ustawy o odnawialnych źródłach energii,
- Informację Prezesa URE nr 64/2017 z 26 września 2017 r. w sprawie zasad proporcjonalnego obliczania stopnia wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej (SWM), o którym mowa w przepisach ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku zwrotu pomocy publicznej w związku z nieosiągnięciem parametru 3 504 MWh/MW/rok.

Zgodnie z art. 79 ust. 3 pkt 8 ustawy OZE, uczestnik aukcji, którego oferta wygrała aukcję na sprzedaż energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii zobowiązuje się odpowiednio – w zależności od rodzaju instalacji – do wytworzenia po raz pierwszy albo rozpoczęcia wytwarzania energii elektrycznej w ramach aukcyjnego systemu wsparcia, po zamknięciu aukcji, a przed upływem terminów wskazanych w powołanym przepisie tj.:

¹⁶⁶⁾ Dz. U. z 2017 r. poz. 1819.

¹⁶⁷⁾ Dz. U. z 2017 r. poz. 1820.

- w przypadku „instalacji istniejących” – nie później niż pierwszego dnia miesiąca następującego po upływie miesiąca od miesiąca, w którym nastąpiło zamknięcie aukcji,
- w przypadku „instalacji nowych” – w terminie 48 miesięcy od dnia zamknięcia aukcji, a w przypadku energii elektrycznej wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystującej do wytworzenia energii elektrycznej:
 - energię promieniowania słonecznego – w terminie 24 miesięcy od dnia zamknięcia aukcji;
 - siłę wiatru na morzu – w terminie 72 miesięcy od dnia zamknięcia aukcji.

Wszystkie „instalacje istniejące”, które wygrały aukcje na sprzedaż energii elektrycznej z odnawialnych źródeł, przeprowadzone w grudniu 2016 r., terminowo rozpoczęły w 2017 r. wytwarzanie energii elektrycznej w aukcyjnym systemie wsparcia. Natomiast „instalacje nowe”, zgodnie z ustawą OZE, złożyły do 30 stycznia 2017 r. informację o stanie wykonania harmonogramu rzeczowo-finansowego. W trakcie 2017 r. wytwarzanie energii elektrycznej rozpoczęło 14 instalacji wykorzystujących energię promieniowania słonecznego.

Podobnie, wszystkie „instalacje istniejące”, które wygrały aukcje na sprzedaż energii elektrycznej z odnawialnych źródeł, przeprowadzone w czerwcu 2017 r., terminowo rozpoczęły wytwarzanie energii elektrycznej w aukcyjnym systemie wsparcia. Natomiast w przypadku „instalacji nowych”, w 2017 r. wytwarzanie energii elektrycznej rozpoczęło 12 instalacji wykorzystujących energię promieniowania słonecznego i jedna instalacja wykorzystująca energię wiatru na lądzie.

Podsumowując, według stanu na 31 grudnia 2017 r. w systemie aukcyjnym energią elektryczną produkowało:

- 100 instalacji „istniejących”, o łącznej mocy zainstalowanej 31,790 MW, z czego:
 - 7 instalacji o łącznej mocy 6,993 MW, wykorzystujące wyłącznie biogaz rolniczy;
 - 93 instalacje o łącznej mocy 24,797 MW, wykorzystujące wyłącznie hydroenergię,
- 27 instalacji „nowych”, o łącznej mocy zainstalowanej 15,690 MW, z czego:
 - 1 instalacja o mocy 0,850 MW, wykorzystująca wyłącznie energię wiatru na lądzie;
 - 26 instalacji o łącznej mocy 14,840 MW, wykorzystujących wyłącznie energię promieniowania słonecznego.

9. Kalkulacja stawki opłaty OZE

Opłata OZE – wprowadzona przepisami ustawy OZE – pobierana jest za dostępność energii ze źródeł odnawialnych w krajowym systemie elektroenergetycznym i przeznaczana wyłącznie na pokrycie ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 1 pkt 4 lub ust. 2 pkt 3 ustawy OZE oraz kosztów działalności operatora rozliczeń energii odnawialnej. Zgodnie z art. 96 ust. 1 ustawy OZE, opłatę OZE oblicza się jako iloczyn stawki opłaty OZE oraz sumy ilości energii elektrycznej pobranej z sieci i zużytej przez odbiorców końcowych przyłączonych:

- 1) bezpośrednio do sieci danego płatnika opłaty OZE,
- 2) do sieci przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, niebędącego płatnikiem opłaty OZE, przyłączonego do sieci płatnika opłaty OZE,
- 3) do sieci przedsiębiorstwa energetycznego wytwarzającego energię elektryczną przyłączonego do sieci płatnika opłaty OZE bezpośrednio lub poprzez sieć przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego na ich rzecz usługę przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.

Przepisy ustawy OZE precyzują elementy składowe służące skalkulowaniu wysokości stawki opłaty OZE. Należą do nich:

- 1) suma środków przeznaczonych na pokrycie ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 1 pkt 4 oraz ust. 2 pkt 3 ustawy OZE (K_{OZEfi}) planowana w oparciu o:
 - a) informacje o planowanych przez operatora rozliczeń energii odnawialnej w roku następnym wypłatach na pokrycie ujemnego salda;

- b) maksymalną ilość energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii, jaka może zostać sprzedana w drodze aukcji w następnym roku kalendarzowym, określoną w przepisach wydanych na podstawie art. 72 ustawy OZE;
- c) średnią cenę zakupu energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii w trzech pierwszych kwartałach roku kalendarzowego,
- 2) wydatki związane z ewentualnym zaciągniętym zadłużeniem przez operatora rozliczeń energii odnawialnej oraz koszty bieżącej działalności operatora rozliczeń energii odnawialnej (L_{OZEi}),
- 3) prognozowany na 31 grudnia danego roku, stan środków na rachunku opłaty OZE (E_{OZEi}),
- 4) ilość energii pobraną z sieci i zużytą przez odbiorców końcowych w krajowym systemie elektroenergetycznym, która stanowiła podstawę do obliczenia opłaty OZE, w okresie 12 miesięcy kalendarzowych poprzedzających 1 lipca roku, w którym jest kalkulowana stawka opłaty OZE na kolejny rok kalendarzowy (Q_{i-1}),
- 5) niewykorzystane środki z opłaty OZE pozostałe z roku kalendarzowego poprzedzającego rok, w którym jest kalkulowana stawka opłaty OZE (S_{Ri-1}).

Działając na podstawie art. 98 ustawy OZE Prezes URE kalkuluje i publikuje stawkę netto opłaty OZE (tj. stawkę pomniejszoną o należny podatek od towarów i usług), na kolejny rok kalendarzowy w terminie do 30 listopada roku poprzedzającego rok stosowania stawki opłaty OZE.

Tabela 66. Zestawienie wysokości stawek opłaty OZE, wraz ze wskazaniem okresu ich obowiązywania i podstawą dla ustalenia ich wysokości¹⁶⁸⁾

Lp.	Wysokość netto stawki opłaty OZE [zł/MWh]	Okres obowiązywania danej wysokości stawki opłaty OZE	Podstawa ustalenia wysokości stawki opłaty OZE
1	2,51	od 1.07.2016 r. do 31.12.2016 r.	art. 185 ustawy OZE – przepisy przejściowe
2	3,70	od 1.01.2017 r. do 31.12.2017 r.	Informacja Prezesa URE nr 62/2016
3	0,00	od 1.01.2018 r. do 31.12.2018 r.	Informacja Prezesa URE nr 81/2017

Źródło: URE.

10. Wyznaczanie sprzedawców zobowiązanych

Do kompetencji Prezesa URE należy również wyznaczanie sprzedawców zobowiązanych. Realizują oni m.in. zadania związane z obowiązkiem zakupu energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach odnawialnego źródła energii, w zakresie określonym w ustawie OZE. Sprzedawcy zobowiązani dokonują także rozliczeń ilości energii elektrycznej wprowadzonej przez prosumentów do sieci elektroenergetycznej wobec ilości energii elektrycznej pobranej z tej sieci.

Sprzedawcą zobowiązanych wyznaczany jest sprzedawca energii elektrycznej, który w okresie od 1 stycznia do 31 sierpnia danego roku sprzedał najwięcej energii elektrycznej do odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej danego operatora systemu elektroenergetycznego. Wyznaczenie sprzedawcy zobowiązanego dokonywane jest mocą decyzji Prezesa URE, w terminie do 15 października każdego roku. Realizując omawiane zadanie Prezes URE wyznaczył na 2018 r. 181 sprzedawców zobowiązanych na obszarze działania 181 operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych oraz sprzedawcę zobowiązanego na obszarze działania operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego. Dane na temat wyznaczonych na 2018 r. sprzedawców zobowiązanych zostały zawarte w Informacji Prezesa URE nr 82/2017.

¹⁶⁸⁾ Na podstawie stanu prawnego obowiązującego na dzień sporządzania Sprawozdania Prezesa URE za 2017 r.

11. Ustalanie jednostkowych opłat zastępczych

Zgodnie z art. 9a ust. 13 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE ustala jednostkowe opłaty zastępcze oznaczone symbolami Ozg, Ozk i Ozm, o których mowa w art. 9a ust. 10 tej ustawy na podstawie średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, z roku poprzedzającego rok ustalenia jednostkowych opłat zastępczych, biorąc pod uwagę:

- a) ilość energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji,
- b) różnicę między kosztami wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji a cenami sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym,
- c) poziom cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych,
- d) 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.

Ponadto, w myśl art. 9a ust. 14 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE ogłasza w Biuletynie URE ww. jednostkowe opłaty zastępcze do 31 maja każdego roku, obowiązujące w roku następnym.

Realizując powyższe dyspozycje Prezes URE opublikował 30 maja 2017 r. jednostkowe opłaty zastępcze obowiązujące w 2018 r. ustalając ich wysokość na poziomie:

- Ozg = 115,00 [zł/MWh],
- Ozk = 9,00 [zł/MWh],
- Ozm = 56,00 [zł/MWh].

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

Jedną z kompetencji Prezesa URE jest rozstrzyganie sporów dotyczących odmowy przyłączenia do sieci w zakresie publicznoprawnego obowiązku zawarcia umowy o przyłączenie do sieci. Jest to jeden z nielicznych przypadków ingerencji administracyjnej w regulację stosunków cywilnoprawnych. Decyzja Prezesa URE zastępuje *de facto* 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 przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii jest 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 energii, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i dostarczania 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 Prezesa URE i zainteresowany podmiot, podając przyczyny odmowy. Na przedsiębiorstwie energetycznym spoczywa publicznoprawny obowiązek zawierania umów 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 (złączenie) instalacji nowego wytwórcy energii z siecią przedsiębiorstwa energetycznego i obejmuje nakłady za wykonanie tego zespolenia, a nie za rozbudowę sieci przedsiębiorstwa na potrzeby

przyłączenia. Powyższe potwierdza art. 7 ust. 8¹ ustawy – Prawo energetyczne, zgodnie z którym 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. 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 pozostałych przypadkach zgodnie z jednolitym orzecnictwem Sądu Najwyższego opłata ma odzwierciedlać koszty wykonania przyłącza a nie rozbudowy sieci.

W kontekście działalności Prezesa URE rozpoznającego spory w przedmiocie publicznoprawnego obowiązku przyłączenia, warto wskazać na rozstrzygnięcie podjęte w sprawie dotyczącej zwiększenia mocy przyłączeniowej. Rozstrzygnięcie to zostało podjęte na podstawie przyznanej ustawą z 22 czerwca 2016 r. nowej kompetencji do rozstrzygania sporów tj. z zakresu odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, w tym dotyczących zwiększenia mocy przyłączeniowej. Tym samym rozstrzygnięcie o możliwości zwiększenia mocy przyłączeniowej stanowiło o praktycznym zastosowaniu nowego zakresu uprawnień organu regulacyjnego i wprowadzeniu w ramach decyzji administracyjnej zmian w umowie przyłączeniowej w części dotyczącej mocy przyłączeniowej.

Tabela 67. Dane statystyczne – sprawy sporne dotyczące odmów przyłączenia odnawialnych źródeł energii do sieci elektroenergetycznej w 2017 r.

Liczba wniosków o rozstrzygnięcie sporu	Liczba spraw rozstrzygniętych	Liczba decyzji, w których stwierdzono, brak publicznoprawnego obowiązku zawarcia umowy o przyłączenie	Liczba decyzji, w których stwierdzono, brak publicznoprawnego obowiązku zawarcia umowy o przyłączenie	Liczba decyzji umarzających postępowanie
10	8	3	1	4

Źródło: URE.

13. Inne obowiązki wynikające z ustawy o efektywności energetycznej. Audyty energetyczne

W nowej ustawie o efektywności energetycznej, na określoną kategorię przedsiębiorców nałożony został obowiązek sporządzania audytu energetycznego przedsiębiorstwa. W myśl tej ustawy, zobowiązanym do przeprowadzenia audytu, lub do zlecenia jego przeprowadzenia jest przedsiębiorca w rozumieniu ustawy o swobodzie działalności gospodarczej, z wyjątkiem mikroprzedsiębiorcy, małego lub średniego przedsiębiorcy w rozumieniu art. 104-106 tej ustawy. Audyt energetyczny przedsiębiorstwa przeprowadzany jest co 4 lata.

Prezes URE zobowiązany jest – zgodnie z art. 38 ust. 2 ustawy o efektywności energetycznej – do przekazania ministrowi właściwemu do spraw energii informacji o:

- 1) liczbie przeprowadzonych audytów energetycznych przedsiębiorstwa,
 - 2) liczbie przedsiębiorców:
 - a) którzy przeprowadzili audyt energetyczny przedsiębiorstwa;
 - b) o których mowa w art. 36 ust. 2 ww. ustawy,
 - 3) możliwych do uzyskania oszczędności energii, wynikających z przeprowadzonych audytów energetycznych przedsiębiorstwa
- z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych lub innych informacji prawnie chronionych, do 31 stycznia roku następującego po roku, w którym przedsiębiorca, o którym mowa w art. 36 ust. 1, przesłał informację, o której mowa w ust. 1.

Pierwszą informację, o której mowa w art. 38 ust. 2 ustawy, Prezes URE przekazał Ministrowi Energii w styczniu 2017 r., wskazując, że do 31 grudnia 2016 r. do URE wpłynęło 97 zawiadomień o przeprowadzonych audytach energetycznych przedsiębiorstwa. Liczba przedsiębiorców, którzy zawiadomili o przeprowadzeniu audytu wyniosła 80, natomiast liczba przedsiębiorców, o których mowa w art. 36 ust. 2¹⁶⁹⁾ wynosi 17. Z przesłanych zawiadomień wynika, że możliwe do uzyskania oszczędności energii finalnej wynoszą 68 796,112 toe/rok.

Informację dotyczącą zawiadomień o przeprowadzonych audytach energetycznych przedsiębiorstw, które wpłynęły do URE w terminie do 31 grudnia 2017 r., Prezes URE przekazał Ministrowi Energii przy piśmie z 31 stycznia 2018 r.

¹⁶⁹⁾ Tj. przedsiębiorców posiadających system zarządzania energią określony w Polskiej normie dotyczącej systemów zarządzania energią, wymagań i zaleceń użytkownika lub posiadających system zarządzania środowiskowego, o którym mowa w art. 2 pkt 13 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 1221/2009 z 25 listopada 2009 r. w sprawie dobrowolnego udziału organizacji w systemie ekzarządzania i audytu we Wspólnocie (EMAS), uchylającego rozporządzenie (WE) nr 761/2001 oraz decyzje Komisji 2001/681/WE i 2006/193/WE, w ramach których przeprowadzono audyt energetyczny przedsiębiorstwa.

CZĘŚĆ VII.

Paliwa ciekłe i biopaliwa ciekłe

1. Rynek paliw ciekłych – sytuacja ogólna

1.1. Charakterystyka rynku

W omawianym okresie sprawozdawczym nastąpił wyraźny wzrost sprzedaży paliw ciekłych. Średni wzrost wyniósł 11%¹⁷⁰⁾ przy zmniejszonej o 18%¹⁷¹⁾ liczbie przedsiębiorców posiadających koncesje na obrót paliwami ciekłymi.

Wśród głównych przyczyn wzrostu sprzedaży podaje się skuteczne ograniczenie szarej i czarnej strefy, dobre wyniki polskiej gospodarki, wzrost zamożności społeczeństwa, rekordową sprzedaż nowych samochodów i wzrost ich liczby na polskich drogach czy korzystne dla kierowców ceny paliw¹⁷²⁾.

Ważną część działań mających na celu eliminowanie nielegalnego obrotu paliwami była prowadzona przez Prezesa URE i była konsekwencją wprowadzania nowych regulacji na rynku paliw ciekłych wynikających z Pakietu Paliwowego. Nowym obowiązkiem wynikającym z art. 43d ustawy – Prawo energetyczne oraz majowego rozporządzenia jest konieczność zgłaszania do Prezesa URE comiesięcznego sprawozdania o rodzajach oraz ilości wytworzonych, przywiezionych i wywiezionych paliw ciekłych, a także ich przeznaczeniu. Pierwszym miesiącem, którego dotyczył obowiązek składania sprawozdań był lipiec 2017 r.

Produkcja paliw ciekłych w procesie przerobu ropy naftowej w 2017 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 (77%). Stosunkowo nieznaczne jej ilości pochodziły z krajów arabskich (12,3%) oraz ze złóż krajowych (3,9%)¹⁷⁰⁾.

Wyprodukowane przez rodzimych producentów benzyny silnikowe i oleje napędowe zaspokoily zapotrzebowanie krajowe na te gatunki paliw, odpowiednio w 89% i 67%. Przywóz z zagranicy oleju napędowego stanowił 32% oleju dostępnego w kraju. W przypadku gazu płynnego (LPG) udział ilości paliw przywiezionych wyniósł 85%¹⁷⁰⁾.

Obrót detaliczny benzynami silnikowymi oraz gazem płynnym prowadzony jest, co do zasady, na stacjach paliw ciekłych/płynnych i stacjach gazu płynnego. Stacje gazu płynnego, na których prowadzony jest obrót jedynie gazem płynnym (LPG) stanowią 11% ogólnej liczby stacji paliw. Sprzedaż oleju napędowego do klientów końcowych w ok. 50% wykorzystywana jest poza stacjami paliw ciekłych, przy wykorzystaniu stacji zakładowych oraz kontenerowych stacji paliw ciekłych należących do odbiorców.

Na terenie kraju funkcjonowało na koniec 2017 r. 8 420 stacji paliw ciekłych, sprzedających co najmniej jedno paliwo ciekłe .

Należy w tym miejscu zaznaczyć, że na stacjach paliw ciekłych powszechnie stosowanymi paliwami ciekłymi są:

¹⁷⁰⁾ Źródło: Polska Organizacja Przemysłu i Handlu Naftowego.

¹⁷¹⁾ Źródło: URE.

¹⁷²⁾ Źródło: Raport roczny Polskiej Organizacji Przemysłu i Handlu Naftowego „Przemysł i handel naftowy” 2017.

- oleje napędowe oznaczone kodami CN: 2710 19 43, 2710 20 11,
- benzyny silnikowe oznaczone kodami CN: 2710 12 45, 2710 12 49,
- gaz płynny (LPG) oznaczony kodami CN: 2711 12, 2711 13, 2711 19 00.

Biorąc pod uwagę liczbę eksploatowanych stacji paliw, niezmiennie dominuje Polski Koncern Naftowy ORLEN S.A. z 1 300¹⁷³⁾ stacjami. Drugim polskim operatorem pod względem liczby użytkowanych stacji paliw jest Lotos Paliwa Sp. z o.o., która posiada łącznie 310¹⁷³⁾ stacji w całej Polsce.

Liderami wśród koncernów zagranicznych są koncerny Shell, BP i Circle K, które odpowiednio posiadają 391¹⁷³⁾, 317¹⁷³⁾ i 280¹⁷³⁾ stacji paliw ciekłych.

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 ponad 180 obiektów¹⁷⁴⁾. Trzy główne sieci sklepowe: „AUCHAN POLSKA” Sp. z o.o., TESCO (Polska) Sp. z o.o., CARREFOUR Polska Sp. z o.o. łącznie posiadają 95 stacji paliw.

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.

Usługi logistyczne na rynku paliw ciekłych świadczone są w oparciu o infrastrukturę magazynowania, przeładunku i przesyłania paliw ciekłych oraz środków transportu paliw ciekłych: cystern drogowych, cystern kolejowych, cystern kontenerowych oraz statków. Z przesłanych do Prezesa URE informacji o rodzajach i lokalizacji infrastruktury paliw ciekłych wykorzystywanej do prowadzonej działalności wynika, że aktualnie eksploatowanych jest 869 instalacji magazynowania, 680 instalacji przeładunku i 13 instalacji przesyłania paliw ciekłych o łącznej długości 1 107,08 km. Środki transportu paliw ciekłych stanowią: 5 840 cystern drogowych, 2 341 cystern kolejowych, 44 cysterny kontenerowe oraz 14 statków.

Ceny paliw ciekłych nie podlegają regulacji Prezesa URE. Są one wyznaczone na zasadach rynkowych – 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 2017 r. do URE wpłynęło łącznie 69 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 przekazanych informacji o ujawnionych przypadkach jakości paliw ciekłych niezgodnej z obowiązującymi w tym zakresie normami była zatem mniejsza niż w 2016 r., w którym Prezes URE otrzymał informacje o 79 przypadkach wykonywania działalności z naruszeniem prawa, dotyczących możliwości wprowadzania do obrotu paliw ciekłych o niewłaściwej jakości. Prezes URE nie dysponuje jednak informacjami na temat ogólnej liczby kontroli przeprowadzonych w 2017 r. przez inspektorów Inspekcji Handlowej w tym zakresie.

1.2. Prawo i praktyka koncesjonowania

Nowelizacje ustawy – Prawo energetyczne, które miały miejsce jeszcze w 2016 r., tj.: ustawa z 7 lipca 2016 r., ustawa z 22 lipca 2016 r. oraz ustawa z 30 listopada 2016 r., znacząco wpłynęły na realizację zadań z zakresu paliw ciekłych realizowanych przez Prezesa URE w 2017 r., w szczególności w zakresie koncesjonowania rynku paliwowo-energetycznego, w związku przede wszystkim z opublikowaniem rozporządzeń wykonawczych do nich.

¹⁷³⁾ Liczba nie obejmuje stacji franczyzowych.

¹⁷⁴⁾ Źródło: Informacje URE na podstawie analizy sprawozdań składanych przez przedsiębiorców stosownie do brzmienia art. 43e ustawy – Prawo energetyczne.

Ustawa z 22 lipca 2016 r. zobowiązała wszystkich przedsiębiorców prowadzących działalność w zakresie wytwarzania, magazynowania, przesyłania lub dystrybucji oraz obrotu paliwami ciekłymi, w tym obrotu tymi paliwami z zagranicą do złożenia wniosków o zmianę posiadanych koncesji w celu dostosowania ich treści do definicji paliw ciekłych, o której mowa w art. 3 pkt 3b ustawy – Prawo energetyczne w terminie miesiąca od dnia wejścia w życie przepisów wykonawczych wydanych na podstawie art. 32 ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne.

Zgodnie z przywołanym powyżej art. 3 pkt 3b ustawy – Prawo energetyczne, przez paliwa ciekłe należy rozumieć nośniki energii, w tym zawierające dodatki: półprodukty rafineryjne, gaz płynny LPG, benzyny pirolityczne benzyny silnikowe, benzyny lotnicze, paliwa typu benzyny do silników odrzutowych, inne nafty, oleje napędowe, lekkie oleje opałowe i pozostałe oleje napędowe, ciężkie oleje opałowe, benzyny lądowe i przemysłowe, biopaliwa płynne (ciekłe), smary – określone w załączniku B rozdziału 4 i 5 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 1099/2008 z 22 października 2008 r. w sprawie statystyki energii¹⁷⁵⁾, których szczegółowy wykaz ustanawiają przepisy wydane na podstawie art. 32 ust. 6 ww. ustawy.

W związku z tym 15 grudnia 2016 r. Minister Energii wydał rozporządzenie w sprawie szczegółowego wykazu paliw ciekłych, których wytwarzanie, magazynowanie lub przeładunek, przesyłanie lub dystrybucja, obrót, w tym obrót z zagranicą, wymaga koncesji oraz których przywóz wymaga wpisu do rejestru podmiotów przywożących¹⁷⁶⁾. Rozporządzenie weszło w życie 16 grudnia 2016 r., szczegółowo opisało kody paliw ciekłych przy zastosowaniu nazw oraz klasyfikacji Nomenklatury Scalonej (kody CN).

16 grudnia 2016 r. do urzędu zaczęły wpływać wnioski dotyczące ww. zmian – ich łączna liczba wyniosła 6 396.

Niezależnie od zasygnalizowanych powyżej zmian przedsiębiorcy działający na rynku paliw ciekłych składali do URE również inne wnioski. W całym 2017 r. wpłynęło ich łącznie 8 634.

Wytwarzanie paliw ciekłych

W 2017 r. udzielono 13 koncesji na wytwarzanie paliw ciekłych. Wydano również 25 decyzji w przedmiocie zmiany koncesji tego rodzaju, obejmujących oznaczenie siedziby koncesjonariusza lub zmiany przedmiotu i zakresu wykonywania działalności koncesjonowanej. Ponadto w 2017 r. utraciło ważność 5 koncesji na wytwarzanie paliw ciekłych, zarówno na skutek ich cofnięcia, stwierdzenia ich wygaśnięcia, jak też upływu terminu ich ważności. Dane dotyczące ważnych na 31 grudnia 2017 r. koncesji na wytwarzanie paliw ciekłych zawiera tab. 68.

Przesyłanie lub dystrybucja paliw ciekłych

W tym okresie sprawozdawczym dokonano 2 zmian w odniesieniu do koncesji na przesyłanie paliw ciekłych. Koncesję w tym zakresie posiadają w dalszym ciągu dwaj przedsiębiorcy (Polski Koncern Naftowy ORLEN S.A. oraz PERN S.A.).

Magazynowanie i przeładunek paliw ciekłych

W 2017 r. Prezes URE udzielił 12 koncesji na magazynowanie i przeładunek paliw ciekłych, w tym 5 w związku ze zmianą przepisów prawa. Dokonano również 36 zmian decyzji. W 2017 r. utraciło moc obowiązującą 18 koncesji na magazynowanie paliw ciekłych wobec stwierdzenia ich wygaśnięcia lub upływu terminu ich ważności, a jedna decyzja udzielająca koncesji w tym zakresie została uchylona. Dane dotyczące ważnych na 31 grudnia 2017 r. koncesji na magazynowanie paliw ciekłych zawiera tab. 68.

¹⁷⁵⁾ Dz. Urz. UE L 304 z 14.11.2008 r., str. 1 z późn. zm.

¹⁷⁶⁾ Dz. U. z 2016 r. poz. 2039.

Obrót paliwami ciekłymi

Koncesjonowanie działalności gospodarczej polegającej na obrocie paliwami ciekłymi w 2017 r. obejmowało przede wszystkim dokonanie zmian już wydanych koncesji w związku z nowelizacjami ustawy – Prawo energetyczne. Udzielano również nowych koncesji przedsiębiorcom, którzy złożyli wniosek o przedłużenie posiadanej koncesji po terminie wskazanym w art. 39 ustawy – Prawo energetyczne albo rozpoczęli wykonywanie działalności w tym 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 2017 r. udzielił 658 koncesji na obrót paliwami ciekłymi, co oznacza wzrost o 21% w stosunku do 2016 r. (udzielono wówczas 542 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 36 przypadkach.

Dokonano również 2 627 zmian obowiązujących koncesji, co stanowi aż ponad pięciokrotnie wyższą liczbę zmian dokonanych w 2016 r., co wynika z dokonanych zmian przepisów prawa.

W 2017 r. utraciło moc obowiązującą 1 996 koncesji na obrót paliwami ciekłymi wobec ich cofnięcia, stwierdzenia ich wygaśnięcia (w związku z niezłożeniem wniosku o dostosowanie koncesji do nowych przepisów prawa lub niezuzupełnieniem wniosku o zmianę we wszystkie niezbędne dokumenty w terminie wyznaczonym przez Prezesa URE) lub upływu terminu ich ważności.

Dane dotyczące ważnych na 31 grudnia 2017 r. koncesji na obrót paliwami ciekłymi zawiera tab. 68.

Obrót paliwami ciekłymi z zagranicą

Wprowadzenie w 2014 r. nowych regulacji dotyczących koncesjonowania obrotu paliwami ciekłymi z zagranicą przełożyło się na konieczność kontynuacji obsługi przez Prezesa URE wniosków w sprawie udzielenia tego rodzaju koncesji także w 2017 r. Dotyczyły one zarówno obrotu z zagranicą gazem płynnym LPG, który do 1 września 2016 r. nie wymagał złożenia zabezpieczenia majątkowego, jak również innymi rodzajami paliw, objętymi obowiązkiem złożenia tego zabezpieczenia.

W 2017 r. Prezes URE udzielił 6 koncesji na obrót paliwami ciekłymi z zagranicą oraz dokonał 43 zmian decyzji. Ponadto w roku sprawozdawczym utraciło swoją ważność 16 koncesji tego rodzaju.

Tabela 68. Koncesjonowanie paliw ciekłych

Paliwa ciekłe	Koncesje udzielone w 2017 r.	Koncesje ważne na koniec 2017 r.	Koncesje ważne na koniec 2016 r.
Wytwarzanie	13	32	24
Magazynowanie	12	45	52
Przesyłanie	0	2	2
Obrót	658	6 329	7 715
Obrót z zagranicą	6	42	54
Razem	689	6 450	7 847

Źródło: URE.

Cofnięcie i wygaśnięcie koncesji

W 2017 r. Prezes URE wydał 2 035 rozstrzygnięć w zakresie cofnięcia i wygaśnięcia koncesji dotyczących działalności gospodarczej dotyczącej paliw ciekłych.

Główną przyczyną zmniejszenia liczby koncesjonariuszy w 2017 r. było uchybienie terminom wynikającym z ustaw: z 7 i 22 lipca 2016 r., zobowiązującym ich do złożenia wniosków w sprawie zmiany posiadanych koncesji lub uzupełnienia w terminie wskazanym przez Prezesa URE złożonego wniosku o wymagane dokumenty. Przypadków stwierdzenia wygaśnięcia koncesji z tego powodu było 1 631.

Ponadto koncesja udzielona przedsiębiorstwu energetycznemu, stosownie do zapisów ustawy – Prawo energetyczne (art. 42), wygasa przed upływem czasu, na jaki została wydana, m.in. z dniem wykreślenia danego przedsiębiorcy z właściwego rejestru lub ewidencji. O fakcie wykreślenia przedsiębiorcy z właściwego rejestru lub ewidencji Prezes URE dowiaduje się z reguły, wykorzystując dostęp do Centralnej Ewidencji i Informacji o Działalności Gospodarczej, 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. Takich decyzji w 2017 r. wydano w 57 przypadkach.

Jedną z przyczyn zmniejszenia liczby ważnych koncesji jest również upływ terminu ich obowiązywania, takich przypadków w 2017 r. było 188. Należy uwzględnić, że w części tego rodzaju przypadków koncesjonariusze nie występują już o ponowne udzielenie koncesji.

W 2017 r. wydano 146 decyzji cofających udzielone koncesje w zakresie paliw ciekłych.

Inne działania Prezesa URE w zakresie paliw ciekłych

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 lub przestępstwo skarbowe mające związek z prowadzoną działalnością gospodarczą (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).

W procesie koncesjonowania paliw ciekłych, jak również monitorowania tego sektora rynku, 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. Natomiast z drugiej 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 trzema 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 sankcję, 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 2017 r. organy państwowe ujawniały fakt prowadzenia działalności bez wymaganej koncesji i przekazywały takie informacje do Prezesa URE. Działanie takie jednak co do zasady podlega kognicji sądów powszechnych. Od 2 września 2016 r. prowadzenie działalności gospodarczej bez wymaganej koncesji podlega przepisom karnym. Zgodnie z art. 57g ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, kto prowadzi działalność gospodarczą w zakresie paliw ciekłych bez wymaganej koncesji podlega grzywnie do 5 mln zł albo karze pozbawienia wolności od 6 miesięcy do lat 5.

Jednocześnie istotną informacją przy stwierdzeniu, że podmiot prowadzi działalność gospodarczą bez wymaganej prawem koncesji, jest także wskazanie dostawcy paliwa ciekłego, który sprzedawał paliwa przedsiębiorcy, który nie posiadał 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 ustawy – Prawo energetyczne. 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 omawianym roku 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, a także z Polską Organizacją Gazu Płynnego i Polską Izbą Gazu Płynnego.

1.3. Rejestr podmiotów przywożących

Podmioty (osoby fizyczne, osoby prawne, jednostki organizacyjne nieposiadające osobowości prawnej), które samodzielnie lub za pośrednictwem innego podmiotu dokonują przywozu paliw ciekłych (sprowadzenia na terytorium RP paliw ciekłych w ramach nabycia wewnątrzspółnotowego lub importu), z wyłączeniem przywozu paliw ciekłych:

- w ramach wykonywania działalności polegającej na obrocie paliwami ciekłymi z zagranicą wymagającej uzyskania koncesji, lub

– przeznaczonych do użycia podczas transportu i przywożonych w standardowych zbiornikach, o których mowa w art. 33 ust. 1 ustawy z 6 grudnia 2008 r. o podatku akcyzowym¹⁷⁷⁾, mogą dokonywać przywozu paliw ciekłych po wpisaniu do rejestru podmiotów przywożących, prowadzonego przez Prezesa URE (art. 32a i następane ustawy – Prawo energetyczne, wprowadzone ustawą z 22 lipca 2016 r.).

Katalog paliw ciekłych kwalifikujących się do tego obowiązku określił Minister Energii w rozporządzeniu paliwowym, które weszło w życie 16 grudnia 2016 r. Od tego dnia możliwym stało się składanie wniosków o wpis do tego rejestru. Wzór samego wniosku został udostępniony przez Prezesa URE na stronie internetowej urzędu.

W konsekwencji podmioty, które złożyły do 16 stycznia 2017 r. wniosek o wpis do rejestru podmiotów przywożących mogły kontynuować działalność do czasu uzyskania wpisu. Natomiast przedsiębiorcy, którzy nie złożyli wniosku w tym terminie mogli wykonywać działalność w tym zakresie dopiero po uzyskaniu stosownego wpisu.

W 2017 r. do rejestru podmiotów przywożących zostało wpisanych 522 przedsiębiorców. Zmiany wpisów dokonano w 53 przypadkach, natomiast z rejestru wykreślono 63 podmioty (na wniosek zainteresowanych).

1.4. Obowiązki sprawozdawcze i informacyjne przedsiębiorstw energetycznych

Ustawa z 22 lipca 2016 r. wprowadziła do ustawy – Prawo energetyczne trzy rodzaje nowych obowiązków sprawozdawczych, do których realizacji obowiązane są przedsiębiorstwa wykonujące działalność gospodarczą na rynku paliw ciekłych.

Zgodnie z art. 43e ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność polegającą na wytwarzaniu paliw ciekłych, magazynowaniu lub przeladunku paliw ciekłych, przesyłaniu lub dystrybucji paliw ciekłych, obrocie paliwami ciekłymi, w tym obrocie nimi z zagranicą, a także podmioty wpisane do rejestru podmiotów przywożących, przekazują do Prezesa URE informacje o rodzajach i lokalizacji infrastruktury paliw ciekłych wykorzystywanej do prowadzonej działalności – w terminie 7 dni od dnia rozpoczęcia eksploatacji infrastruktury lub trwałego zaprzestania eksploatacji tej infrastruktury. Realizacja tego obowiązku rozpoczęła się od 7 lipca 2017 r.

Na mocy art. 43d ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na wytwarzanie paliw ciekłych lub koncesję na obrót paliwami ciekłymi z zagranicą, a także podmiot przywożący stosownie do swojej działalności przekazuje m.in. Prezesowi URE miesięczne sprawozdanie o rodzajach oraz ilości wytworzonych, przywiezionych i wywiezionych paliw ciekłych, a także ich przeznaczeniu – w terminie 20 dni od dnia zakończenia miesiąca, którego dotyczy sprawozdanie. Realizacja tego obowiązku zaczęła się od 21 sierpnia 2017 r.

Zgodnie z art. 4ba ust. 1 i 4 ustawy – Prawo energetyczne, wprowadzonym na mocy ustawy z 22 lipca 2016 r., przedsiębiorstwa energetyczne świadczące usługi magazynowania, przeladunku, przesyłania, dystrybucji paliw ciekłych, są zobowiązane do przekazywania Prezesowi URE, Prezesowi Agencji Rezerw Materiałowych oraz ministrowi właściwemu do spraw finansów publicznych, miesięcznych sprawozdań zawierających informację o podmiotach zlecających usługi, o których mowa powyżej, w terminie 14 dni od dnia zakończenia miesiąca, którego dotyczy sprawozdanie, począwszy od czerwca 2017 r.

Jednym z obowiązków nałożonych na Prezesa URE w ramach nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne jest gromadzenie i analiza danych wynikających z przesyłanych przez przedsiębiorców sprawozdań. Skala wpływu dokumentów sprawozdawczych przekazywanych do urzędu kształtuje się następująco:

¹⁷⁷⁾ Dz. U. z 2017 r. poz. 43 i 60.

- 1) ok. 5 300 informacji o rodzajach i lokalizacji infrastruktury paliw ciekłych wykorzystywanych do prowadzonej działalności, które zostały nadane w placówce Pocztovej bądź wpłynęły do urzędu do 7 lipca 2017 r.,
- 2) comiesięcznie ok. 200 informacji o rodzajach i lokalizacji infrastruktury paliw ciekłych wykorzystywanej do prowadzonej działalności (aktualizacje złożonych wcześniej dokumentów i informacje składane po raz pierwszy, po upływie ustawowego terminu),
- 3) comiesięcznie ok. 470 sprawozdań o rodzajach oraz ilości wytworzonych, przywiezionych i wywiezionych paliw ciekłych, a także ich przeznaczeniu,
- 4) comiesięcznie ok. 40 sprawozdań o podmiotach zlecających usługi magazynowania, przeładunku, przesyłania i dystrybucji.

Stosownie do dyspozycji art. 43b ust. 5 pkt 3 w zw. z ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, w prowadzonym na stronie internetowej Biuletynie Informacji Publicznej URE rejestrze przedsiębiorstw energetycznych posiadających koncesję w zakresie paliw ciekłych, udostępniony został wykaz zawierający informacje o rodzajach i lokalizacji infrastruktury paliw ciekłych, który zawiera dane o eksploatowanych: instalacjach wytwarzania, magazynowania oraz przeładunku paliw ciekłych, stacjach paliw ciekłych, kontenerowych stacjach paliw ciekłych, środkach transportu paliw ciekłych, a także rurociągach. Opublikowany wykaz nie obejmuje zbiorników przydomowych oraz butli z gazem propan-butan, ujawnieniu podlega natomiast korzystanie ze środków transportu osób trzecich¹⁷⁸⁾.

Informacje zawarte w wykazie podlegają bieżącej aktualizacji, stosownie do przesyłanych przez przedsiębiorców informacji o rodzajach i lokalizacji infrastruktury paliw ciekłych wykorzystywanej do prowadzonej działalności.

Tabela 69. Infrastruktura paliw ciekłych

Dane liczbowe dotyczące ujawnionej infrastruktury paliw ciekłych na koniec 2017 r.	
Rodzaj infrastruktury	Liczba
Instalacje wytwarzania paliw ciekłych	203
Instalacje przeładunku paliw ciekłych	658
Stacje paliw	8 390
Kontenerowe stacje paliw	77
Magazynowanie	826
Rurociągi	12
Środki transportu	10 770

Źródło: URE.

Początkowo realizacja obowiązków sprawozdawczych napotykała na istotne trudności. Wynikały one z niewiedzy przedsiębiorców co do konieczności składania sprawozdań, jak i licznych błędów popełnianych przy ich wypełnianiu. Konsekwentne wysyłanie do przedsiębiorców wyjaśnień i wezwań do skorygowania nieprawidłowo wypełnianych sprawozdań pozwoliło wyeliminować większość błędów pojawiających się przy realizacji obowiązków sprawozdawczych. Znaczny problem stanowi w dalszym ciągu brak środków dedykowanych utworzeniu baz danych, w których zamieszczane byłyby przesyłane przez przedsiębiorców informacje.

Pomimo pojawiających się na stronie internetowej URE przypomnień i informacji Prezesa URE oraz monitów kierowanych do mediów i organizacji branżowych, wielu spośród przedsiębiorców nie wywiązało się w terminie z obowiązków informacyjno-sprawozdawczych. W konsekwencji konieczne było wszczęcie kilkuset postępowań w sprawie wymierzenia kary i stopniowe sankcjonowanie zaistniałych naruszeń obowiązków sprawozdawczych.

Praktyka realizacji obowiązków sprawozdawczych ujawniła potrzebę nowelizacji przepisów je statuujących. Niezasadne w ocenie Prezesa URE wydaje się nałożenie na przedsiębiorców obowiązków

¹⁷⁸⁾ Wykaz dostępny pod adresem: <http://bip.ure.gov.pl/bip/rejstry-i-bazy/infrastruktura-paliw-ci/3658,Infrastruktura-paliw-cieklych-rodzaje-i-lokalizacja.html>

składania sprawozdań do kilku organów. Nie tylko stanowi to obciążenie organizacyjne dla przedsiębiorców, ale również rodzi dodatkowe koszty (koszty przesyłania sprawozdań do kilku organów jak i opłaty skarbowe od pełnomocnictw). Wymusza również prowadzenie dodatkowych postępowań w sprawie wymierzenia kary, w przypadkach gdy przedsiębiorcy naruszyli obowiązek przestania jednego ze sprawozdań do organu innego niż Prezes URE. Wydaje się właściwym ograniczenie obowiązku sprawozdawczego w tym zakresie, zaś zagregowane dane wynikające ze sprawozdań mogłyby być okresowo przesyłane przez Prezesa URE do innych organów zainteresowanych ich otrzymaniem.

1.5. Wielkość produkcji i przywozu paliw ciekłych

Stosownie do art. 43d ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne, na podstawie sprawozdań, o których mowa w ust. 1 tj. o rodzajach oraz ilości wytworzonych, przywiezionych i wywiezionych paliw ciekłych, a także ich przeznaczeniu, Prezes URE ogłasza kwartalnie w Biuletynie URE całkowite wielkości produkcji i przywozu poszczególnych paliw ciekłych na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, stosując nazwy oraz klasyfikację Nomenklatury Scalonej (kody CN) w terminie 45 dni od dnia zakończenia kwartału. Należy wskazać, że III kwartał 2017 r. był pierwszym kwartałem objętym nowymi obowiązkami sprawozdawczymi, nałożonymi na podstawie art. 43d ustawy – Prawo energetyczne, w związku z czym pierwszy raport kwartalny Prezesa URE dotyczył właśnie tego okresu.

14 lutego 2018 r. w Biuletynie URE został opublikowany kolejny, przygotowany na podstawie miesięcznych sprawozdań o rodzajach oraz ilości wytworzonych, przywiezionych i wywiezionych paliw ciekłych, a także ich przeznaczeniu, raport zawierający całkowite wielkości produkcji i przywozu paliw ciekłych na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej w IV kwartale 2017 r., z zachowaniem nazw i klasyfikacji Nomenklatury Scalonej (kody CN).

Istotną trudność przy sporządzaniu raportu stanowi okoliczność, że stosownie do wzoru sprawozdania stanowiącego załącznik do rozporządzenia Ministra Energii z 15 maja 2017 r. w sprawie wzoru sprawozdania o rodzajach oraz ilości wytworzonych, przywiezionych i wywiezionych paliw ciekłych a także ich przeznaczeniu¹⁷⁹⁾, przedsiębiorcy obowiązani są ujawnić ilość paliw wytworzonych. W świetle definicji wytwarzania zawartej w art. 3 pkt 45 ustawy – Prawo energetyczne, prowadzi to do ujawniania w sprawozdaniach ilości paliw ciekłych nieodpowiadających ilościom paliw wyprodukowanych (jako wytworzone ujawniane są ilości powstające w procesach mieszania, uszlachetniania czy komponowania). Prowadzi to do zawyżenia publikowanych w raportach kwartalnych ilości paliw ciekłych wyprodukowanych na terenie kraju.

Obowiązek sprawozdawczy komplikuje ponadto dla przedsiębiorców konieczność śledzenia pochodzenia danej partii paliwa ciekłego, jak i jego przeznaczenia. W przypadku przedsiębiorstw prowadzących działalność w zakresie wytwarzania gazu płynnego (LPG) dodatkową trudność stanowi okoliczność, że paliwo pochodzące z jednej dostawy podlega procesom mieszania z paliwem pochodzącym z innej dostawy. W rezultacie nie są oni w stanie określić pochodzenia danej partii paliwa w momencie jego wydawania odbiorcy. Ponadto przedsiębiorcy sygnalizują, że często w chwili składania sprawozdania przeznaczenie całości przywiezionego lub wyprodukowanego paliwa w miesiącu, którego dotyczy obowiązek sprawozdawczy, nie jest jeszcze znane. W związku z tym nie mają oni możliwości wypełnienia sprawozdania zgodnie ze stanem faktycznym. Formularz sprawozdania stanowiący załącznik do ww. rozporządzenia Ministra Energii, nie przewiduje sytuacji, w której przedsiębiorca na dzień składania sprawozdania nie jest w stanie określić przeznaczenia przywiezionego paliwa. W celu usprawnienia realizacji obowiązków sprawozdawczych w URE opracowany został załącznik do sprawozdania umożliwiający przedsiębiorcom szczegółowe określenie przeznaczenia paliwa, jak i ilości paliw rzeczywiście wyprodukowanych, jak również określenie ilości paliwa ciekłego, którego przeznaczenie nie zostało ostatecznie określone do dnia złożenia

¹⁷⁹⁾ Dz. U. z 2017 r. poz. 2011.

sprawozdania. Wydaje się, że załącznik ten mógłby stanowić podstawę prac nad nowelizacją przepisów rozporządzenia Ministra Energii z 15 maja 2017 r.

Tabela 70. Wytworzone i przywiezione paliwa ciekłe w II połowie 2017 r.

Ilość wytworzonych i przywiezionych paliw ciekłych w II połowie 2017 r.		
Rodzaj paliwa	Ilość paliw wytworzonych	Ilość paliw przywiezionych
Benzyny bezołowiowe	4 338 214,15 m ³	411 975,06 m ³
Oleje napędowe	10 718 750,89 m ³	3 210 138,73 m ³
Gaz płynny (LPG)	347 541,30 ton	1 222 469,92 ton

Źródło: URE.

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 2017 r. zobowiązywały Prezesa URE do prowadzenia monitoringu rynku paliw ciekłych i biopaliw ciekłych na podstawie:

- sprawozdań kwartalnych (art. 30 ust. 2 ustawy o biopaliwach) przekazywanych w terminie do 45 dni po zakończeniu kwartału, przez producentów paliw ciekłych i biopaliw ciekłych¹⁸⁰⁾, 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,
- 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 wewnątrzspółnotowego¹⁸¹⁾.

Niewykonywanie lub nierzetelne wykonywanie przez przedsiębiorców ww. obowiązków sprawozdawczych zagrożone jest sankcją w postaci kary pieniężnej.

Należy podkreślić, że w 2017 r. informacje zawarte w sprawozdaniach otrzymywanych od Ministra Finansów nadal 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

¹⁸⁰⁾ Tj. przedsiębiorców w rozumieniu ustawy o swobodzie działalności gospodarczej, wykonujących działalność gospodarczą w zakresie:

- wytwarzania, magazynowania, importu lub nabycia wewnątrzspółnotowego paliw ciekłych lub biopaliw ciekłych i wprowadzania ich do obrotu lub
- importu lub nabycia wewnątrzspółnotowego biokomponentów, a następnie ich wykorzystania do wytwarzania przez siebie paliw ciekłych lub biopaliw ciekłych.

¹⁸¹⁾ 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 wewnątrzspółnotowego przez producentów i podmioty sprowadzające (zgodnie z art. 30 ust. 3 ustawy o biopaliwach).

pozyskanych w toku odrębnych postępowań, dokonuje indywidualnej identyfikacji podmiotu niewskazanego w żadnym z raportów kwartalnych Ministra Finansów za dany rok rozliczeniowy, a obowiązany 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 wewnątrzspółnotowo, paliw lub biopaliw ciekłych.

Niezależnie od powyższego, przydatność sprawozdań Ministra Finansów dla celów realizacji przepisów ustawy o biopaliwach uległa w drugiej połowie 2017 r. dalszemu drastycznemu obniżeniu w związku z zaprzestaniem przekazywania danych umożliwiających jakąkolwiek identyfikację podmiotów, które dokonały importu lub nabycia wewnątrzspółnotowego paliw ciekłych lub biopaliw ciekłych. Odcięcie od tego rodzaju danych Ministerstwo Finansów tłumaczy brakiem kompetencji Prezesa URE w zakresie dostępu do informacji stanowiących tajemnicę skarbową. Prezes URE podjął w 2017 r. działania zmierzające do systemowego zabezpieczenia dostępu do tych danych.

Rezultatem działań prowadzonych w zakresie monitoringu rynku paliw ciekłych i biopaliw ciekłych na podstawie ustawy o biopaliwach były zbiorcze raporty kwartalne Prezesa URE przekazywane ministrom właściwym do spraw: finansów publicznych, gospodarki, rynków rolnych oraz środowiska, a także Dyrektorowi Generalnemu Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa (dawniej Prezes ARR). Część zebranych danych, dotyczących biopaliw ciekłych, było sukcesywnie publikowanych na stronie internetowej urzędu. Ich zestawienie zbiorcze dotyczące 2017 r. zawarte zostało w tab. 71.

Należy również przypomnieć, 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 (obecnie Dyrektor Generalny Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa).

Tabela 71. 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]	254 819	0	0	254 819
Biopaliwa ciekłe sprzedane na terytorium kraju	[tona]	303 299	0	37 573	265 726
Biopaliwa ciekłe przeznaczone do zastosowania w wybranych flotach* oraz zużyte na potrzeby własne	[tona]	0	0	0	0

* 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 2017 r. od producentów, którzy przekazali sprawozdania kwartalne, o których mowa w art. 30 ust. 2 ustawy o biopaliwach.

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/WE¹⁸²⁾, jest monitorowanie oraz egzekwowanie wykonania

¹⁸²⁾ Dz. U. UE L 2009.140.16.

Narodowego Celu Wskaźnikowego (NCW), o którym mowa w art. 23 ustawy o biopaliwach, tj. zapewnienia w danym roku co najmniej minimalnego udziału biokomponentów i innych paliw odnawialnych rozporządzanych poprzez dokonanie jakiegokolwiek czynności prawnej lub faktycznej lub zużywanych na potrzeby własne we wszystkich rodzajach transportu w ogólnej ilości paliw ciekłych i biopaliw ciekłych rozporządzanych poprzez dokonanie jakiegokolwiek czynności prawnej lub faktycznej lub zużywanych w ciągu roku kalendarzowego w transporcie drogowym i kolejowym.

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 zakresie¹⁸³⁾. NCW na 2017 r., w wysokości 7,10%, zostało jednak określone w drodze przepisu ustawowego – w art. 7 ustawy z 30 listopada 2016 r.

Zobowiązanymi do realizacji NCW są podmioty, w tym mające siedzibę lub miejsce zamieszkania poza terytorium RP, dokonujące, samodzielnie lub za pośrednictwem innego podmiotu, wytwarzania, importu lub nabycia wewnątrzspółnotowego paliw ciekłych lub biopaliw ciekłych, które:

- rozporządzają nimi na terytorium RP poprzez dokonanie jakiegokolwiek czynności prawnej lub faktycznej lub
- zużywają je na potrzeby własne na tym terytorium, z wyłączeniem przywozu paliw ciekłych przeznaczonych do użycia podczas transportu i przywożonych w standardowych zbiornikach, o których mowa w art. 33 ust. 1 ustawy z 6 grudnia 2008 r. o podatku akcyzowym^{184, 185)}.

Począwszy od 2017 r., podmiot realizujący NCW został zobowiązany do wykonania tego obowiązku w co najmniej 50% za pomocą biokomponentów zawartych w paliwach ciekłych.

Obowiązek realizacji NCW 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, 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 2017 r. została przy tym ustalona na poziomie 0,82¹⁸⁶⁾, co oznaczało możliwość skorzystania przez podmiot realizujący Narodowy Cel Wskaźnikowy z obniżki NCW o 18%, po spełnieniu wymagań uprawniających do tej obniżki, określonych w art. 23 ustawy o biopaliwach.

Na podstawie sprawozdań rocznych zebranych w 2017 r. w trybie art. 30b ust. 1 ustawy o biopaliwach, od 24 podmiotów, zidentyfikowanych jako obowiązane do realizacji NCW w 2016 r., ustalono, że realizacja NCW w 2016 r. wyniosła:

- 7,21% wśród przedsiębiorców, którzy nie skorzystali z możliwości redukcji NCW,
- 6,06% wśród przedsiębiorców, którzy skorzystali z możliwości redukcji NCW.

Ogólny poziom realizacji NCW w 2016 r., wliczając realizację zredukowanego NCW, wyniósł 6,19%.

Z kolei na podstawie sprawozdań rocznych przekazanych w 2018 r., wstępnie ustalono, że realizacja NCW w 2017 r. wyniosła ogółem 5,89%, w tym:

- 6,22% wśród przedsiębiorców, którzy nie skorzystali z możliwości redukcji NCW,
- 5,68% wśród przedsiębiorców, którzy skorzystali z możliwości redukcji NCW.

Ponadto, w 2017 r. do przedsiębiorców podlegających dyspozycji art. 23 ust. 1 ustawy o biopaliwach kierowano wezwania do przedstawienia szczegółowych informacji i dokumentów w zakresie realizacji

¹⁸³⁾ Art. 24 ust. 1 ustawy o biopaliwach.

¹⁸⁴⁾ Dz. U. z 2017 r. poz. 43 i 60.

¹⁸⁵⁾ Art. 2 ust. 1 pkt 25 ustawy o biopaliwach.

¹⁸⁶⁾ Rozporządzenie Rady Ministrów z 20 kwietnia 2015 r. w sprawie wysokości współczynników redukcyjnych na lata 2016 i 2017 (Dz. U. z 2015 r. poz. 631).

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.

CZĘŚĆ VIII.

Inne zadania Prezesa URE

1. Kontrolowanie działalności przedsiębiorstw energetycznych

1.1. Naruszenia warunków koncesji w zakresie paliw ciekłych

Zgodnie z art. 23r ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE przeprowadza kontrole lub postępowania wyjaśniające w sprawie naruszenia: warunków prowadzenia działalności objętej koncesjami w zakresie, w jakim dotyczą paliw ciekłych, albo wpisem do rejestru podmiotów przywożących lub warunków udzielonych koncesji w zakresie, w jakim dotyczą paliw ciekłych.

Prezes URE współpracuje również z innymi organami, tj. m.in. Szefem Krajowej Administracji Skarbowej, Prezesem Rezerw Materiałowych, Inspekcją Handlową, Policją, prokuraturą, czy administracją miar w zakresie przekazywania wszelkich posiadanych informacji i dokumentów, które mogą posłużyć do stwierdzenia, czy nastąpiło naruszenie warunków koncesji lub warunków prowadzenia działalności koncesjonowanej.

W 2017 r. Prezes URE wielokrotnie pozyskiwał informacje związane ze sprawdzaniem przez wskazane w art. 23r ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne organy, spełnienia obowiązku posiadania koncesji, o których mowa w art. 32 ust. 1 pkt 1-4 ustawy – Prawo energetyczne, w zakresie, w jakim dotyczą paliw ciekłych, posiadania wpisu do rejestru RPP, o którym mowa w art. 32a ustawy – Prawo energetyczne, czy zgłoszenia do Prezesa URE infrastruktury paliw ciekłych, o którym mowa w art. 43e ustawy – Prawo energetyczne.

W związku ze spływającymi ww. informacjami z organów kontroli, dotyczącymi rezultatów prowadzonych kontroli prawidłowości wykonywania działalności gospodarczej, były podejmowane przez Prezesa URE postępowania wyjaśniające odnośnie zgłaszanych zastrzeżeń.

Jednocześnie stosownie do art. 304 § 2 Kodeksu postępowania karnego, w przypadku wykrycia w trakcie takiej kontroli przestępstwa ściganego z urzędu, organ kontroli zobowiązany jest zawiadomić o tym prokuratora lub policję.

1.2. 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.

Zmierając więc do równoważenia interesów przedsiębiorstw i odbiorców paliw i energii, Prezes URE dokonuje kontroli w każdym postępowaniu administracyjnym w sprawie zatwierdzenia taryfy, bez względu na rodzaj nośnika m.in. poprzez:

- 1) analizowanie i weryfikowanie kosztów przyjmowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne jako uzasadnione do kalkulacji cen i stawek opłat (w tym prawidłowość kosztów przeniesionych i sposób podziału kosztów wspólnych),

- 2) sprawdzanie, czy wysokość proponowanych do zatwierdzenia cen i stawek opłat zapewnia ochronę interesów odbiorców przed ich nieuzasadnionym poziomem,
- 3) ustalanie udziału opłat stałych w łącznych opłatach za usługi dystrybucji,
- 4) sprawdzanie, czy przedsiębiorstwa różnicują ceny i stawki opłat dla poszczególnych grup taryfowych stosownie do ponoszonych kosztów,
- 5) analizowanie prawidłowości planowanych przychodów za ponadumowny pobór energii biernej, przekroczenia mocy i opłaty za usługi wykonywane na dodatkowe zlecenie odbiorcy itp., o które to przychody pomniejszany jest przychód pokrywający koszty uzasadnione przedsiębiorstwa, a stanowiący podstawę do kalkulacji stawek opłat, itd.

Ponadto, Prezes URE prowadzi stały, bieżący nadzór nad stosowaniem taryf przez przedsiębiorstwa energetyczne, w szczególności w związku z wątpliwościami odbiorców, co do prawidłowości ich stosowania.

W 2017 r. urząd zwrócił się do pięciu OSD, którzy od 1 lipca 2007 r. dokonali rozdziału działalności (ENERGA OPERATOR S.A., ENEA Operator Sp. z o.o., innogy Stoen Operator Sp. z o.o., PGE Dystrybucja S.A. oraz TAURON Dystrybucja S.A.) o przedstawienie szczegółowych danych dotyczących wykonanych i planowanych przyłączeń odbiorców (w tym dotyczących nakładów, mocy przyłączeniowych oraz zwiększeń mocy istniejących przyłączy). Wyniki analizy przedstawionych danych wskazały, że stawki opłat przyłączeniowych w 2018 r. powinny w niektórych przypadkach pozostać na niezmiennym poziomie w stosunku do 2017 r., w innych – zostać obniżone, a w jednym nieznacznie podwyższone. Wyniki te zostały uwzględnione w procesie zatwierdzania taryf OSD na rok 2018.

Warto także wskazać, że Prezes URE prowadząc monitoring stosowania taryf, wzywa przedsiębiorstwa do złożenia wniosku o zatwierdzenie taryfy. W 2017 r. regulator wystosował 21 takich wezwań do przedsiębiorstw sektora gazowego.

1.3. Działania interwencyjne

Działania interwencyjne podejmowane były w szczególności na sygnały od odbiorców energii i paliw. Działania te skupiały się przede wszystkim na niwelowaniu ewentualnych nieprawidłowości w działaniu przedsiębiorstw energetycznych. Nieprawidłowości te dotyczyły w szczególności sposobu zawierania umów sprzedaży energii elektrycznej i paliw gazowych w zakresie wprowadzania w błąd, co do istoty, zawartej umowy oraz innych istotnych kwestii związanych z zawartą czynnością prawną, np. okres wypowiedzenia, kwestia naliczenia kary umownej. Należy przy tym zaznaczyć, że takie przypadki nie występowały w sytuacji zawierania umów na dostawy ciepła. Zdarzało się, że odbiorcy informowali, w ramach składanych skarg, o złożonych wnioskach dotyczących wskazanych zdarzeń do organów ścigania.

Poniżej przedstawiono katalog typów interwencji najczęściej występujących w 2017 r.

Działania interwencyjne w zakresie energii elektrycznej

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 nieznajomości tematu przez piszącego, co w takich przypadkach nie wymagało podejmowania interwencji.

Tym niemniej, w 2017 r. Prezes URE podejmował działania interwencyjne. Jedno z nich dotyczyło dwóch stowarzyszeń związanych z branżą budowlaną (reprezentujących grupy inżynierskie, wykonujących samodzielne funkcje techniczne w budownictwie), które zwróciły się do Prezesa URE

w kwestii zasadności pobierania opłat za informacje udzielane przez operatora systemu dystrybucyjnego tj. informacji o lokalizacji sieci energetycznych należących do OSD, znajdujących się w bezpośrednim sąsiedztwie planowanych inwestycji oraz uzgodnienie skrzyżowań projektowanej obcej infrastruktury (np. przyłącza ciepłego, wodociągowego itp.) z sieciami energetycznymi należącymi do OSD, których nie naniesiono na mapę zasadniczą.

W konsekwencji Prezes URE wezwał przedsiębiorstwo energetyczne do nadesłania wyjaśnień w niniejszej sprawie, w tym odnośnie wypełnienia przez nie obowiązków uzupełnienia map w zasobach miejskich w zakresie sieci zinwentaryzowanych oraz przedstawienia zasad współpracy i udzielania informacji podmiotom z branży inżynierskiej. Po przeanalizowaniu informacji i dokumentów nadesłanych przez przedsiębiorstwo energetyczne strona została poinformowana, że do zakresu kompetencji Prezesa URE nie należy rozstrzyganie prawidłowości stosowania przez przedsiębiorstwo energetyczne przepisów właściwych dla branży budowlanej. W dalszej kolejności Prezes URE wskazał na instytucję starosty – jako jednostki odpowiedzialnej zgodnie z obowiązującym prawodawstwem – za prowadzenie ewidencji branżowej sieci uzbrojenia terenu oraz na nieodpłatny charakter działań z zakresu wymiany informacji branżowej z tą instytucją.

Natomiast kolejne podjęte działanie interwencyjne dotyczyło pisma odbiorcy w sprawie rozliczeń za energię elektryczną dokonywanych przez przedsiębiorstwo energetyczne, w którym to odbiorca kwestionował prawidłowość stosowanych okresów rozliczeniowych. W efekcie Prezes URE wystosował pismo do przedsiębiorstwa energetycznego w tej sprawie z prośbą o wyjaśnienia. Po otrzymaniu wyjaśnień przedsiębiorstwa oraz dodatkowych informacji od odbiorcy, ostatecznie uznano, że pozostające rozbieżności pomiędzy stronami, ze względu na swój charakter, powinny zostać rozstrzygnięte przez sąd.

W 2017 r. wiele podjętych interwencji przez Prezesa URE skutkowało odstąpieniem przez sprzedawcę od naliczenia odbiorcy kary umownej lub wypłaceniem odbiorcy rekompensaty w wysokości kary umownej, którą odbiorca obciążony został przez poprzedniego sprzedawcę. Sytuacje te dotyczyły procedury zmiany sprzedawcy, w trakcie której na skutek niedopatrzeń sprzedawcy lub w związku z błędem jego przedstawiciela czy błędem systemu informatycznego odbiorca obciążony był taką karą. Podkreślić należy, że odbiorca mógłby dochodzić swoich praw od sprzedawcy na drodze sądowej, tym niemniej wyjaśnienia, których Prezes URE żąda od przedsiębiorstw energetycznych w podobnych sprawach często okazują się wystarczające do zakończenia sprawy w sposób satysfakcjonujący odbiorcę.

Ponadto wiele interwencji związanych było z działaniami jednego ze sprzedawców alternatywnych, dotyczącymi stosowania nieuczciwych praktyk rynkowych w zakresie:

- podszywania się pod pracowników dotychczasowego sprzedawcy, korzystając z pojazdów oraz odzieży oznaczonych emblematami ww. przedsiębiorstwa,
- braku rzetelnej i często niepełnej informacji o warunkach oferty,
- otrzymywania przez odbiorców rachunków dwukrotnie wyższych od rachunków wystawianych przez poprzedniego sprzedawcę energii,
- terminu trwania umowy (48 miesięcy zamiast deklarowanych przez sprzedawcę 24 miesięcy),
- nakłaniania odbiorców do podpisania czystego niewypełnionego druku umowy (in blanco) oraz nadrukowywania istotnych informacji dot. warunków umowy bez wiedzy i zgody odbiorcy,
- fałszowania podpisów na umowie oraz licznych nieścisłości związanych z przedstawianymi warunkami umowy.

W ramach podejmowanych interwencji jeden ze sprzedawców alternatywnych zdecydował zakończyć wiele postępowań w sposób polubowny poprzez rozwiązanie spornych umów, bez obciążania odbiorców karami umownymi za przedterminowe rozwiązania umów. Jednocześnie Prezes URE zwrócił uwagę na konieczność zachowania szczególnej ostrożności przy podpisywaniu umów przez odbiorców, o ochronie praw konsumenta (np. prawo do odstąpienia od zawartej umowy poza lokalem przedsiębiorstwa w terminie 14 dni). Prezes URE zwrócił szczególną uwagę na to, że każda umowa powinna być dokładnie przeczytana przed jej podpisaniem, a odbiorcy powinni zwrócić uwagę na okres

jej obowiązywania oraz sposób i warunki rozwiązywania umów, jak również wynikające z nich zobowiązania, w szczególności opłaty z tytułu przedterminowego rozwiązania umowy (kary umowne). Ponadto odbiorcy powinni uważnie zapoznać się z warunkami wypowiedzenia dotychczasowej umowy łączącej go z obecnym sprzedawcą – czy nie wynikają z niej dodatkowe zobowiązania. Natomiast jeżeli treść umowy jest niezrozumiała lub użyta czcionka uniemożliwia zapoznanie się z treścią umowy, należy rozważyć powstrzymanie się od jej podpisania.

Kolejna interwencja dotyczyła stosowanej przez przedsiębiorstwo energetyczne praktyki przy zawieraniu umów w procedurze zmiany sprzedawcy energii elektrycznej polegającej na udzielaniu w lokalu odbiorcy wyłącznie pełnomocnictwa do zmiany sprzedawcy, na podstawie którego pełnomocnik zawierał w imieniu odbiorcy umowę sprzedaży energii elektrycznej, uznając że zawarcie samej umowy nie nastąpiło na odległość tj. poza siedzibą przedsiębiorstwa. Taka praktyka wyłączała odbiorcom możliwość złożenia odstąpienia od zawartej umowy w ciągu 14 dni pomimo, że deklaracja zawarcia samej umowy odbywa się poza lokalem przedsiębiorstwa.

Ponadto w ramach podjętych przez Prezesa URE interwencji do Departamentu Ochrony Interesów Konsumentów UOKiK przekazane zostały skargi odbiorców, zgłaszane do Prezesa URE, na jednego ze sprzedawców stosującego zapisy umowne dotyczące tzw. milczącej zgody na przyjęcie oferty odnowieniowej, czyli mechanizmu automatycznego przedłużania okresu rozliczeń według Cennika, co może zostać uznane za klauzulę abuzywną. UOKiK poinformował, że podjęcie w tej sprawie stosowne działania, zgodnie ze swoimi ustawowymi kompetencjami.

Kolejnym przykładem podjętej przez Prezesa URE interwencji może być skarga odbiorcy, który dokonał zmiany sprzedawcy na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej zawartej na okres od 1 lipca 2014 r. do 30 czerwca 2016 r., jednak w trakcie obowiązywania tej umowy odbiorca otrzymał informację o uruchomieniu sprzedaży rezerwowej. Sprzedawca rezerwowy obciążył odbiorcę kosztami za sprzedaż rezerwową realizowaną w okresie od 1 lipca 2015 r. do 8 października 2015 r. Odbiorca twierdził, że uruchomienie sprzedaży rezerwowej wynikało z błędnego zgłoszenia do OSD umowy sprzedaży, w konsekwencji odpowiedzialność odszkodowawczą za uruchomienie sprzedaży rezerwowej powinien ponieść nowy sprzedawca. W związku z tym odbiorca dokonywał płatności na rzecz sprzedawcy rezerwowego, przyjmując do rozliczeń stawki określone w umowie sprzedaży energii elektrycznej, zobowiązując tym samym do uiszczenia pozostałych środków nowego sprzedawcę. Jednocześnie odbiorca poinformował, że kilkakrotnie kontaktował się w tej sprawie z nowym sprzedawcą, wzywając do uregulowania pozostałości zobowiązania, ale próby te okazały się bezskuteczne. Po interwencji regulatora sprzedawca potwierdził, że w wyniku błędu pracownika w zgłoszeniu do OSD wskazany został okres obowiązywania umowy sprzedaży do 30 czerwca 2015 r. zamiast do 30 czerwca 2016 r. Sprzedawca wyjaśnił, że po otrzymaniu informacji od odbiorcy o wątpliwościach odnośnie uruchomienia sprzedaży rezerwowej, zweryfikował na PWI zgłoszenie umowy sprzedaży i stwierdził błąd w okresie zakończenia obowiązywania umowy. W związku z tym sprzedawca dokonał ponownego zgłoszenia do OSD umowy sprzedaży z okresem obowiązywania do 30 czerwca 2016 r. OSD pozytywnie zweryfikował zgłoszenie i od 9 października 2015 r. sprzedawca ponownie rozpoczął sprzedaż energii elektrycznej na potrzeby tego odbiorcy. Jednocześnie sprzedawca wyjaśnił, że prowadził obszerną korespondencję z odbiorcą w tej sprawie i poinformował odbiorcę, że po analizie sprawy uznaje roszczenie za zasadne i przełał na konto sprzedawcy rezerwowego należność wynikającą z różnicy pomiędzy należnościami za energię elektryczną sprzedaną na podstawie umowy sprzedaży rezerwowej a należnościami, jakie wynikałyby obowiązującej umowy za okres od 1 lipca 2015 r. do 8 października 2015 r., wraz z odsetkami z tytułu opóźnień w płatności faktur wystawionych przez sprzedawcę rezerwowego.

Ponadto, w 2017 r. podejmowane były następujące interwencje w [oddziałach terenowych URE](#):

1. Na podstawie art. 28 ustawy – Prawo energetyczne zwracano się do przedsiębiorstw energetycznych o wyjaśnienie w zakresie zarzutów zawartych w składanych skargach, przy czym zapytania były kierowane w taki sposób, aby sprawy były załatwiane tak aby odbiorcy otrzymali pełną informację. Ponadto uczestniczono w przygotowaniu materiałów w celu przekazania ich do

Prokuratury Okręgowej dla wszczętego postępowania karnego przeciwko jednemu przedsiębiorstwu posiadającemu koncesję na obrót energią elektryczną. Jednym z ciekawszych przypadków rozpatrywanej skargi było wystąpienie odbiorcy, w którym zarzucono OSD nieutrzymywanie w należyłym stanie technicznym infrastruktury elektroenergetycznej, a mianowicie przebieg linii średniego napięcia w odległości od obiektu odbiorcy niespełniającej norm technicznych. Po przeprowadzeniu szczegółowego postępowania wyjaśniającego stwierdzono, że zastały stan techniczny nie jest wynikiem działań OSD, a wadliwie przeprowadzonego procesu budowlanego. O powyższym powiadomiono właściwe organy nadzoru budowlanego.

2. W 2017 r. wpłynęła duża liczba pism/skarg odbiorców związanych ze zmianą sprzedawcy, a w szczególności związanych z:

- podwójnym fakturowaniem tj. przez nowego i poprzedniego sprzedawcę energii elektrycznej,
- odstąpieniem od zawartej umowy po upływie ustawowego terminu (obecnie 14 dni) z uwagi np. na wprowadzenie w błąd, podrobienie podpisu, podszywanie się pod pracownika URE.

W każdym przypadku wszczęte było postępowanie wyjaśniające. Przedsiębiorstwa energetyczne w każdym przypadku udzielały wyjaśnień i w sytuacji podwójnego fakturowania dokonywały prawidłowego rozliczenia odbiorcy. W przypadkach odstąpienia od umowy po terminie przedsiębiorstwa energetyczne uwzględniając szczególną sytuację odbiorcy, w niektórych przypadkach decydowały się odstąpić od zawartej umowy bez naliczania kary umownej.

Dodatkowo wskazać należy, że oddziały terenowe na bieżąco wymieniają informacje i doświadczenia z Rzecznikami Konsumentów, organizacjami konsumenckimi, Policją oraz Okręgowymi Urzędami Miar. W związku z powyższym 17 listopada 2017 r. w Starostwie Powiatowym w Kielcach odbyło się spotkanie przedstawicieli z oddziału terenowego w Łodzi z Rzecznikami Konsumentów współorganizowane przez Starostę Kieleckiego i Delegaturę UOKiK w Łodzi „Senior – konsument – bezpieczny i aktywny”, w ramach kampanii „Bezpieczny i Aktywny Senior” organizowanej przez UOKiK. Przedstawiciel Środkowo-Zachodniego Oddziału Terenowego URE z siedzibą w Łodzi przedstawił na nim działania, jakie podejmuje URE, by skuteczniej chronić odbiorców energii podczas wystąpienia pt.: „Procedura zmiany sprzedawcy energii elektrycznej. Jak uwolnić się od niechcianego sprzedawcy energii”.

Działania interwencyjne w zakresie paliw gazowych

W 2017 r. Prezes URE przeprowadził czynności wyjaśniające w odniesieniu do przedsiębiorców, wobec których zachodziło podejrzenie, że zaprzestali spełniać warunki określone w art. 33 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Przeprowadzone czynności wyjaśniające dały podstawy do podjęcia przez Prezesa URE dalszych działań w powyższych sprawach.

Ponadto, podjęto działania mające na celu pozyskanie dodatkowych informacji i dokumentów dotyczących działań przedsiębiorców, wobec których powzięto informację o możliwości naruszania warunków określonych w koncesji lub innych warunków wykonywania koncesjonowanej działalności gospodarczej, określonych przepisami prawa.

Prezes URE w 2017 r. prowadził również monitoring dotyczący zaprzestania wykonywania lub braku rozpoczęcia działalności w zakresie koncesji OPG i OGZ. Ponadto prowadzone były działania sprawdzające w zakresie zaistnienia przesłanki uniemożliwiającej dalsze posiadanie ww. koncesji, o której mowa w art. 33 ust. 3 i 3a ustawy – Prawo energetyczne w związku z art. 41 ust. 2 pkt 4 tej ustawy. Powyższe działania monitorujące były kontynuowane również w 2018 r.

W 2017 r. pojawiły się na terenie działania oddziałów terenowych, znane wcześniej z rynku energii elektrycznej, problemy związane ze zmianą sprzedawcy paliwa gazowego. Problemy te dotyczyły głównie prawidłowości rozliczeń i wymiany danych między podmiotami działającymi na rynku gazu.

1.4. Kontrola realizacji obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej i paliw gazowych

Obowiązek publicznej sprzedaży energii elektrycznej (art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne)

Analogicznie jak w poprzednich latach, Prezes URE przygotował i opublikował w marcu 2017 r. wytyczne w zakresie przygotowania przez przedsiębiorstwa energetyczne sprawozdania z realizacji obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej za 2016 r. – *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.*

W 2017 r. Prezes URE zakończył kontrolę wykonania obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej, o którym mowa w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne (tzw. obligo giełdowe), za okres rozliczeniowy od 1 stycznia 2015 r. do 31 grudnia 2015 r.

Sprawozdania z realizacji obligo giełdowego za 2015 r. zostały złożone przez przedsiębiorstwa energetyczne w ustawowym terminie tj. do 31 marca kolejnego roku. Programem pomocy publicznej określonym ustawą o rozwiązaniu KDT objętych było w 2015 r. pięciu wytwórców.

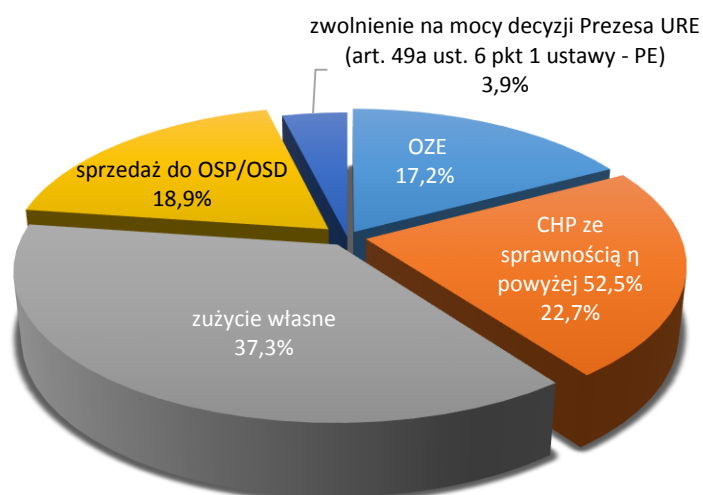
Łączna produkcja energii elektrycznej przez podmioty objęte obowiązkiem obligo giełdowego w 2015 r. wyniosła 129,2 TWh, z czego obowiązkiem sprzedaży w ramach tego obligo było objęte 56,2 TWh. Powyższe stanowiło około 43,5% energii elektrycznej brutto wyprodukowanej przez te przedsiębiorstwa¹⁸⁷⁾.

Rzeczywista sprzedaż energii elektrycznej przez podmioty objęte obowiązkiem obligo giełdowego w trybie przewidzianym przez to obligo w 2015 r. wyniosła 66,4 TWh, co stanowiło ok. 118,3% wykonania tego obowiązku. Sprzedaż energii elektrycznej realizowana była poprzez TGE S.A. i nie była realizowana na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. Żaden wolumen energii elektrycznej nie został sprzedany w drodze otwartego przetargu, o którym mowa w art. 49a ust. 12 ustawy – Prawo energetyczne.

Suma wyłączeń i zwolnień z obowiązku publicznej sprzedaży, o których mowa w art. 49a ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne, wyniosła w 2015 r. ok. 26,6% produkcji energii elektrycznej brutto.

Poniżej na rys. 43 została przedstawiona struktura ww. wyłączeń w 2015 r.

Rysunek 43. Struktura przedmiotowa wyłączeń z obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej w 2015 r.



Źródło: Opracowanie własne URE.

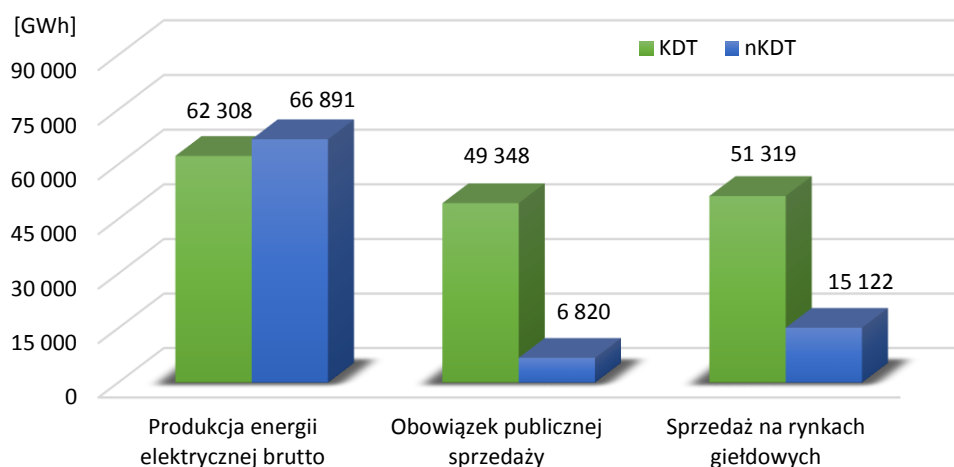
¹⁸⁷⁾ Wielkość ta nie uwzględnia produkcji energii elektrycznej przez badane przedsiębiorstwa energetyczne w jednostkach o łącznej mocy zainstalowanej niższej i równej 50 MW.

W 2015 r. wyłączenia dotyczyły energii elektrycznej wyprodukowanej z OZE i w kogeneracji ze sprawnością wyższą niż 52,5%, zużycia energii elektrycznej na potrzeby własne, energii elektrycznej sprzedanej na rzecz OSP lub OSD oraz energii elektrycznej zwolnionej na mocy art. 49a ust. 6 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne. Żaden wolumen energii elektrycznej nie został zakwalifikowany jako energia elektryczna dostarczana za pomocą linii bezpośredniej.

Przeprowadzona kontrola wykazała, że w 2015 r. wszystkie przedsiębiorstwa energetyczne wykonały obowiązek publicznej sprzedaży energii elektrycznej.

Poniżej na rys. 44 przedstawiono zakres i stopień wykonania obliża giełdowego przez przedsiębiorstwa energetyczne zobowiązane sprzedawać odpowiednio 100% wytworzonej energii elektrycznej (KDT) oraz 15% wytworzonej energii elektrycznej (nKDT), w 2015 r.

Rysunek 44. Realizacja obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej w 2015 r.



Źródło: Opracowanie własne URE.

Prezes URE, pod koniec 2017 r. rozpoczął kontrolę wykonania obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej za 2016 r. Kontrola jest realizowana na podstawie złożonych przez przedsiębiorstwa energetyczne sprawozdań, stosownie do art. 49a ust. 9 ustawy – Prawo energetyczne.

Obowiązek publicznej sprzedaży gazu ziemnego (art. 49b ustawy – Prawo energetyczne)

11 września 2013 r. weszły w życie przepisy art. 49b ustawy – Prawo energetyczne przewidujące obowiązek sprzedaży wysokometanowego gazu ziemnego na giełdzie towarowej lub na rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium RP rynek regulowany. Obowiązki temu podlegają przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się obrotem paliwami gazowymi, które zarezerwowały więcej niż 10% zdolności przesyłowych na połączeniach transgranicznych. Od 2016 r. obowiązek sprzedaży wynosił 55% wolumenu gazu ziemnego wysokometanowego wprowadzonego w danym roku do sieci przesyłowej przez zobowiązane przedsiębiorstwo. W latach 2013-2016 jedynym przedsiębiorstwem energetycznym, które podlegało obowiązkowi publicznej sprzedaży gazu ziemnego było PGNiG S.A.

Wszczęte w 2015 r. postępowanie administracyjne w sprawie niewykonania w 2013 r. obowiązku publicznej sprzedaży gazu ziemnego przez PGNiG S.A. nie zostało zakończone do końca 2017 r.

Kontrola wykonania przez spółkę obowiązku publicznej sprzedaży w 2016 r., również nie została zakończona w 2017 r.

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 ustaw¹⁸⁸⁾ 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 górnicze¹⁸⁹⁾. Zgodnie zaś z art. 32 ust. 1 pkt 5 ustawy – Prawo energetyczne 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 2017 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.

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 dotychczasowej ustawy o efektywności energetycznej, art. 39 ustawy o efektywności energetycznej czy art. 168 ustawy OZE, określające konstrukcję, kategorie, wysokość i reguły stosowania kar. Wymierzając karę Prezes URE uwzględnia stopień szkodliwości czynu, stopień zawinienia (lub zakres naruszeń) oraz dotychczasowe zachowanie ukaranego podmiotu i jego możliwości finansowe. Kara ma także mobilizować przedsiębiorstwa energetyczne do zgodnego z prawem wypełniania obowiązków.

W 2017 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 43 547 120,42 zł. To efekt 2 736 postępowań prowadzonych przez departamenty i oddziały terenowe URE, z których 1 233 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 obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectwa pochodzenia, świadectw pochodzenia biogazu lub świadectwa pochodzenia z kogeneracji albo nie uiszczenia opłat zastępczych, o których mowa w art. 9a ust. 1 i 8 ustawy – Prawo energetyczne (w brzmieniu obowiązującym do 3 kwietnia 2015 r.) (pkt 1a) – 14 postępowań zakończyło się nałożeniem kar w łącznej wysokości 134 233,62 zł, w 1 przypadku umorzono postępowanie,

¹⁸⁸⁾ Dz. U. z 2013 r. poz. 984.

¹⁸⁹⁾ Dz. U. Nr 163, poz. 981 z późn. zm.

- 2) nieprzedstawiania informacji, o których mowa w art. 7 ust. 8l ustawy – Prawo energetyczne (pkt 1c) – 2 postępowania zakończyły się nałożeniem kary w łącznej wysokości 2 000 zł, w 5 przypadkach umorzono postępowanie, w 13 przypadkach odstąpiono od wymierzenia kary pieniężnej,
- 3) nieprzekazania w terminie sprawozdania, o których mowa w art. 4ba ust. 4, któremukolwiek z organów wymienionych w tym przepisie (pkt 1i) – 2 postępowania zostały umorzone,
- 4) nieprzestrzegania obowiązku utrzymywania zapasów paliw (pkt 2) – 1 postępowanie zakończyło się nałożeniem kary w wysokości 10 000 zł, w 1 przypadku umorzono postępowanie,
- 5) niestosowania się odbiorców do ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadzanych na podstawie art. 11, art. 11c ust. 3 lub art. 11d ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne (pkt 3a) – 925 postępowań zakończyło się nałożeniem kary w łącznej wysokości 9 574 208 zł, w 307 przypadkach umorzono postępowanie, w 20 przypadkach odstąpiono od wymierzenia kary pieniężnej,
- 6) stosowania cen i taryf bez przedstawienia ich Prezesowi URE do zatwierdzenia (pkt 5) – 3 postępowania zakończyły się nałożeniem kary w łącznej wysokości 12 323 zł, w 1 przypadku odstąpiono od wymierzenia kary pieniężnej,
- 7) nieprzedkładania do zatwierdzenia taryfy wbrew żądaniu Prezesa URE, o którym mowa w art. 47 ust. 1 (pkt 5a) – 2 postępowania zakończyły się nałożeniem kary w łącznej wysokości 5 647 zł,
- 8) stosowania cen lub stawek opłat wyższych od zatwierdzonych lub stosowania taryfy niezgodnie z określonymi w niej warunkami (pkt 6) – w 1 przypadku umorzono postępowanie,
- 9) odmowy udzielenia informacji, o których mowa w art. 28 ustawy – Prawo energetyczne (pkt 7) – 6 postępowań zakończyło się nałożeniem kary w łącznej wysokości 15 000 zł, w 5 przypadkach umorzono postępowanie, w 2 przypadkach odstąpiono od wymierzenia kary pieniężnej,
- 10) 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) – 6 postępowań zakończyło się nałożeniem kary w łącznej wysokości 13 007 500 zł, w 2 przypadkach umorzono postępowanie,
- 11) nieprzestrzegania obowiązków wynikających z koncesji (pkt 12) – 122 postępowań zakończyło się nałożeniem kary w łącznej wysokości 2 737 886 zł, w 32¹⁹⁰⁾ przypadkach umorzono postępowanie, w 3 przypadkach odstąpiono od wymierzenia kary pieniężnej,
- 12) przekazania sprawozdań, o których mowa w art. 43d, zawierających nieprawdziwe dane (pkt 12c) – w 1 przypadku umorzono postępowanie,
- 13) wstrzymywania lub ograniczenia z nieuzasadnionych powodów dostarczania paliw i energii do odbiorców (pkt 14) – 9 postępowań zakończyło się nałożeniem kary w łącznej wysokości 42 000 zł,
- 14) zwlekanie z nieuzasadnionych powodów z powiadomieniem Prezesa URE lub zainteresowanego podmiotu o odmowie zawarcia umów (pkt 15) – w 1 przypadku umorzono postępowanie,
- 15) 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 połączanego elektroenergetycznego, o których mowa w art. 11d ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne (pkt 19) – 1 postępowanie zakończyło się nałożeniem kary w wysokości 13 160 000 zł,
- 16) mimo uprzedniego wezwania, nie wykonanie w wyznaczonym terminie programu określającego przedsięwzięcia, jakie należy podjąć w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu, o którym mowa w art. 9d ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne, zatwierdzonego przez Prezesa URE lub podejmowanie działań niezgodne z postanowieniami tego

¹⁹⁰⁾ 17 umorzeń wynika z przepisu abolicyjnego zawartego w art. 4 pkt 2 ustawy z 30 listopada 2016 r. i dotyczyło postępowań w sprawie kary pieniężnej wszczętych w związku z podejrzeniem zaistnienia nieprawidłowości polegającej na nieprzestrzeganiu przez przedsiębiorstwa energetyczne określonego w koncesji OGD obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy.

- programu (pkt 23) – 2 postępowania zakończyły się nałożeniem kary w łącznej wysokości 2 100 000 zł,
- 17) braku realizacji obowiązków operatora, tj. nie złożenia przez OSD informacji, o których mowa w art. 9c ust. 12 ustawy – Prawo energetyczne (pkt 24) – 7 postępowań zakończyło się nałożeniem kary w łącznej wysokości 8 000 zł,
 - 18) braku realizacji obowiązków operatora, tj. nie złożenia przez OSD sprawozdania dotyczącego mikroinstalacji, o którym była mowa w art. 9w ustawy – Prawo energetyczne (pkt 24) – 8 postępowań zakończyło się nałożeniem kary w łącznej wysokości 9 000 zł, w 2 przypadkach umorzono postępowanie, w 1 przypadku odstąpiono od wymierzenia kary pieniężnej,
 - 19) 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 9 000 zł,
 - 20) nieprzedstawienia sprawozdania z realizacji planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną (pkt 31) – w 1 przypadku odstąpiono od wymierzenia kary pieniężnej,
 - 21) nieprzedstawienia, do uzgodnienia z Prezesem URE, projektu aktualizacji planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną (pkt 31) – w 1 przypadku odstąpiono od wymierzenia kary pieniężnej,
 - 22) nie przekazania w terminie informacji, o których mowa w art. 9a ust. 5 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne (pkt 34) – 2 postępowania zakończyły się nałożeniem kary w łącznej wysokości 20 000 zł,
 - 23) nie przekazania ACER danych, wbrew obowiązkowi, o którym mowa w art. 8 ust. 1 rozporządzenia 1227/2011 (pkt 40) – w 6 przypadkach odstąpiono od wymierzenia kary pieniężnej,
 - 24) dokonywania sprzedaży produktów energetycznych na hurtowym rynku energii bez wymaganego wpisu do rejestru uczestników rynku, o którym mowa w art. 23a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne (pkt 42) – w 7 przypadkach umorzono postępowanie, w 5 przypadkach odstąpiono od wymierzenia kary pieniężnej,
 - 25) sprzedaży paliw ciekłych z naruszeniem wymogów, o których mowa w art. 43a ust. 1 lub 4 ustawy – Prawo energetyczne (pkt 45) – 1 postępowanie zakończono wymierzeniem kary w wysokości 500 000 zł,
 - 26) braku realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 37 ust. 2c lub 2d ustawy – Prawo energetyczne (pkt 49) – 6 postępowań zakończyło się nałożeniem kary w łącznej wysokości 70 000 zł, w 2 przypadkach odstąpiono od wymierzenia kary pieniężnej.

Biorąc pod uwagę liczbę postępowań w sprawie nałożenia kary pieniężnej wszczętych w 2017 r., na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 31 ustawy – Prawo energetyczne, należy wskazać, że w porównaniu do 2016 r. liczba ta zdecydowanie zmalała. Wynika to m.in. ze świadomości przedsiębiorstw o potrzebie dopełnienia wymaganego obowiązku przedłożenia Prezesowi URE planu rozwoju, jego aktualizacji oraz sprawozdania z realizacji tego planu w określonym ustawą terminie. Kilkuletnia praktyka błędnej interpretacji zapisów art. 16 ustawy – Prawo energetyczne stosowana przez przedsiębiorstwa energetyczne uległa poprawie, co niewątpliwie wpłynęło na zmniejszenie liczby prowadzonych postępowań administracyjnych w sprawie nałożenia kary. Niemniej, zdarzają się jeszcze przypadki błędnej interpretacji zapisów ustawy przez przedsiębiorstwa, ale dotyczą one przede wszystkim nowych przedsiębiorstw, które po raz pierwszy mają przedłożyć w danym roku plan rozwoju, jego aktualizację lub sprawozdanie.

Ponadto, w 2017 r. prowadzone były postępowania administracyjne o wymierzenie kar pieniężnych na podstawie:

- 1) art. 35 ust. 1 pkt 1 dotychczasowej ustawy o efektywności energetycznej – nieprzestrzeganie obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectwa efektywności energetycznej lub nieuiszczenia opłaty zastępczej – 50 postępowań zakończyło się nałożeniem kar pieniężnych w łącznej wysokości 1 521 383,44 zł, w 16 przypadkach umorzono postępowanie,

- 2) art. 35 ust. 1 pkt 2 dotychczasowej ustawy o efektywności energetycznej – nieprzedstawienie w wyznaczonym terminie dokumentów lub informacji, o których mowa w art. 14 tej ustawy – w 29 przypadkach umorzono postępowanie,
- 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 – 8 postępowań zakończyło się nałożeniem kary w łącznej wysokości 67 939,36 zł, w 4 przypadkach umorzono postępowanie,
- 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 – 49 postępowań zakończyło się nałożeniem kary w łącznej wysokości 540 000 zł, w 22 przypadkach umorzono postępowanie, w 100 przypadkach odstąpiono od wymierzenia kary pieniężnej,
- 5) art. 168 pkt 12 ustawy OZE – nieprzekazanie w terminie informacji, o których mowa w art. 5 ust. 1 lub 2, albo w art. 12 ust. 1, lub podanie nieprawdziwych informacji – 1 postępowanie zakończyło się nałożeniem kary w wysokości 1 000 zł,
- 6) art. 168 pkt 16 ustawy OZE – nieprzekazanie w terminie URE informacji, o której mowa w art. 83 ust. 1, lub podanie nieprawdziwej informacji – w 1 przypadku odstąpiono od wymierzenia kary pieniężnej,
- 7) art. 33 ust. 1 pkt 7a ustawy o biopaliwach – nieprzekazanie w terminie sprawozdania kwartalnego – wszczęto 15 postępowań, które nie zostały zakończone przed końcem roku.

Analizując prowadzone w [oddziałach terenowych URE](#) postępowania administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej, należy stwierdzić, że w 2017 r. wydano ponad dwukrotnie więcej decyzji nakładających kary pieniężne niż w 2016 r., a ich wartość była wyższa o 40% w stosunku do roku poprzedniego.

Większość nałożonych w oddziałach terenowych kar pieniężnych (w liczbie 865 decyzji) dotyczyła niestosowania się odbiorców energii elektrycznej do ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej (art. 3a ustawy – Prawo energetyczne), które zostały wprowadzone w sierpniu 2015 r. na terenie kraju. Kary te stanowiły ponad 80% wszystkich nałożonych kar.

Drugą kategorią nałożonych kar pieniężnych były kary za naruszenie warunków koncesji – blisko 10% wszystkich wymierzonych kar (100 decyzji).

4. Rozstrzyganie sporów i skarg na działania przedsiębiorstw energetycznych

W 2017 r. do Prezesa URE wpłynęło kilkadziesiąt pism (skarg) z obszaru zmiany sprzedawcy energii elektrycznej i paliw gazowych w sprawach działań przedsiębiorstw energetycznych, które zdaniem odbiorców naruszały ich interesy. Prezes URE podjął szereg działań mających na celu wyjaśnienie zagadnień ujętych w skargach.

Poniżej wymieniono najważniejsze zagadnienia, które występowały w skargach od odbiorców:

- bezpodstawne uruchomienie sprzedaży rezerwowej,
- nieprawidłowo funkcjonujące platformy wymiany informacji w systemach informatycznych,
- podwójne fakturowanie,
- wypowiedzenie umów bez zachowania odpowiedniego terminu wypowiedzenia,
- bezpodstawne odrzucanie zgłoszeń zmiany sprzedawcy (np. w wyniku niepoprawnych danych odbiorcy lub niepoprawnych danych adresowych na PPE),
- opóźnienia w przekazywaniu danych pomiarowych,
- brak rzetelnej i pełnej informacji o warunkach oferty tj. cen energii elektrycznej obowiązującej u tego sprzedawcy, czy terminie trwania umowy (48 miesięcy zamiast deklarowanych przed sprzedawcą 24 miesięcy),

- niespektowanie pełnomocnictw przez sprzedawcę paliwa gazowego,
- podawanie błędnych dat odczytu układów pomiarowych,
- nieprawidłowe stosowanie taryf,
- błędne kwalifikacje do grupy taryfowej,
- praktyki informowania odbiorców o zmianach taryfy z datą wsteczną,
- zła jakość paliw gazowych dostarczanych odbiorcom,
- zasady rozliczeń w przypadku nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowego.

Poniżej opisano przykładowe skargi podejmowane w 2017 r. przez Prezesa URE.

Jedną ze skarg, w której Prezes URE interweniował, dotyczyła konsekwencji anulowania przez odbiorcę pełnomocnictwa, uprzednio udzielonego spółce w procedurze zmiany sprzedawcy energii elektrycznej. W przedstawionej przez odbiorcę sytuacji, przedsiębiorstwo energetyczne dokonało wypowiedzenia umowy na podstawie pełnomocnictwa, które w późniejszym czasie odbiorca wypowiedział. Prezes URE zauważył, że w procedurze zmiany sprzedawcy odbiorca może sam wykonywać poszczególne „kroki” procedury, bez pośrednictwa nowego sprzedawcy. A zatem samo wypowiedzenie pełnomocnictwa nie musi skutkować przerwaniem procedury zmiany sprzedawcy. Czynność wypowiedzenia pełnomocnictwa nie może być równoznaczna z czynnością rozwiązania umowy. Ponadto Prezes URE wskazał, że samo wypowiedzenie pełnomocnictwa w procedurze zmiany sprzedawcy nie musi skutkować przerwaniem procedury zmiany sprzedawcy, zwłaszcza gdy czynność objęta zakresem pełnomocnictwa została przez to przedsiębiorstwo dokonana.

Prezes URE podejmował także interwencję w istotnej kwestii dotyczącej badania przez sprzedawcę paliwa gazowego skuteczności składanych w procedurze zmiany sprzedawcy pełnomocnictw. Spółka bowiem stała na stanowisku, że stosowanie pełnomocnictwa do zmiany sprzedawcy udzielonego w dacie późniejszej niż pełnomocnictwo substytucyjne, dane przez nowego sprzedawcę swojemu pracownikowi, jest równoznaczne z działaniem bez należytego umocowania i skutkuje nieważnością czynności podejmowanych przez tego pełnomocnika. Z uwagi na stanowisko Prezesa URE uznające za bezzasadne kwestionowanie przez spółkę pełnomocnictwa rodzajowego udzielanego przez nowego sprzedawcę poprzez traktowanie go jak pełnomocnictwo substytucyjne i w rezultacie uznanie za nieważne oświadczenie złożone przez pełnomocnika nowego sprzedawcy w imieniu odbiorcy, Prezes URE powiadomił Prezesa UOKiK o stosowanych przez sprzedawcę praktykach, celem oceny czy stosowana przez sprzedawcę praktyka nie stanowi nadużywania pozycji dominującej przez to przedsiębiorstwo. W toku czynności prowadzonych przez UOKiK w ww. sprawie sprzedawca przedłożył propozycję wdrożenia działań eliminujących w jego ocenie wątpliwości, co do zgodności z prawem praktyki, która w ocenie sprzedawcy pozwoli na zachowanie ważnego ciągu pełnomocnictw oraz uniknięcie konieczności każdorazowego udzielania przez nowego sprzedawcę pełnomocnictwa substytucyjnego swojemu pracownikowi po uzyskaniu pełnomocnictwa głównego od odbiorcy. Rozwiązanie to polega na stosowaniu pełnomocnictw substytucyjnych do zmiany sprzedawcy, udzielonych przed pełnomocnictwem głównym, które to pełnomocnictwa posiadają wyraźnie zastrzeżony warunek zawieszający uzależniający wywołanie skutków prawnych takiego pełnomocnictwa substytucyjnego od zdarzenia przyszłego w postaci udzielania pełnomocnictwa głównego.

Do Prezesa URE wypłynęła również prośba o interwencję w sprawie daty wykonania odczytu rzeczywistego zużycia gazu (według odbiorcy odczyt odbył się 24 lutego 2017 r., podczas gdy na fakturze wystawionej przez przedsiębiorstwo energetyczne wskazana została data – 14 lutego 2017 r.). Z uwagi na to, że przedsiębiorstwo energetyczne między powołanymi datami (18 luty 2017 r.) wprowadziło nową taryfę w życie, data odczytu miała bezpośredni wpływ na rozliczenie odbiorcy za zużycie gazu. Wskutek działań Prezesa URE przedsiębiorstwo energetyczne skorygowało datę rzeczywistego odczytu oraz wystawiło odbiorcy korektę faktury.

Regulator rozpatrywał skargę odbiorcy końcowego dotyczącą stosowania przez jedno z przedsiębiorstw energetycznych, prowadzących działalność w zakresie obrotu paliwami gazowymi, dodatkowej, tj. niewynikającej z zapisów zatwierdzonej decyzją Prezesa URE taryfy, opłaty za usługi zarządzania portfelem gazowym. Odbiorca w ramach wyjaśnień przedstawił dokumentację, z której

jednoznacznie wynikało, że warunki prowadzenia rozliczeń w powyższym zakresie zostały w umowie szczegółowo wskazane. Zadaniem Prezesa URE była więc ocena dopuszczalności stosowania w prowadzonych rozliczeniach ww. opłaty dodatkowej. W przypadku odbiorców, dla których istnieje obowiązek prowadzenia rozliczeń na podstawie taryf zatwierdzanych przez Prezesa URE, podstawą prowadzenia rozliczeń przez przedsiębiorstwa energetyczne świadczące usługę kompleksową za dostarczenie i sprzedaż paliwa gazowego stanowią dwa dokumenty wzajemnie komplementarne – taryfa oraz umowa. Jednakże rozporządzenie w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi¹⁹¹⁾ określa to, co może zostać ustalone w taryfie, nie zaś w umowie. Na tym etapie należało zatem określić, czy dane czynności nie zostały już wynagrodzone w ramach ustalonej i zatwierdzonej przez niego taryfy. Jeżeli przedsiębiorstwo poza usługami wskazanymi w treści taryfy wykonuje dodatkowe czynności w związku z prowadzonymi rozliczeniami, a odbiorca – podpisując umowę na zakup paliwa gazowego się na nie godzi – należy mu się z tego tytułu wynagrodzenie. Sporna kwestia pomiędzy odbiorcą a przedsiębiorstwem energetycznym nie dotyczyła „stosowania taryfy niezgodnie z określonymi w niej warunkami”, ale zagadnień uregulowanych w umowie cywilnoprawnej zawartej pomiędzy tymi podmiotami. Oznaczało to, że kwestia ta wykraczała poza zakres art. 56 ust. 1 pkt 6 ustawy – Prawo energetyczne. Jednocześnie nie zmieniało to faktu, że w przypadku wniesienia pozwu, sąd powszechny może uznać ją jako nieważną (jako zmierzającą do obejścia prawa).

W kolejnej skardze odbiorca kwestionował zasadność, dokonanej przez przedsiębiorstwo energetyczne, zmiany kwalifikacji do grupy taryfowej z W-2.1. na W-3.6. Z przedstawionych przez odbiorcę kopii faktur wynikało, że okres pomiędzy dwoma rzeczywistymi odczytami gazomierza przekraczał maksymalnie dopuszczalny okres kwalifikacyjny (okres nie dłuższy niż 12 miesięcy). Po interwencji Prezesa URE przedsiębiorstwo poinformowało, że podjęło decyzję o przywróceniu kwalifikacji punktu poboru tego odbiorcy do grupy taryfowej W-2.1. i zadeklarowało dokonanie korekty wystawionych faktur.

Do Prezesa URE wpłynęła także skarga dotycząca nieprawidłowych praktyk informowania odbiorców o zmianach taryfy z datą wsteczną. W tym przypadku odbiorca wskazał na długi okres powiadamiania przez sprzedawcę gazu o wprowadzonej zmianie taryfy. W tym przypadku zważywszy na (1) postanowienia art. 5 ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne, w myśl których sprzedawca paliw gazowych powinien powiadomić odbiorców o podwyższeniu cen lub stawek opłat za dostarczane paliwa gazowe określonych w zatwierdzonych taryfach, w ciągu jednego okresu rozliczeniowego oraz (2) fakt, że okres rozliczeniowy jest tożsamy z okresami między dwoma kolejnymi odczytami gazomierza i dla odbiorców o bardzo małym poborze gazu maksymalnie może wynieść 12 miesięcy – Prezes URE nie miał podstaw do podjęcia interwencji.

W innym przypadku odbiorca żądał sprawdzenia jakości gazu dostarczanego do domowej instalacji gazowej z uwagi na niewłaściwy – jego zdaniem – kolor płomienia palącego się gazu. Żądanie to miało charakter ogólny, bez wskazania miejsca dostawy gazu o obniżonej jakości. W związku z powyższym został poinformowany o przepisach, z których wynika jakie kroki może podjąć aby wyjaśnić zasadność swoich zastrzeżeń.

W kolejnej sprawie odbiorca przemysłowy zwrócił się z prośbą o potwierdzenie przez Prezesa URE zasadności kwestionowania przez niego zapłaty faktury korygującej wystawionej przez przedsiębiorstwo energetyczne w związku z nieprawidłowością działania urządzenia pomiarowego. Jego zdaniem – stosownie do postanowień § 36 ust. 6 pkt 2 rozporządzenia taryfowego – w przypadku zaniżenia należności okresem objętym korektą mógł być wyłącznie ostatni okres rozliczeniowy. Po analizie przedstawionych przez odbiorcę kopii korekt do faktur VAT uznano, że zostały one wystawione poprawnie. Zwrócono przy tym uwagę, że zgodnie z postanowieniami powołanego przez ww. odbiorcę przepisu, w przypadku zaniżenia należności z powodu stwierdzenia nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowego, obejmuje ostatni okres rozliczeniowy, to jednak przepisy prawa nie wskazują, że ww. korekta dotyczy tylko i wyłącznie jednej faktury. Zgodnie bowiem z brzmieniem § 36 ust. 3 ww. rozporządzenia „przedsiębiorstwo energetyczne dokonuje korekty uprzednio wystawionych faktur”. Tak więc regulator nie znalazł uchybień w wystawionych fakturach korygujących: w styczniu 2017 r. za

¹⁹¹⁾ Dz. U. z 2013 r. poz. 820, dalej „rozporządzenie taryfowe”.

grudzień 2016 r. i w lutym – za styczeń. W świetle obowiązujących przepisów niedopuszczalne byłoby wystawienie faktury korygującej w lutym za grudzień i styczeń.

Ponadto, wpłynęły także informacje od innych organów, które wskazywały na nieprawidłowości w zakresie obsługi odbiorców przez przedsiębiorstwa energetyczne. W związku z powyższym podjęto działania mające na celu pozyskanie dodatkowych informacji i dokumentów celem dokładnego zbadania tych informacji.

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 2017 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. Powyższe działania owocują tym, że do Prezesa URE wpływa stosunkowo mała liczba wniosków o rozstrzygnięcie sporów z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. 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.

Najliczniejszą grupę wniosków o rozstrzygnięcie sporu stanowiły wnioski dotyczące nieuzasadnionego wstrzymania dostarczania energii elektrycznej. Najczęstszym powodem wstrzymania dostarczania energii do obiektów wnioskodawców były zaległości płatnicze z tytułu dostarczonej energii. W wielu przypadkach w stosunku do jednego odbiorcy przedsiębiorstwa energetyczne dokonują wielokrotnego wstrzymania dostarczania energii z tego tytułu, w toku postępowań dowodowych prowadzona jest więc analiza kilku stanów faktycznych i prawnych.

Prócz sporów o stwierdzenie nieuzasadnionego wstrzymania dostaw paliw gazowych lub energii największy ciężar gatunkowy prowadzonych sporów w oddziałach terenowych mają obecnie sprawy związane z odmową zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, umowy sprzedaży, umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw lub energii lub umowy kompleksowej.

Spośród prowadzonych w oddziałach terenowych w 2017 r. sporów, na uwagę zasługuje spór dotyczący odmowy zawarcia umowy na dystrybucję paliw gazowych. Istotą przedmiotowego sporu była kwestia wykonania pojedynczych zleceń dostawy gazu ziemnego w oparciu o już zawartą umowę ramową. W przedmiotowej sprawie sporne między stronami były zapisy nie tylko umowy ramowej, ale także zapisy instrukcji ruchu i eksploatacji systemu dystrybucyjnego oraz instrukcji ruchu i eksploatacji systemu przesyłowego.

Ogółem w 2017 r. do oddziałów terenowych URE wpłynęło blisko 2,5 tys. skarg z prośbą o interwencję w sprawach niewłaściwych działań przedsiębiorstw energetycznych. Dotyczyły one m.in. obsługi odbiorców (terminowość odpowiedzi na reklamacje, nieuwzględnianie reklamacji lub nieudzielanie odpowiedzi na nią), warunków umowy zawartej i niezawartej (sposób realizacji umów, termin przesyłania faktur), problemów po zmianie sprzedawcy (podwójne fakturowanie, data wejścia w życie nowej umowy, rozliczenia za zużytą energię przez nowego sprzedawcę), wstrzymania dostarczania paliw i energii elektrycznej, prawidłowości działania układów pomiarowo-rozliczeniowych, kwestii związanych z posadowieniem infrastruktury elektroenergetycznej na nieruchomościach odbiorców, przyłączania obiektów do sieci dystrybucyjnej (np. terminu realizacji umowy o przyłączenie do sieci, kalkulacji opłaty za przyłączenie), przerw w dostawie energii elektrycznej, parametrów jakościowych dostarczanego paliwa gazowego, energii elektrycznej i ciepła.

Ponadto do urzędu wpływały m.in. skargi odbiorców dotyczące nieuczciwych praktyk przedsiębiorstw prowadzących działalność w zakresie obrotu energią elektryczną, 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.

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).

Działania podjęte przez regulatora w związku z powyższymi skargami w większości dotyczyły wyjaśnienia sprawy w przedsiębiorstwach energetycznych, w tym zbadania, czy przedsiębiorstwa energetyczne działały zgodnie z obowiązującymi przepisami, w tym przepisami ustawy o prawach konsumenta. W wielu przypadkach podjęte działania pozwoliły na zmianę stanowiska przedsiębiorstwa energetycznego i uwzględnienie skarg odbiorców, np. umożliwiono rozwiązanie umowy sprzedaży energii elektrycznej bez ponoszenia kar umownych czy skorygowano nieprawidłowości w rozliczeniach za dostarczoną energię czy paliwa. W przypadkach skarg, które nie dotyczyły kompetencji Prezesa URE, w korespondencji kierowanej do odbiorcy wskazywano m.in. dalsze możliwości dochodzenia swoich praw, np. skorzystanie z pomocy Koordynatora ds. negocjacji przy Prezesie URE oraz skierowanie sprawy na drogę postępowania cywilnego.

5. Statystyka publiczna

W 2017 r. Prezes URE brał udział w realizacji Programu Badań Statystycznych Statystyki Publicznej (PBSSP) na rok 2016¹⁹²⁾ oraz Programu Badań Statystycznych Statystyki Publicznej na rok 2017¹⁹³⁾ jako współprowadzący dwa badania: *Elektroenergetyka i ciepłownictwo* oraz *Paliwa ciekłe i gazowe*.

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 zrealizował wszystkie obowiązki informacyjne wynikające z zapisów obydwu programów badań i przekazał dla statystyki publicznej dane ze swoich zasobów informacyjnych w zakresie:

- paliw ciekłych i biopaliw ciekłych,
- świadectw efektywności energetycznej,
- świadectw pochodzenia wydanych na energię elektryczną wytworzoną w odnawialnych źródłach energii,
- świadectw pochodzenia z kogeneracji wydanych na energię elektryczną wytworzoną w wysokosprawnej kogeneracji,
- umorzeń korekcyjnych CHP,
- wydanych oraz uznanych gwarancji pochodzenia energii elektrycznej wytwarzanej w odnawialnym źródle energii,
- produkcji, dystrybucji i obrotu ciepłem,
- działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych,
- dane z bazy koncesyjnej Prezesa URE dotyczące udzielonych koncesji w zakresie energii elektrycznej i ciepła oraz przesyłania, dystrybucji i obrotu paliwami gazowymi oraz magazynowania paliw gazowych, skraplania i regazyfikacji gazu ziemnego.

Zasoby informacyjne Prezesa URE, zgodnie z ustawą o statystyce, zaliczone są do systemów informacyjnych administracji publicznej¹⁹⁴⁾.

¹⁹²⁾ Rozporządzenie Rady Ministrów z 21 lipca 2015 r. (Dz. U. z 2015 r. poz. 1304 z późn. zm.).

¹⁹³⁾ Rozporządzenie Rady Ministrów z 28 lipca 2016 r. (Dz. U. z 2016 r. poz. 1426 z późn. zm.).

¹⁹⁴⁾ 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. Publikowanie wskaźników cenowych

6.1. Średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym (roczna i kwartalne)

Średnia roczna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym oraz sposób jej obliczania

Średnia roczna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w 2017 r. wyniosła 163,70 zł/MWh. Jednocześnie cena ta jest o ok. 4% wyższa niż średnioważona cena kontraktu z dostawą pasmową energii elektrycznej na Rynku Dnia Następnego w 2017 r. (157,94 zł/MWh) i o ok. 2% niższa niż średnioważona cena kontraktu rocznego z dostawą pasmową energii elektrycznej w 2018 r. (BASE_Y-18) na rynku terminowym (RTT), która w kontraktach zawartych w 2017 r. ukształtowała się na poziomie 167,50 zł/MWh.

Średnia roczna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym została wyznaczona na podstawie danych dotyczących sprzedaży energii elektrycznej realizowanej przez wytwórców i spółki obrotu w konkurencyjnych segmentach krajowego hurtowego rynku energii elektrycznej, tj. do:

- spółek obrotu spoza grupy kapitałowej w ramach kontraktów dwustronnych¹⁹⁵⁾,
- na giełdę energii.

Sprzedaż energii elektrycznej na rynek bilansujący nie została uwzględniona w algorytmie wyznaczania ww. ceny ze względu na techniczny charakter tego segmentu rynku.

Algorytm wyznaczania średniej rocznej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym został przedstawiony poniżej:

$$C = \frac{\sum_{i=1}^n Po_i + \sum_{j=1}^m Pg_j}{\sum_{i=1}^n Eo_i + \sum_{j=1}^m Eg_j} \times 1000$$

gdzie:

- C – średnia roczna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym [zł/MWh],
- Po – roczne przychody ze sprzedaży energii elektrycznej: wytwórców¹⁹⁶⁾ do spółek obrotu poza grupę kapitałową oraz przedsiębiorstw obrotu¹⁹⁷⁾ do spółek obrotu poza grupę kapitałową w kontraktach bezpośrednich [tys. zł],
- Eo – roczny wolumen sprzedanej energii elektrycznej: wytwórców¹⁹⁶⁾ do spółek obrotu poza grupę kapitałową oraz przedsiębiorstw obrotu¹⁹⁷⁾ 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,
- Pg – roczne przychody ze sprzedaży energii elektrycznej (dostarczonej w 2017 r.) zrealizowane przez uczestników TGE S.A. [tys. zł],
- Eg – roczny wolumen sprzedanej energii elektrycznej (dostarczonej w 2017 r.) zrealizowanej przez uczestników TGE S.A. [MWh],
- m – liczba spółek dokonujących sprzedaży na TGE S.A.

¹⁹⁵⁾ W przypadku skonsolidowanych pionowo grup kapitałowych, o których mowa w art. 3 ust. 1 pkt 44 ustawy z 29 września 1994 r. o rachunkowości (Dz. U. z 2018 r. poz. 395 z późn. zm.), nie została uwzględniona sprzedaż energii elektrycznej w kontraktach dwustronnych do spółek obrotu w ramach tej samej grupy kapitałowej.

¹⁹⁶⁾ 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*.

¹⁹⁷⁾ Zbadano przedsiębiorstwa zajmujące się obrotem energią elektryczną i składające sprawozdanie G-10.4(Ob)k *Sprawozdanie przedsiębiorstwa energetycznego prowadzącego obrót energią elektryczną*.

Średnia kwartalna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym oraz sposób jej obliczania

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 kwartalne ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w 2017 r.

Tabela 72. Średnie kwartalne ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w 2017 r.

2017 r.	
Kwartał	Średnia kwartalna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym [zł/MWh]
I	160,60
II	162,50
III	167,86
IV	164,05

Źródło: Dane TGE S.A. i URE.

Odnosząc wysokość średniej kwartalnej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w 2017 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.

6.2. 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 2017 r. zostały opublikowane średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji w 2016 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 – 165,65 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 – 165,04 zł/MWh,
- 3) innych niż wymienione w pkt 1 i 2 – 167,71 zł/MWh.

Natomiast opublikowane w 2018 r. średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji w 2017 r., w jednostkach kogeneracji, o których mowa w art. 9l ust. 1 pkt 1-2 ustawy, odpowiednio wynosiły w jednostkach:

- 1) opalanych paliwami gazowymi lub o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej źródła poniżej 1 MW – 169,20 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 – 176,44 zł/MWh,
- 3) innych niż wymienione w pkt 1 i 2 – 162,04 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.

6.3. 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 2017 r. zostały obliczone i opublikowane ceny za 2016 r. Średnie ceny sprzedaży ciepła wynosiły, dla jednostek wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji:

- 1) opalanych paliwami węglowymi – 40,23 zł/GJ,
- 2) opalanych paliwami gazowymi – 71,47 zł/GJ,
- 3) opalanych olejem opałowym – 88,96 zł/GJ,
- 4) stanowiących odnawialne źródła energii – 44,13 zł/GJ.

W 2018 r. zostały obliczone i opublikowane ceny za 2017 r. Średnie ceny sprzedaży ciepła wynosiły, dla jednostek wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji:

- 1) opalanych paliwami węglowymi – 39,65 zł/GJ,
- 2) opalanych paliwami gazowymi – 66,87 zł/GJ,
- 3) opalanych olejem opałowym – 84,87 zł/GJ,
- 4) stanowiących odnawialne źródła energii – 43,11 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.

6.4. Wskaźniki referencyjne ustalane dla potrzeb kalkulacji taryf dla ciepła

Prawo energetyczne nakłada na regulatora obowiązek polegający na ustalaniu wskaźnika referencyjnego zgodnie z metodologią określoną w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z 22 września 2017 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło¹⁹⁸⁾. 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.

¹⁹⁸⁾ Dz. U. z 2017 r. poz. 1988.

Działając na podstawie art. 47 ust. 2g ustawy – Prawo energetyczne Prezes URE ogłosił w marcu 2017 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.

6.5. Stopa wolna od ryzyka ustalana dla potrzeb kalkulacji taryf

Stopa wolna od ryzyka jest parametrem wykorzystywanym do ustalenia wielkości zarówno kosztu kapitału własnego, jak i kapitału obcego. Jest to zwrot na kapitale, jakiego może oczekiwać inwestor bez ponoszenia ryzyka.

Prezes URE dla potrzeb określania wskaźnika kosztu zaangażowanego kapitału przyjmowanego do kalkulacji taryf infrastrukturalnych przedsiębiorstw sektora gazowego, ciepłowniczego oraz operatorów systemów elektroenergetycznych, przedkładanych do zatwierdzenia w danym kwartale, publikuje na stronie internetowej URE pierwszego dnia roboczego każdego kwartału wartość stopy wolnej od ryzyka¹⁹⁹⁾.

W 2017 r. Prezes URE opublikował 4 informacje dotyczące wartości stopy wolnej od ryzyka:

- 2 stycznia 2017 r. w wysokości 3,002% dla taryf przedkładanych w I kwartale 2017 r.,
- 3 kwietnia 2017 r. w wysokości 3,140% dla taryf przedkładanych w II kwartale 2017 r.,
- 3 lipca 2017 r. w wysokości 3,212% dla taryf przedkładanych w III kwartale 2017 r.,
- 2 października 2017 r. w wysokości 3,256% dla taryf przedkładanych w IV kwartale 2017 r.

6.6. 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 2017 r. została opublikowana cena energii elektrycznej dla odbiorcy w gospodarstwie domowym uwzględniająca opłatę za świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej za 2016 r., która wyniosła 0,4987 zł/kWh.

W marcu 2018 r. została opublikowana cena energii elektrycznej dla odbiorcy w gospodarstwie domowym uwzględniająca opłatę za świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej za 2017 r., która wyniosła 0,5046 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 ceny za rok 2016 zostały wykorzystane dane ze sprawozdań Ministerstwa Energii za 2016 r. sporządzanych przez przedsiębiorstwa prowadzące obrót energią elektryczną. Cena ta została opublikowana również w publikacji ARE S.A. *Sytuacja w elektroenergetyce za IV kwartały 2016 r.*

¹⁹⁹⁾ Ustalana jest na podstawie średniej rentowności 10-letnich obligacji Skarbu Państwa (DS) o najdłuższym terminie wykupu, (średnia z dni, w których zawarte zostały transakcje), notowanych na Rynku Treasury BondSpot Poland w okresie 18 miesięcy poprzedzających kwartał, w którym wniosek o zatwierdzenie taryfy zostanie przedłożony.

Cena w 2017 r. została wyliczona na podstawie danych pozyskanych od sześciu podmiotów prowadzących obrót energią elektryczną, tj. przedsiębiorstw posiadających koncesje na obrót energią elektryczną, świadczących usługi kompleksowe odbiorcom energii elektrycznej w gospodarstwie domowym: ENEA S.A., ENERGA-Obrót S.A., innogy Polska S.A., PGE Obrót S.A., TAURON Sprzedaż Sp. z o.o., TAURON Sprzedaż GZE Sp. z o.o.

Informacje o tych cenach zostały zamieszczone na stronie internetowej URE.

6.7. Średnia kwartalna cena energii elektrycznej niepodlegająca obowiązkowi publicznej sprzedaży

W tabeli poniżej przedstawiono wolumen i średnią kwartalną cenę energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne²⁰⁰⁾, w poszczególnych kwartałach 2017 r.

Tabela 73. Wolumeny i średnie kwartalne ceny energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne, w 2017 r.

2017 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	164,78	22,89
II	165,54	20,98
III	167,16	21,07
IV	165,11	22,22

* Cena nie uwzględnia podatków (VAT, akcyza), opłat niezwiązanych z ilością sprzedanej energii elektrycznej oraz zobowiązań związanych ze świadectwami pochodzenia.

Źródło: URE na podstawie danych przekazanych przez wytwórców energii elektrycznej za poszczególne kwartały 2017 r.

Ceny kwartalne, o których mowa powyżej, zostały wyznaczone na podstawie danych dotyczących realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej do spółek obrotu, zawartych przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, zobowiązane do sprzedaży części wytworzonej energii elektrycznej w sposób określony w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne.

Wartości średnich kwartalnych cen energii elektrycznej, o których mowa powyżej, wahały się w 2017 r. w przedziale od 164,78 zł/MWh do 167,16 zł/MWh. Z analizy poszczególnych kwartałów 2017 r. wynika, że w I kwartale w porównaniu do IV kwartału 2016 r. cena ta spadła o 2,82%, by w II kwartale wzrosnąć o 0,46% w porównaniu do I kwartału 2017 r. W III kwartale powyższa cena także wzrosła (o 0,98%) w porównaniu do II kwartału, by w IV kwartale spaść o 1,23% w porównaniu do III kwartału. Wartość tej ceny w ostatnim kwartale 2017 r. uplasowała się na minimalnie wyższym poziomie niż w I kwartale 2017 r.

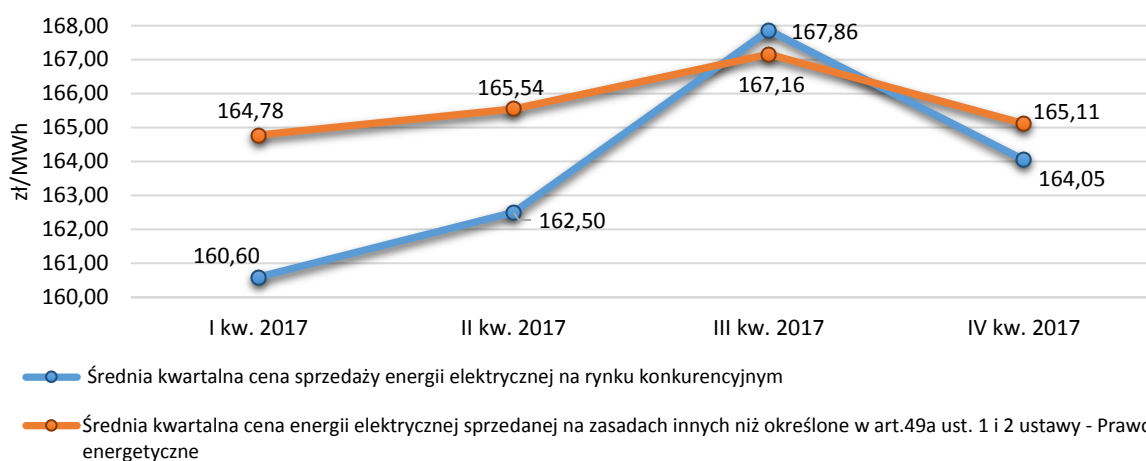
Należy także zwrócić uwagę na znacznie większy wolumen energii elektrycznej sprzedanej w 2017 r. niż w 2016 r. na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne. W 2017 r. sprzedano 87,16 TWh, zaś w 2016 r. sprzedano 49,15 TWh, co oznacza wzrost o 77,3%. Tak znaczny wzrost niewątpliwie spowodowany był wycofaniem z obrotu giełdowego dużej ilości sprzedawanej energii elektrycznej w związku z wychodzeniem kolejnych podmiotów z programu pomocy publicznej związanego z rozwiązywaniem kontraktów długoterminowych oraz skierowaniem dotychczas

²⁰⁰⁾ Art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne określa obowiązki w zakresie sprzedaży energii elektrycznej w sposób zapewniający do niej publiczny dostęp, tzw. oblige giełdowe dla energii elektrycznej.

sprzedawanej w publicznym obrocie energii elektrycznej do sprzedaży pozagiełdowej w kontaktach bilateralnych tj. do spółek należących do własnej grupy kapitałowej.

Na poniższym rysunku przedstawiono z kolei porównanie średniej kwartalnej ceny energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne ze średnią kwartalną ceną sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, w poszczególnych kwartałach 2017 r.

Rysunek 45. Średnie kwartalne ceny energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne a średnie kwartalne ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w 2017 r.



Źródło: Opracowanie własne URE.

6.8. 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 32/2017, nr 57/2017, nr 79/2017 i nr 14/2018 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 2017 r. Z uwagi na zawartą w art. 49c ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne klauzulę nakazującą uwzględnić przepisy 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 74. Średnie ceny zakupu gazu ziemnego z zagranicy w poszczególnych kwartałach 2017 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	83,00	68,74	68,47	73,89
2) innych państw niż wskazane w pkt 1	informacje niejawne lub inne informacje prawnie chronione			

Źródło: URE.

6.9. Średnia cena wytwarzanej energii elektrycznej wytwórców eksploatujących jednostki centralnie dysponowane opalane węglem (JWCD) oraz średnioważony koszt węgla, używany przez jednostki wytwórcze centralnie dysponowane (JWCD) na wytworzenie 1 MWh energii elektrycznej

Na podstawie art. 46 ust. 7 ustawy o rozwiązaniu KDT Prezes URE jest zobowiązany do obliczenia i ogłoszenia w Biuletynie URE, w terminie do 15 lipca każdego roku, dwóch parametrów:

- 1) średnioważonego kosztu węgla, używanego przez jednostki wytwórcze centralnie dysponowane (JWCD) na wytworzenie jednej megawatogodziny energii elektrycznej w poprzedzającym roku kalendarzowym, z uwzględnieniem kosztów jego transportu,
- 2) średniej ceny wytwarzanej energii elektrycznej przez wytwórców eksploatujących JWCD opalane węglem.

Średnioważony koszt węgla używany przez JWCD, został obliczony jako średnia z jednostkowych kosztów węgla zużytego na produkcję energii elektrycznej wraz z kosztami jego transportu ważona wielkością produkcji energii elektrycznej brutto wytworzonej z węgla przez poszczególne JWCD. Średnioważony koszt węgla w 2016 r. wyniósł 82,27 zł/MWh, wobec 85,80 zł/MWh w 2015 r. (tj. spadek o 4,11% w 2016 r. w porównaniu z 2015 r.).

Średnia cena energii elektrycznej wytworzonej przez JWCD została obliczona jako średnia z jednostkowych cen wytworzonej energii elektrycznej ważona wielkością produkcji energii elektrycznej brutto wytworzonej z węgla przez poszczególne JWCD. Średnia cena energii elektrycznej w 2016 r. wyniosła 181,11 zł/MWh i była niższa od ceny z 2015 r. o 1,08% (cena za 2015 r. wyniosła 183,09 zł/MWh).

Obydwa parametry zostały ogłoszone w Informacji Prezesa URE nr 47/2017 z 13 lipca 2017 r.

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 energii pod koniec czerwca 2017 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 czwartym z kolei dokumentem tego typu sporządzonym przez Prezesa URE. Pierwszy powstał w 2011 r.

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.

8. Powoływanie komisji kwalifikacyjnych

Z przepisów ustawy – Prawo energetyczne wynika obowiązek posiadania przez osoby zajmujące się eksploatacją określonych urządzeń, instalacji i sieci, stosownych kwalifikacji potwierdzonych świadectwem, wydanym przez komisje kwalifikacyjne. Sprawdzeniem kwalifikacji ww. osób, zajmują się komisje kwalifikacyjne, powoływane na okres 5 lat przez Prezesa URE. Zadanie to realizuje Północny Oddział Terenowy URE z siedzibą w Gdańsku (OT Gdańsk).

W roku sprawozdawczym OT Gdańsk rozpatrywał 514 spraw dotyczących komisji kwalifikacyjnych, w niżej wymienionym zakresie:

- powoływanie kolejnych komisji kwalifikacyjnych,
- powoływanie komisji kwalifikacyjnych na kolejną kadencję,
- dokonywanie zmian aktów powołania już działających komisji, w szczególności odwoływaniu lub powoływaniu poszczególnych członków do składów komisji,
- podejmowanie działań związanych z eliminowaniem występujących nieprawidłowości w funkcjonowaniu komisji kwalifikacyjnych,
- sprawdzanie i aktualizowanie świadectw kwalifikacyjnych członków komisji,
- analizowanie arkuszy sprawozdawczych z działalności komisji kwalifikacyjnych, składanych corocznie przez komisje.

Według stanu na 31 grudnia 2017 r. w Polsce działało 374 komisji kwalifikacyjnych (379 w 2016 r.). Liczba członków ww. komisji wynosi 4 789 osób.

Tabela 75. Zestawienie czynnych komisji kwalifikacyjnych na 31 grudnia 2017 r., z podziałem na województwa

Lp.	Województwo/symbol województwa	Liczba czynnych komisji
1	Mazowieckie 14	58
2	Zachodniopomorskie 32	13
3	Lubuskie 08	10
4	Pomorskie 22	18
5	Warmińsko-mazurskie 28	7
6	Lubelskie 06	21
7	Podlaskie 20	13
8	Łódzkie 10	29
9	Świętokrzyskie 26	14
10	Dolnośląskie 02	23
11	Opolskie 16	10
12	Śląskie 24	57
13	Małopolskie 12	37
14	Podkarpackie 18	21
15	Kujawsko-pomorskie 04	20
16	Wielkopolskie 30	23
	RAZEM	374

Źródło: URE.

Należy nadmienić, że OT Gdańsk udzielał też odpowiedzi na liczne zapytania i wnioski składane do Prezesa URE, m.in. dotyczące poniższych kwestii:

- ważności świadectw kwalifikacyjnych,
- obowiązku posiadania dodatkowych wymagań kwalifikacyjnych przez osoby eksploatujące instalacje i urządzenia energetyczne,
- możliwości przeprowadzania przez komisje kwalifikacyjna sprawdzenia kwalifikacji dla obywatela innego państwa,
- prawidłowości wystawiania świadectw kwalifikacyjnych.

Podkreślić należy, że w 2017 r. OT Gdańsk odnotował wzrost liczby sygnałów dotyczących nieprawidłowości w funkcjonowaniu komisji kwalifikacyjnych, w szczególności w zakresie trybu przeprowadzania egzaminów, czy też pobierania i rozliczania opłat za ich przeprowadzanie. Sygnały pochodziły w szczególności od instytucji kontrolnych i organów ścigania (PIP, Prokuratura, Policja), ale także od osób prywatnych. Otrzymane sygnały były każdorazowo weryfikowane w ramach posiadanych kompetencji. Podjęto współpracę z organami ścigania oraz PIP, a nadto wzywano do przedłożenia szczegółowych wyjaśnień przez komisje, których dotyczyły wskazywane nieprawidłowości. Ww. współpraca z organami ścigania sprowadzała się również do udzielania im pomocy prawnej, jak również składania przez pracowników wyjaśnień (zeznań) w ramach prowadzonych postępowań wyjaśniających przez te organy. W razie potwierdzenia uchybień, OT Gdańsk podejmował czynności ukierunkowane na odwołanie konkretnych członków lub też całej komisji kwalifikacyjnej. Zważyć należy, że są to środki najdalej idące, skutkujące pozbawieniem konkretnych osób lub też komisji uprawnienia do przeprowadzania egzaminów kwalifikacyjnych.

CZĘŚĆ IX.

Komunikacja społeczna i działania na rzecz wzmocnienia pozycji odbiorcy

1. Formalne środki prawne na rzecz wzmocnienia pozycji odbiorcy

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 mają 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 art. 23 ust. 2 pkt 10 ustawy – Prawo energetyczne, kontrolowanie dotrzymania 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 2017 r. prowadzony był monitoring w zakresie dotrzymania 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 dotrzymania przez przedsiębiorstwa energetyczne standardów jakościowych dostarczanej energii elektrycznej jest jednym z podstawowych narzędzi regulacyjnych w tym zakresie.

Wpływające do urzędu w omawianym roku skargi odbiorców oraz innych uczestników działających na rynku energii w zakresie standardów jakościowych obsługi odbiorców dotyczyły m.in.:

- braku udzielania odpowiedzi na składane reklamacje,
- niedochowania 14-dniowego terminu odpowiedzi na składane reklamacje w sprawie rozliczeń,

- nieuczciwych praktyk przedsiębiorstw obrotu energią elektryczną przy zawieraniu umów sprzedaży energii elektrycznej.

Należy tutaj wskazać, że w 2017 r., podobnie do poprzednich lat, występowały skargi na działalność przedsiębiorstw energetycznych, zwłaszcza w zakresie zmiany sprzedawcy energii elektrycznej i gazu, zgłaszane zarówno pisemnie, jak i bezpośrednio podczas spotkań w urzędzie. Adresatami 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 konsumentów.

W dalszym ciągu występowało bardzo niepokojące zjawisko powoływania się przez przedstawicieli przedsiębiorstw energetycznych na lokalnego operatora systemu dystrybucyjnego, jak też na autorytet URE czy też podszywania się pod pracowników urzędu. 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 UOKiK w Warszawie do Departamentu Ochrony Interesów Konsumentów, zajmującego się m.in. praktykami naruszającymi zbiorowe interesy konsumentów. O sprawach, w których wystąpiło podejrzenie popełnienia przestępstwa, była informowana Policja.

Często też przedstawiciele przedsiębiorstw energetycznych nie udzielali odbiorcom pełnej i rzetelnej informacji na temat skutków finansowych odstąpienia od nowo zawartej umowy sprzedaży energii elektrycznej po 14 dniach od daty jej zawarcia. W pismach kierowanych do przedsiębiorstw energetycznych zwracano uwagę na obowiązki ciężące 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.

1.2. Ochrona uzasadnionych interesów odbiorców w gospodarstwie domowym

Prezes URE już od kilku lat dostrzega problem nieuczciwych działań przedstawicieli handlowych niektórych sprzedawców energii elektrycznej i wielokrotnie reaguje na to zjawisko m.in. współpracując z Prezesem UOKiK poprzez przekazywanie pism odbiorców a także podejmując działania o charakterze zaradczym – prowadzącym do zapobiegania pojawiania się podobnych problemów w przyszłości poprzez np. podnoszenie świadomości odbiorców. W tym zakresie główną rolę odgrywa funkcjonujący w URE Punkt Informacyjny dla Odbiorców Energii i Paliw Gazowych, do którego kompetencji należy wspieranie odbiorców, głównie poprzez udzielanie informacji (telefonicznych, pisemnych) na temat przysługujących praw, ale też obowiązków w relacjach odbiorców z przedsiębiorstwami energetycznymi.

W 2017 r. Prezes URE podejmował także działania o charakterze informacyjnym skierowane do odbiorców/konsumentów. W ramach tych działań zamieszczone zostały na stronie internetowej URE komunikaty: *Uwaga na praktyki przedstawicieli handlowych Polski Prąd i Gaz Sp. z o.o.* oraz *URE przestrzega przed podpisywaniem nieuzupełnionych umów sprzedaży energii elektrycznej.*

W styczniu 2017 r. dokonano także kolejnej, drugiej aktualizacji Zbioru Praw Konsumenta Energii Elektrycznej, dokumentu opracowanego i ogłoszonego w Biuletynie Informacji Publicznej URE w 2014 r. przez Prezesa URE we współpracy z Prezesem UOKiK, na podstawie wytycznych Komisji Europejskiej. Pierwsza aktualizacja tego dokumentu miała miejsce już w grudniu 2014 r. i spowodowana była wejściem w życie ustawy z 30 maja 2014 r. o prawach konsumenta, regulującej w odmienny sposób kwestie odstąpienia przez konsumentów od umowy zawartej poza lokalem przedsiębiorstwa bądź na

odległość – poprzez wydłużenie terminu na odstąpienie z 10 do 14 dni. Kolejna aktualizacja, która odbyła się w 2017 r., związana była głównie z wejściem w życie ustawy ADR i związanym z tym ustanowieniem instytucji Koordynatora ds. negocjacji przy Prezesie URE.

W IV kwartale 2017 r., w URE rozpoczęto monitoring wykonania przez sprzedawców energii elektrycznej obowiązku dostarczenia Zbioru Praw Konsumenta Energii Elektrycznej odbiorcom w gospodarstwach domowych. Monitoringiem objętych zostało 30 przedsiębiorstw energetycznych świadczących sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom w gospodarstwach domowych.

W marcu 2018 r. Prezes URE opublikował wyniki monitoringu. Z analizy informacji nadesłanych przez przedsiębiorstwa energetyczne wynika, że 90,6% odbiorców otrzymało ten dokument.

Monitoring ujawnił także nieprawidłowości w wypełnianiu przez sprzedawców energii obowiązku dostarczania *Zbioru Praw Konsumenta Energii Elektrycznej* odbiorcom w gospodarstwach domowych. Najczęstsze z nich to:

- 1) niedoręczanie *Zbioru* niektórym odbiorcom, ponieważ odbiorcy ci, na mocy postanowień umowy, rzekli się uprawnienia do jego otrzymania,
- 2) nieprzeprowadzanie akcji wysyłkowej *Zbioru*.

Innym działaniem na rzecz wzmocnienia pozycji konsumentów, szczególnie odbiorców wrażliwych społecznie, był udział Prezesa URE w Zespole powołanym zarządzeniem Ministra Energii z 26 czerwca 2017 r. do spraw ograniczania ubóstwa energetycznego w celu opracowania propozycji założeń kompleksowej polityki publicznej, zapewniającej ochronę wrażliwych odbiorców przed ubóstwem energetycznym.

Prezes URE uczestniczył w posiedzeniach Zespołu, na których przedstawione zostały główne cele prac, w tym przede wszystkim wypracowanie opisu problemu ubóstwa energetycznego, powołanie grup roboczych celem analizy dotychczas istniejącego systemu wsparcia, definicji legalnej ubóstwa energetycznego, a także założeń kompleksowej polityki publicznej w tym obszarze oraz ustalenie harmonogramu prac grup roboczych. Dalsze prace Zespołu, w ramach grup roboczych, przewidziane zostały na 2018 r.

2. Współdziałanie z właściwymi organami w przeciwdziałaniu praktykom przedsiębiorstw energetycznych ograniczającym konkurencję oraz organizacjami konsumenckimi

W 2017 r. do URE wpływały skargi odbiorców dotyczące praktyk przedstawicieli handlowych w kontekście zmiany sprzedawcy, związanych głównie z wprowadzaniem w błąd podczas zawierania umowy sprzedaży energii z nowym sprzedawcą. Wśród zgłoszonych skarg 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,
- pod pretekstem spisania stanu liczników lub aktualizacji danych dawali odbiorcom do podpisania dokumenty, po czym okazywało się, że 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,
- nie informowali o prawie do odstąpienia od umowy.

W celu minimalizacji praktyk sygnalizowanych przez odbiorców w skargach opisanych wyżej, zwłaszcza nieuczciwych 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 183 przypadkach pisma odbiorców, dotyczące wyżej wymienionej tematyki.

Jednocześnie Prezes URE współpracował z UOKiK, Rzecznikami Konsumentów, a także Prokuraturą Okręgową w Płocku, udzielając każdorazowo szczegółowych wyjaśnień w związku z pismami kierowanymi do URE przez te instytucje.

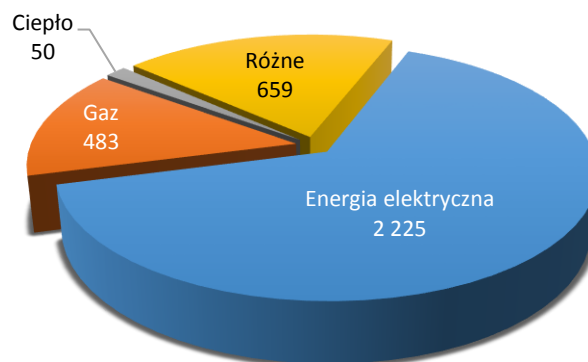
3. Upowszechnianie wiedzy o rynku i prawach konsumenta

3.1. 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 Konsumentkich. Jego działalność stanowi realizację art. 3 ust. 12 dyrektywy 2009/72/WE oraz art. 3 ust. 9 dyrektywy 2009/73/WE, nakładających 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 2017 r. wspierał odbiorców głównie poprzez udzielanie informacji na temat przysługujących praw, ale też obowiązków w relacjach odbiorców z przedsiębiorstwami energetycznymi. Dominującą rolę w kontaktach z odbiorcami odgrywał kontakt telefoniczny (87% zgłoszeń), resztę stanowiły odpowiedzi na zgłoszenia pisemne, nadesłane drogą elektroniczną oraz pocztą tradycyjną (13%). Na rysunku poniżej przedstawiono informację dotyczącą struktury sektorowej zgłoszeń odbiorców skierowanych do Punktu Informacyjnego w omawianym okresie.

Rysunek 46. Struktura sektorowa i liczba zgłoszeń skierowanych do Punktu Informacyjnego w 2017 r.



Źródło: URE.

W 2017 r. do Punktu Informacyjnego odbiorcy skierowali łącznie 3 417 zgłoszeń. Spośród nich dominowały problemy z zakresu podsektora elektroenergetycznego (65%), gazowego (14%) i ciepłowniczego (2%). Sprawy różne, stanowiące 19% zapytań odbiorców, dotyczyły kwestii nie leżących w kompetencji Punktu Informacyjnego jak np. koncesji, opłat koncesyjnych, świadectw pochodzenia, czy też odnawialnych źródeł energii.

Struktura przedmiotowa spraw kierowanych w 2017 r. przez odbiorców nie uległa zasadniczej zmianie w porównaniu do roku poprzedniego. Zgłoszenia i zapytania odbiorców koncentrowały się głównie wokół zagadnień związanych z umowami już zawartymi (23%) oraz kwestiami dotyczącymi nieuczciwych praktyk rynkowych przede wszystkim w kontekście zmiany sprzedawcy (25,8%), jak

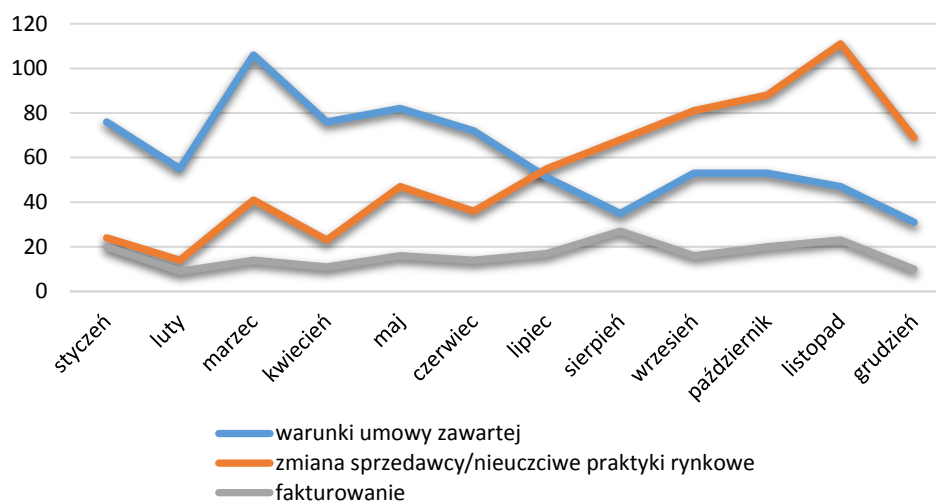
i samej zmiany sprzedawcy (6%), a także zgłoszeń związanych z fakturowaniem (6%) oraz dotyczących układów pomiarowych (3%) i obsługi odbiorców (3%).

Wśród zgłoszeń dotyczących nieuczciwych praktyk rynkowych zauważalny był wzrost zgłoszeń w tej kategorii w drugiej połowie 2017 r. osiągając najwyższy poziom w listopadzie, z widoczną tendencją spadkową w grudniu. Wpływ na to niewątpliwie miało zwiększenie świadomości odbiorców w gospodarstwach domowych, co do występowania nieuczciwych praktyk związanych z zawieraniem umów – o czym szeroko rozpisywała się prasa lokalna, tygodniki o charakterze poradnikowym, a także komunikaty publikowane na stronach URE oraz UOKiK dotyczące prowadzonych postępowań.

Zauważalny jest także, zapoczątkowany w 2016 r., spadek zgłoszeń dotyczących warunków umów już zawartych. W tej kategorii największa liczba zgłoszeń dotyczyła nieprzestrzegania terminowości doręczania odbiorcom faktur przez jedno z przedsiębiorstw energetycznych. Przy czym przedsiębiorstwo to – zgodnie z informacją przekazaną do URE, wskutek podjętych działań naprawczych rozwiązało ten problem.

Zgłoszenia związane z fakturowaniem, tj. ogólnie rozumianym kwestionowaniem poprawności rozliczeń utrzymywały się w 2017 r. na stałym poziomie.

Rysunek 47. Zgłoszenia najczęściej poruszanych przez odbiorców kwestii w 2017 r.



Źródło: URE.

Punkt Informacyjny udzielał głównie informacji na temat zasad/procedur zmiany sprzedawcy energii i paliw gazowych, rodzaju zawieranych umów, możliwości porównań ofert sprzedawców, praw konsumenta i sposobów składania skarg, zasad rozwiązania umowy oraz odstąpienia od umowy, możliwości skorzystania z pomocy innych instytucji w przypadku braku kompetencji Prezesa URE.

Energia elektryczna

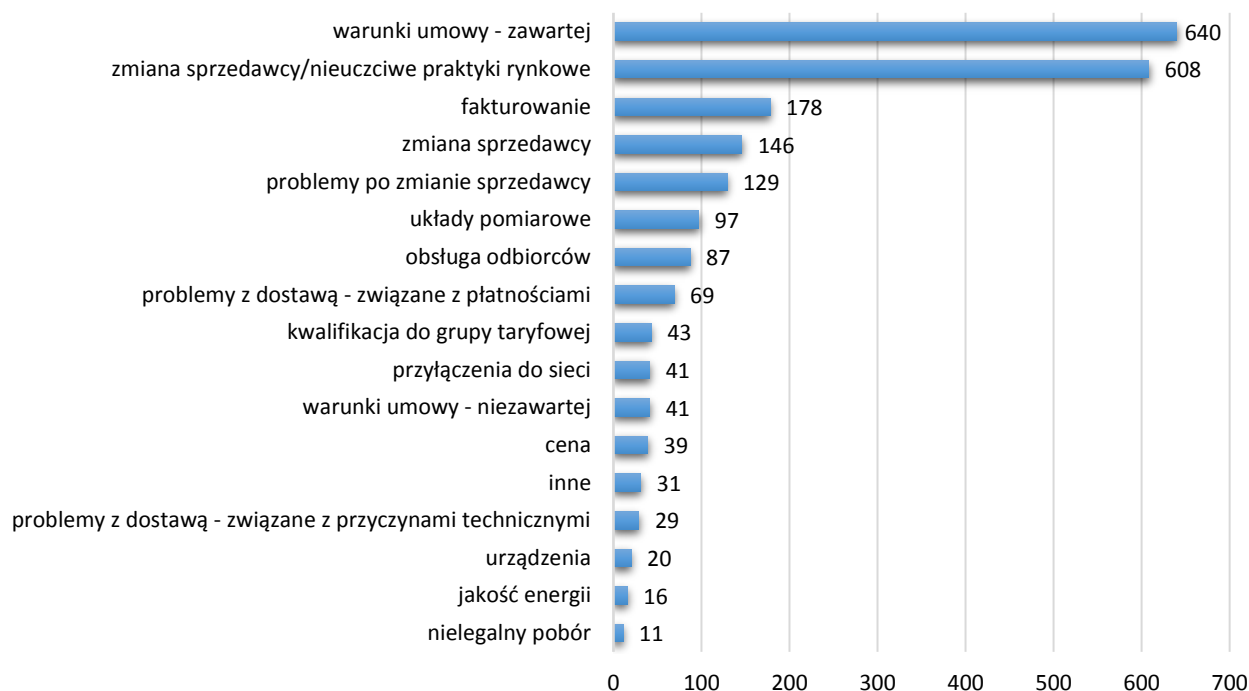
Wśród zapytań kierowanych przez odbiorców energii elektrycznej dominowała tematyka związana z warunkami umowy zawartej (29%). W odniesieniu do tej kategorii spraw, odbiorcy zgłaszali problemy i nieprawidłowości dotyczące nieprzestrzegania przez przedsiębiorstwa energetyczne m.in. warunków umów zawartych, w tym terminowości przesyłania faktur.

W porównaniu do 2016 r. – liczba zgłoszeń zakwalifikowanych jako zmiana sprzedawcy/nieuczciwe praktyki rynkowe, związanych z działalnością przedsiębiorstw obrotu energią, które swoją ofertę – nierzadko za pośrednictwem przedstawicieli handlowych – kierują do odbiorców w gospodarstwach domowych, wzrosła z 15% do 27% zgłoszeń w kategorii energia elektryczna.

Kolejną najczęściej pojawiającą się kategorią zagadnień były zapytania odbiorców dotyczące fakturowania (8%), w szczególności dotyczące rozbieżności w wysokości rachunków za energię elektryczną.

Odbiorcy sygnalizowali także problemy po zmianie sprzedawcy (6%), a także związane z obsługą odbiorców (4%), dotyczące np. komunikacji odbiorców z przedsiębiorstwem energetycznym.

Rysunek 48. Zgłoszenia odbiorców w 2017 r. w kategorii: energia elektryczna



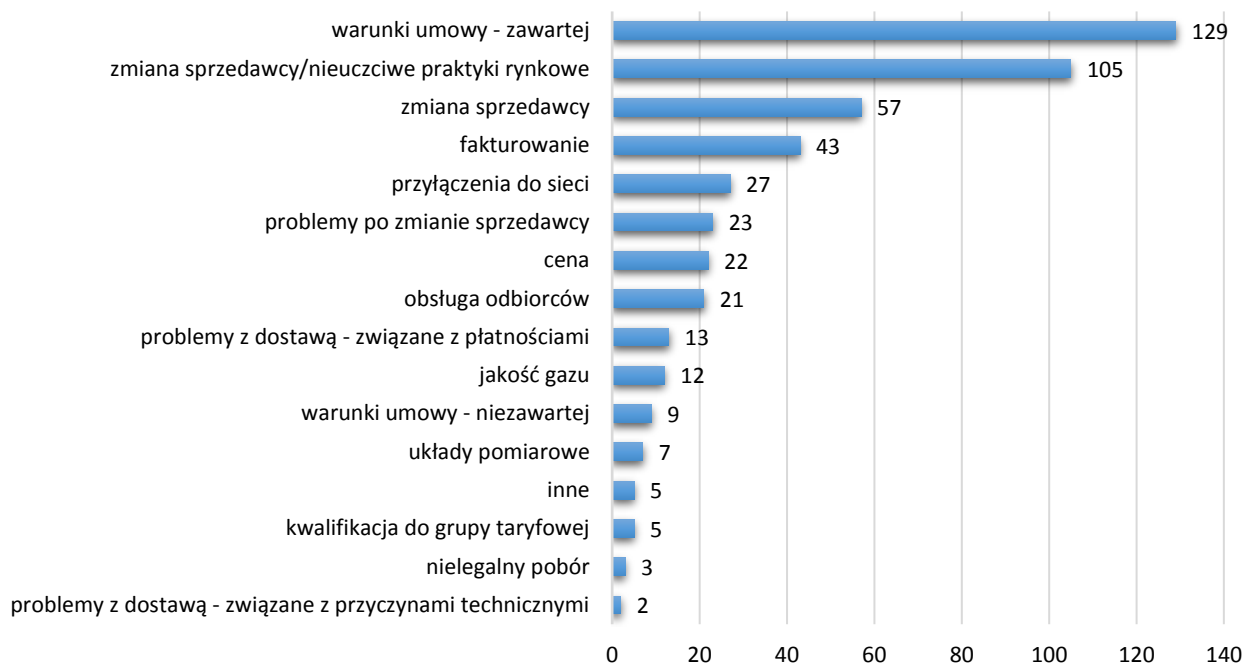
Źródło: URE.

Paliwa gazowe

W odniesieniu do paliw gazowych zauważalny jest lekki spadek, w porównaniu do 2016 r., zgłoszeń związanych z szeroko rozumianymi warunkami umowy zawartej (-2,2 punktu procentowego, do 27% w 2017 r.), w tym terminem wejścia w życie nowej umowy, terminowością nadsyłania faktur, a także zasadami regulującymi rozwiązanie umowy.

Kolejną, wyróżniającą się ilościowo na tle innych, tematyką zgłoszeń odbiorców były nieuczciwe praktyki rynkowe związane ze zmianą sprzedawcy paliw gazowych (22%). Sprawy dotyczyły – podobnie jak w przypadku energii elektrycznej – głównie zawierania umów na sprzedaż paliw gazowych, w tym praktyk stosowanych przez przedstawicieli handlowych przedsiębiorstw energetycznych. Ma to swoje powiązanie z zapytaniami odbiorców na temat procedur zmiany sprzedawcy (12%).

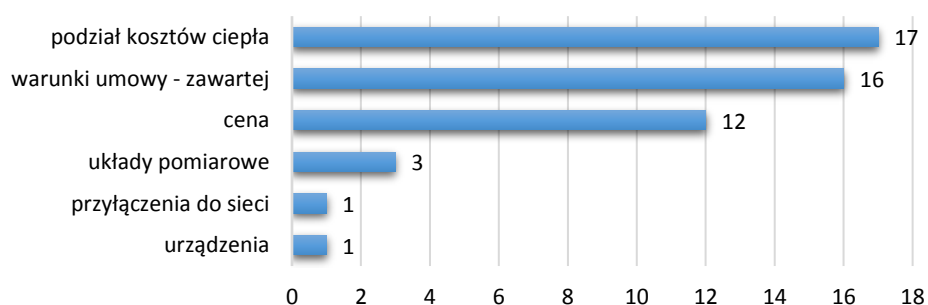
Odbiorcy zgłaszali także problemy związane z fakturowaniem (9%), problemy wynikłe po zmianie sprzedawcy (5%) oraz kwestie dotyczące przyłączenia do sieci gazowej (6%).

Rysunek 49. Zgłoszenia odbiorców w 2017 r. w kategorii: paliwa gazowe

Źródło: URE.

Ciepło

Najmniej spraw w 2017 r. trafiło do Punktu Informacyjnego od odbiorców ciepła (50 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 dominującymi kategoriami pytań były te związane z podziałem kosztów ciepła w budynkach wielolokalowych przez spółdzielnie mieszkaniowe i wspólnoty mieszkaniowe (34%), warunkami zawartej umowy (32%) oraz ceną ciepła (24%).

Rysunek 50. Zgłoszenia odbiorców w 2017 r. w kategorii: ciepło

Źródło: URE.

3.2. Działalność informacyjno-edukacyjna

Prezes URE prowadzi systematyczne działania popularyzujące zagadnienia rynku energii i paliw w Polsce oraz praw, jakie przysługują uczestnikom rynku. Edukacja odbiorców energii stanowi jeden z priorytetów działań regulatora.

Komunikaty na stronie internetowej ure.gov.pl, udział ekspertów urzędu w ponad stu spotkaniach i konferencjach adresowanych do odbiorców energii, ponad trzydzieści porozumień patronackich – to tylko niektóre z informacyjno-edukacyjnych działań URE w 2017 r.

Serwisy internetowe ważnym narzędziem informacji o rynku energii

Podstawowym narzędziem upowszechniania przez URE informacji o działalności urzędu i rynkach energii są strony internetowe: www.ure.gov.pl oraz www.bip.ure.gov.pl. Zawierają one aktualizowane na bieżąco informacje i opracowania dotyczące działalności regulatora. Na stronie publikowane są m.in. komunikaty dotyczące bieżącej działalności URE, relacje z wydarzeń z udziałem Prezesa URE i przedstawicieli urzędu, a także stanowiska regulatora oraz akty prawne związane z sektorem energetycznym.

W ubiegłym roku najczęściej odwiedzanymi na stronie URE były zakładki dotyczące paliw ciekłych oraz aukcji OZE.



Paliwa ciekłe posiadają dedykowane miejsce na stronie URE. W zakładce poświęconej tej tematyce znajdują się m.in. informacje o obowiązkach przedsiębiorstw działających w obszarze paliw ciekłych oraz aktualne pakiety informacyjne dotyczące uzyskania koncesji w tym zakresie.

Wydzielone miejsce na stronie posiada także obszar tematyczny dotyczący odnawialnych źródeł energii oraz aukcji OZE. Zakładka dotycząca aukcji OZE była jedną z częściej odwiedzanych stron w 2017 r. Na stronie tej można zapoznać się z aktami prawnymi, regulaminem aukcji, instrukcją użytkowania Internetowej Platformy Aukcyjnej (IPA) oraz komunikatami i ogłoszeniami dotyczącymi aukcji.



Aby pomóc konsumentom w podjęciu ewentualnej decyzji o zmianie sprzedawcy energii, URE stworzył odrębny serwis informacyjno-edukacyjny dedykowany zmianie sprzedawcy. Serwis MaszWybor, oprócz poradników na temat zmiany sprzedawcy zawiera specjalną aplikację pomocną dla odbiorców energii elektrycznej w porównywaniu ofert cenowych sprzedawców – Cenowy Energetyczny Kalkulator Internetowy CENKI.

Natomiast w skierowanym do konsumentów „Poradniku Odbiorcy” znajdują się informacje i opracowania dotyczące działalności regulatora na rzecz odbiorców energii. W ramach poradnika dostępne są odpowiedzi na najczęściej zgłaszane problemy i pytania do urzędu przez odbiorców energii – FAQ. W poradniku znajdują się także informacje dotyczące racjonalnego wykorzystania energii.

Poradnik odbiorcy



W ubiegłym roku na stronie URE została utworzona zakładka „Koordynator ds. negocjacji”, poświęcona pozasądowemu rozwiązywaniu sporów konsumenckich. Koordynator ds. negocjacji został powołany przez Prezesa URE w maju 2017 r. Ustawa ADR (od ang. *Alternative Dispute Resolution*) wprowadziła narzędzie zapewniające konsumentom możliwość składania wniosków o rozwiązanie sporów z przedsiębiorcami do

podmiotów – takich jak Koordynator ds. Negocjacji – oferujących bezstronne, przejrzyste, skuteczne i szybkie metody ich alternatywnego rozwiązywania. Co najważniejsze, zwrócenie się o pomoc do Koordynatora ds. Negocjacji przy Prezesie URE stanowi alternatywę dla ewentualnego wytoczenia powództwa przed sądem powszechnym.

Publikacje



W zakładce „Publikacje” odbiorca znajdzie wydawnictwa URE – zarówno te aktualne, jak i archiwalne m.in. Biuletyny URE, Biuletyny Branżowe oraz raporty.

Dedykowane miejsce na stronie urzędu posiada także problematyka objęta rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii (REMIT). Odbiorca może tam zapoznać się z informacjami dotyczącymi rozporządzeń, dokumentów oraz aktualności związanych z tą tematyką m.in. w sprawie obowiązku raportowania danych dotyczących transakcji zawieranych na hurtowych rynkach energii oraz obowiązku rejestracji w krajowym rejestrze uczestników rynku.



Statystyki odwiedzin wybranych stron i serwisów internetowych URE

www.ure.gov.pl – w 2017 r. liczba odwiedzin głównego serwisu URE wyniosła blisko 9 mln (8 729 620), z liczbą 1 866 038 unikalnych użytkowników.

Biuletyn Informacji Publicznej (BIP URE) – serwis internetowy urzędu, stworzony na podstawie przepisów ustawy z 6 września 2011 r. o dostępie do informacji publicznej. W 2017 r. strona BIP, tak jak i strona www.ure.gov.pl, podlegała zmianom i rozbudowie w związku z nowymi obowiązkami Prezesa URE oraz wzbogacona została o nowe Rejestry i Wykazy Koncesyjne, w tym: rejestry przedsiębiorstw energetycznych posiadających koncesję, wykaz podmiotów, które złożyły wnioski o udzielenie, zmianę lub cofnięcie koncesji albo o udzielenie lub zmianę promesy koncesji do czasu ich rozpatrzenia, wykaz podmiotów posiadających promesę koncesji, wykaz podmiotów, wobec których toczyło się postępowanie administracyjne w sprawie udzielenia koncesji, zakończone umorzeniem postępowania administracyjnego lub odmową udzielenia koncesji lub pozostawieniem wniosku bez rozpoznania, wykaz przedsiębiorstw energetycznych, którym w okresie ostatnich 3 lat została cofnięta koncesja, wykaz przedsiębiorstw energetycznych, którym wygasła koncesja oraz rejestr podmiotów przywożących.

W 2017 r. odnotowano 9 506 164 odwiedzin – 1 730 553 unikalnych użytkowników.

Na BIP URE osobne miejsce zajmują opublikowane Biuletyny Branżowe zawierające m.in. decyzje w sprawie taryf dla energii elektrycznej, paliw gazowych i paliw ciekłych, instrukcje ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej, programy zgodności oraz inne decyzje Prezesa URE. W 2017 r. przygotowano łącznie 326 Biuletynów, z czego 213 numerów Biuletynu Branżowego – Energia elektryczna, 112 wydań Biuletynu Branżowego – Paliwa gazowe oraz 1 numer Biuletynu Branżowego – Paliwa ciekłe²⁰¹⁾.

W 2017 r. zwiększyła się również liczba czytelników dystrybuowanego raz w tygodniu **newslettera URE**. 19 grudnia



²⁰¹⁾ W Biuletynie Branżowym URE – Paliwa ciekłe publikowane są całkowite wielkości produkcji i przywozu paliw ciekłych na terytorium RP z zachowaniem nazw i klasyfikacji Nomenklatury Scalonej (kody CN), za każdy kwartał roku. Pierwszy numer tego Biuletynu został opublikowany 15 listopada 2017 r. i dotyczył III kwartału 2017 r.

2017 r. **był wysłany do 2 954 użytkowników**. Czytelnicy newslettera są co tydzień informowani o najnowszych komunikatach i informacjach opublikowanych na stronie urzędu.

Biuletyny URE – wirtualna platforma wiedzy

W 2017 r. wzorem lat ubiegłych na stronie internetowej zostały opublikowane cztery edycje Biuletynu URE, który od 2011 r. ukazuje się wyłącznie w formie internetowej.



NR 1/2017

W pierwszym numerze w 2017 r. opublikowano analityczne artykuły poświęcone różnorodnej tematyce z zakresu procesów zachodzących w szeroko pojętej energetyce min. artykuł dotyczący zagadnień prawnych – nieprzestrzegania obowiązków wynikających z koncesji jako zachowanie przedsiębiorstwa energetycznego podlegające karze pieniężnej wymierzonej przez Prezesa URE zgodnie z przepisami Prawa energetycznego. W numerze znalazł się również artykuł poświęcony nowym, alternatywnym metodom rozwiązywania sporów w energetyce i nowego organu, jakim jest Koordynator ds. negocjacji przy Prezesa URE. Ponadto standardowo zamieszczono Informacje i Komunikaty Prezesa URE istotne dla sektora, w tym m.in. stopy wolne od ryzyka, średnie kwartalne ceny energii elektrycznej niepodlegającej obowiązkowi publicznej sprzedaży, obowiązki wynikające z ustawy o odnawialnych źródłach energii, obowiązki w zakresie uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, obowiązki sprzedawców zobowiązanych, różnice w sposobie realizacji obowiązków na gruncie dotychczasowej i nowej ustawy o efektywności energetycznej, średnie kwartalne ceny zakupu gazu ziemnego z zagranicy, stawka opłaty OZE na 2017 r., wykazy odbiorców przemysłowych, średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, średnia cena energii dla odbiorcy w gospodarstwie domowym, czy też wyniki aukcji OZE.

NR 2/2017

Drugi numer Biuletynu jak co roku zawierał *Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2016 r.* Sprawozdanie zostało podzielone na jedenaście części opisujących działania podejmowane przez regulatora rynków energii zarówno na szczeblu krajowym, jak i międzynarodowym.



NR 3/2017



W trzecim wydaniu znalazł się publikowany co dwa lata 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 był na trzy części. W pierwszej omówiono zagadnienia dotyczące gromadzenia i przekazywania do Komisji Europejskiej informacji o projektach inwestycyjnych będących w obszarze zainteresowania UE. Druga część stanowiła ocenę warunków podejmowania i wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej i paliw gazowych. Zagadnienia i kwestie problemowe, wymagające – według regulatora – podjęcia

działań legislacyjnych zmierzających do sprawnej i prawidłowej realizacji polskiej polityki energetycznej, zawarto w trzeciej części raportu.

W biuletynie, oprócz raportu, znalazły się także ważne dla sektora informacje i komunikaty Prezesa URE, a także tabele informacyjne zawierające dane z zakresu taryfowania ciepła i koncesjonowania paliw i energii.

NR 4/2017

Ostatni numer w 2017 r. podsumowywał 20 lat budowy i transformacji rynków energii elektrycznej, ciepła oraz paliw ciekłych i gazowych w Polsce z punktu widzenia powstałego wówczas Urzędu Regulacji Energetyki. W publikacji został przedstawiony hasłowy przegląd najważniejszych wydarzeń, których URE był świadkiem na przestrzeni ostatnich dwóch dekad rozbudowy i zmian rynku energii w Polsce. Drugi materiał podsumowujący to szczegółowy opis wybranych zjawisk zachodzących w latach 1997-2007, w głównej mierze oparty na Sprawozdaniach z działalności Prezesa URE z tamtych lat.



Obchody 20-lecia URE w kontekście jubileuszu ustawy Prawo energetyczne

W ubiegłym roku urząd obchodził 20-lecie istnienia. Z okazji jubileuszu na cały 2017 r. zmianie uległo logo URE, odbyła się międzynarodowa konferencja naukowa pn. „20 lat ustawy – Prawo energetyczne” oraz przeprowadzony został konkurs fotograficzny „20 lat energetyki w obiektywie”.

Zmiana wizualizacji

Z okazji jubileuszu zostało zaprojektowane i wprowadzone do użytku logo okolicznościowe URE. Przez cały 2017 r. można je było zobaczyć m.in. na stronie internetowej urzędu, banerach oraz dokumentach URE. Ponadto na stronie URE została utworzona nowa zakładka „20 lat regulacji”, gdzie można zapoznać się m.in. z rysem historycznym stanowiącym wycinek z 20 lat budowy i zmian na rynku energii w Polsce oraz pokazujący, jak daleką drogę przeszedł ten sektor od 1997 r., z biogramami wszystkich Prezesów URE od 1997 r., informacjami dot. konkursu fotograficznego „20 lat energetyki w obiektywie” oraz jubileuszowej konferencji naukowej „20 lat ustawy Prawo energetyczne”.



Konkurs fotograficzny „20 lat energetyki w obiektywie”

W związku z 20-leciem ustawy Prawo energetyczne został zorganizowany konkurs fotograficzny „20 lat polskiej energetyki w obiektywie”. Współorganizatorem konkursu była Fundacja im. Lesława A. Pagi. Na konkurs wpłynęło blisko 170 prac, ponad 50 autorów. Z uwagi na wysoki poziom i różnorodność podejścia oraz zobrazowania tematu, wybrano trzy zwycięskie prace oraz przyznano wyróżnienia dodatkowe.





Nagrody dla Laureatów Konkursu oraz wyróżnienia Kapituły i Prezesa URE zostały wręczone podczas uroczystości podsumowania VI Akademii Energii, organizowanej przez Fundację im. Lesława A. Pagi, która odbyła się 4 kwietnia 2017 r. na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie.



Fotografie laureatów są wykorzystane m.in. na stronie internetowej oraz publikacjach URE.

Jubileuszowa konferencja naukowa

Z okazji jubileuszu uchwalenia ustawy Prawo energetyczne, a co za tym idzie także urzędu, została zorganizowana **Międzynarodowa Konferencja Naukowa „20 lat ustawy Prawo energetyczne”** we współpracy z **Wydziałem Administracji i Nauk Społecznych** Politechniki Warszawskiej.

Konferencja odbyła się 12 kwietnia 2017 r. w Warszawie. Wśród prelegentów Panelu Inauguracyjnego znaleźli się obecny oraz poprzedni Prezesi URE: Maciej Bando, Marek Woszczyk, dr hab. Mariusz Swora oraz pierwszy i najdłuższej piastujący urząd Prezesa – dr Leszek Juchniewicz. Spotkanie dało możliwość wymiany doświadczeń i poglądów związanych z energetyką i rolą, jaką ma do odegrania krajowy regulator w zrównoważonym rozwoju gospodarczym Polski. Gośćmi Konferencji byli także: Minister Energii Krzysztof Tchórzewski oraz Pełnomocnik rządu ds. strategicznej infrastruktury energetycznej Piotr Naimski.

Wydarzeniu towarzyszyło wręczenie odznaczeń resortowych przez Ministra Energii Krzysztofa Tchórzewskiego „Zasłużony dla Energetyki” wieloletnim pracownikom urzędu.

Komunikacja wewnętrzna

- **Wręczenie pamiątkowych odznak URE najdłużej pracującym pracownikom urzędu**

W związku z obchodami 20-lecia Urzędu wręczono pamiątkowe znaczki URE wraz z okolicznościowymi dyplomami gratulacyjnymi najdłużej pracującym pracownikom urzędu.

- **20 lat URE – Migawki z historii**

W intranecie została opublikowana prezentacja przedstawiająca historię URE na fotografiach. Wśród zamieszczonych zdjęć, można było zobaczyć zdjęcia z podpisania pierwszej koncesji, pierwszej taryfy oraz z wydarzeń, w których uczestniczyli pracownicy URE na przestrzeni 20 lat.

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 2017 r. do urzędu wpłynęło ponad trzysta zaproszeń na różnego rodzaju wydarzenia branżowe. Ponad sto z nich odbyło się z udziałem Prezesa URE lub jego przedstawicieli.

Konferencje i spotkania poświęcono m.in. bezpieczeństwu energetycznemu, rynkowi mocy, wspólnej polityce energetycznej Unii Europejskiej, rynkowi energii elektrycznej w Europie Centralnej, przyszłości i obecnej sytuacji na rynku energetycznym w Polsce, nowym rozwiązaniom w energetyce odnawialnej, liberalizacji rynku energii i paliw gazowych.

Podczas wydarzeń branżowych z udziałem URE poruszano m.in. następujące zagadnienia:

- zmiany w krajowej energetyce w 2017 r. (XVII Ogólnopolski Kongres Energetyczno-Ciepłowniczy POWERPOL, 11-12.01.2017 r., organizator: Europejskie Centrum Biznesu),
- wpływ MiFID II na rynki towarowo-finansowe (debata nt. Uwarunkowania dyrektywy MiFID II i jej wpływu na rynki towarowo-finansowe w Polsce, 8.03.2017 r., organizator: TGE),
- aktualne wyzwania i problemy, z którymi zmagają się sektor energetyczny (XXV Konferencja EuroPOWER, 5-6.04.2017 r., organizator: MM Conferences),
- stan i perspektywy rynku energii w Polsce, Energetyka w Europie, regulacje na szczeblu Unii Europejskiej – Pakiet klimatyczny, Pakiet zimowy, system EU ETS (IX Europejski Kongres Gospodarczy, 10-12.05.2017 r., organizator: Grupa PTWP S.A.),
- polityka energetyczna Polski (XIV Kongres Nowego Przemysłu, 11-12.10.2017 r., organizator: Grupa PTWP S.A.),
- Rynek Mocy – przygotowania do pierwszej aukcji (XXVI Konferencja EuroPOWER, 8-9.11.2017 r., organizator: MM Conferences).

Patronaty Honorowe

Poparcie regulatora dla wielu inicjatyw znalazło wyraz m.in. w liczbie Patronatów Honorowych, których w 2017 r. przyznano ponad 30.

Podobnie jak w latach ubiegłych główne obszary tematyczne tych wydarzeń skupione były m.in. wokół zagadnień takich jak:

- bezpieczeństwo energetyczne,
- polityka energetyczna Polski i Unii Europejskiej,
- efektywność energetyczna,
- innowacyjny rozwój cyfryzacji wszystkich sektorów gospodarki,
- rozwój OZE,
- prawa odbiorcy na rynku energii.

Pełna lista inicjatyw odbywających się pod Patronatem Honorowym Prezesa URE w 2017 r. znajduje się na stronie www.ure.gov.pl w zakładce Patronaty -> Przedsięwzięcia objęte patronatem.

Patronatem zostały objęte m.in.:

- konferencje, np. XXV Konferencja Energetyczna EuroPOWER, Ogólnopolska Konferencja Naukowa „Bezpieczeństwo i regulacja na rynku energetycznym”, XV Międzynarodowa Konferencja i Wystawa Nafta-Gaz-Chemia 2017,
- kongresy, fora, panele dyskusyjne m.in. XII Ogólnopolski Kongres PETROBIZNES – Paliwa Chemia Gaz, XII Forum Nowej Gospodarki,
- konkursy i projekty adresowane do uczniów i studentów, takie jak: Konkurs „Energia Młodych. E-mobilność w mojej gminie. Wizja roku 2030”, Ogólnopolski konkurs SAMORZĄD PRZYJAZNY ENERGI, XIII Letnie Praktyki Badawcze,
- kampanie edukacyjno-informacyjne, np. Kampania Edukacyjno-Informacyjna w zakresie świadomego wyboru sprzedawcy energii elektrycznej i gazu.

Wśród wydarzeń objętych Honorowym Patronatem Prezesa URE znalazły się również debaty, sympozja i seminaria.

Społeczna odpowiedzialność biznesu czyli CSR w URE

• Społeczna Odpowiedzialność Przedsiębiorstw

Wspieranie konkurencyjności w sektorze elektroenergetycznym oraz równoważenie interesów przedsiębiorstw i odbiorców energii to misja i zasadnicze cele Prezesa URE. W związku z tym od lat

Prezes URE uczestniczy w różnorodnych formach w pracach administracji rządowej i pozarządowej dotyczącej społecznej odpowiedzialności biznesu, skupiając się na działalności przedsiębiorstw energetycznych.

Z punktu widzenia URE prace w zespołach i gremiach dot. CSR koncentrują się przede wszystkim na tworzeniu sprzyjających warunków dla przedsiębiorstw i innych uczestników rynku do podejmowania dobrowolnych zobowiązań na rzecz zrównoważonego rozwoju.

W 2017 r. przedstawiciel Prezesa URE uczestniczył w pracach (w cyklu comiesięcznym) w Grupie Roboczej ds. edukacji i popularyzacji CSR, powołanej pod koniec 2016 r. w ramach Zespołu ds. Zrównoważonego Rozwoju i Społecznej Odpowiedzialności Przedsiębiorstw, organu pomocniczego Ministra Rozwoju i Finansów.

- **Panele interesariuszy przedsiębiorstw energetycznych z udziałem URE**

Przedstawiciel Prezesa URE uczestniczył, tak jak i w poprzednim roku, w spotkaniach organizowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne, które miały za zadanie przygotowanie zagadnień do Raportów Zrównoważonego Rozwoju czy też rocznych Raportów Społecznych tych firm (np. TAURON, PGE, Enea, PSE, PGNiG).

W sprawozdaniach rocznych firm energetycznych umieszczano także wypowiedzi Prezesa URE.

Współpraca z pozostałymi regulatorami w zakresie przeciwdziałania kradzieży i dewastacji infrastruktury

W październiku 2017 r., z okazji 5-tej rocznicy podpisania Porozumienia pomiędzy trzema polskimi regulatorami: URE, UKE i UTK, odbyła się konferencja podsumowująca dotychczasową działalność *Memorandum ws. współpracy na rzecz przeciwdziałania kradzieży i dewastacji infrastruktury*. Podczas spotkania zaprezentowano raport o skali incydentów kradzieży i dewastacji infrastruktury telekomunikacyjnej, energetycznej i kolejowej za 2016 r.

Konferencja była także dobrą okazją do debaty pomiędzy Sygnatariuszami Porozumienia na temat działań zmierzających do zapobiegania kradzieżom i dewastacji infrastruktury.

Udział Prezesa URE w Zespołach resortowych i międzyresortowych

W 2017 r. Prezes URE osobiście lub poprzez przedstawicieli urzędu uczestniczył w następujących Zespołach:

- Komitecie Konsultacyjnym utworzonym na mocy ustawy z 24 lipca 2015 r. o kontroli niektórych inwestycji,
- Zespole Trójstronnym ds. Branży Energetycznej utworzonym na mocy ustawy z 24 lipca 2015 r. o Radzie Dialogu Społecznego i innych instytucjach dialogu społecznego,
- Zespole ds. Zrównoważonego Rozwoju i Społecznej Odpowiedzialności Przedsiębiorstw powołanym na mocy rozporządzenia Ministra Rozwoju z 11 kwietnia 2016 r. jako organ pomocniczy Ministra Rozwoju,
- Zespole ds. Transformacji Przemysłowej powołanym na mocy zarządzenia nr 25 Ministra Rozwoju z 30 czerwca 2016 r.,
- Zespole ds. ograniczenia ubóstwa energetycznego w Polsce, powołanym Zarządzeniem Ministra Energii z 26 czerwca 2017 r.

Promowanie działań na rzecz edukacji odbiorcy

W 2017 r., podobnie jak w latach ubiegłych, urząd przyłączał się do kampanii edukacyjnych, m.in. do akcji organizowanych przez UOKiK „Przed wakacjami – co warto wiedzieć?”, organizowanej przez UOKiK. W akcji wzięło udział 40 instytucji, które wspólnie informowały m.in. o bezpieczeństwie, prawach i obowiązkach przed urlopem wypoczynkowym. URE radził odbiorcom energii m.in. jak ustrzec się przed nieuczciwymi sprzedawcami energii elektrycznej, jak zabezpieczyć urządzenia na wypadek wyładowań atmosferycznych oraz jak zmniejszyć zużycie energii elektrycznej nie tylko w okresie wakacyjnym.

Udostępnianie informacji publicznej

Ustawa z 6 września 2001 r. o dostępie do informacji publicznej²⁰²⁾ precyzuje konstytucyjny zapis art. 61 o prawie obywateli do informacji o działaniach władz publicznych. Zgodnie z przepisami tej ustawy, Prezes URE jest zobowiązany udostępniać każdą informację o sprawach publicznych, za wyjątkiem informacji niejawnych.

W związku z powyższym, w 2017 r. w urzędzie rozpatrywanych było 179 wniosków o udostępnienie informacji publicznej.

Spośród wszystkich złożonych wniosków o udostępnienie informacji publicznej 94 z nich załatwiono pozytywnie (udzielono odpowiedzi), w 45 przypadkach nie udzielono informacji z powodu braku wnioskowanej informacji lub wnioskowania o dane jednostkowe niepodlegające udostępnieniu w trybie ustawy o dostępie do informacji publicznej, w 12 przypadkach udzielono odpowiedzi tylko na część pytań z wniosku (w pozostałym zakresie dane nie były w posiadaniu urzędu lub nie podlegały udostępnieniu w trybie ustawy). Decyzje odmowne zostały wydane w 11 sprawach, w tym w 3 przypadkach były to umorzenia postępowań, w 3 przypadkach decyzja odmowna dotyczyła tylko części wnioskowanych informacji (w pozostałym zakresie informacja była udzielona). W 2 przypadkach pozostawiono wnioski bez rozpoznania ze względu na nieusunięcie przez wnioskodawców braków formalnych wniosku (brak wskazania adresu wnioskodawcy i podpisu, wymaganych przed wydaniem decyzji odmawiającej udzielenia informacji publicznej). W jednym przypadku wniosek został wycofany przez wnioskodawcę. Odpowiedzi na pozostałe wnioski zostały udzielone w 2018 r.

W 2017 r. rozpatrywano także dwa wnioski o ponowne wykorzystanie informacji sektora publicznego z zakresu świadectw pochodzenia (baza wniosków o wydanie świadectw). W obydwu przypadkach nie przekazano wnioskowanych informacji z uwagi na fakt, że dane te nie podlegały udostępnieniu.

Rozpatrywanie skarg i wniosków

Szczególnym uprawnieniem wynikającym z kodeksu postępowania administracyjnego, a przysługującym każdemu obywatelowi, organizacji społecznej, samorządowej, zawodowej, i spółdzielczej jest prawo składania skarg i wniosków. Wnioski mogą dotyczyć m.in. spraw ulepszenia organizacji, wzmocnienia praworządności, usprawnienia pracy i zapobiegania nadużyciom. Skargi mogą wiązać się przede wszystkim z zaniedbaniami lub nienależytym wykonywaniem zadań przez Prezesa URE, czy też pracowników urzędu, naruszeniem praworządności lub interesów skarżących, a także przewlekłe lub biurokratyczne załatwianie spraw.

W 2017 r. do Prezesa URE nie wpłynął żaden wniosek, natomiast zostało złożonych 20 skarg od różnych podmiotów, w tym: 18 skarg rozpatrzono negatywnie tj. uznano jako niezasadne (w tej liczbie 5 skarg zostało przesłanych z Kancelarii Prezesa Rady Ministrów, 1 skarga z Ministerstwa Energii,

²⁰²⁾ Dz. U. z 2016 r. poz. 1764 z późn. zm.

1 skarga z Biura Prezydenta RP), 1 skarga została wycofana przez skarżącego przed jej rozpatrzeniem, 1 skarga została rozpatrzona w 2018 r.

Wnoszone skargi miały w większości charakter jednostkowy, a podnoszone w nich zarzuty dotyczyły niewłaściwego, zdaniem Skarżącego, wykonywania obowiązków przez pracowników urzędu.

4. 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 uczestników. W celu zapewnienia mediom i konsumentom rzetelnej informacji, urząd aktywnie – wzorem lat ubiegłych współpracował z mediami ogólnopolskimi, regionalnymi i lokalnymi – kluczowymi pośrednikami w przekazie informacji bezpośrednio do odbiorców energii. W 2017 r. ukazało się ponad 32 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 tys. przekazów medialnych dotyczyło działalności Prezesa URE. Duża ich część powstała przy współpracy z URE.

Rysunek 51. Liczba przekazów medialnych na temat URE w 2017 r. w podziale na miesiące



Źródło: URE na podstawie danych IMM.

Urząd wydał ponad 150 komunikatów prasowych i udzielił przedstawicielom mediów blisko 800 odpowiedzi na bieżące pytania dotyczące rynku elektroenergetycznego oraz działań podejmowanych przez regulatora. Ponadto urząd upowszechniał wiedzę na temat funkcjonowania rynku elektroenergetycznego poprzez wywiady kierownictwa urzędu udzielane mediom.

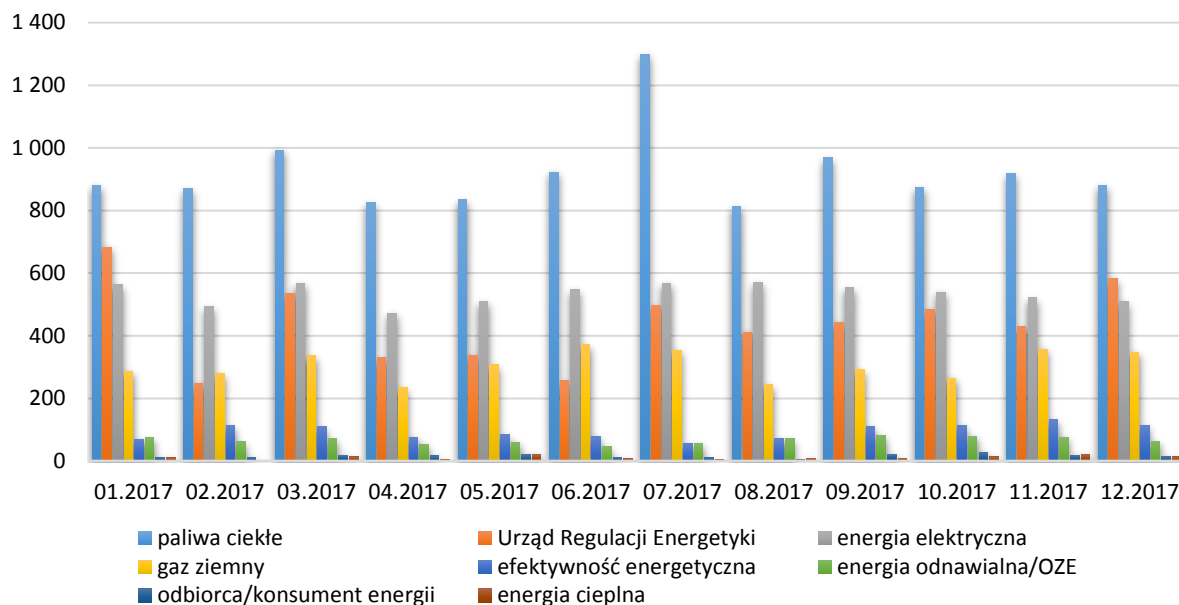
Tematy dotyczące rynku energii, najczęściej poruszane w mediach w 2017 r.:

- taryfy na 2018 r., proces zatwierdzania taryf,
- rynek mocy,
- zmianę sprzedawcy energii i elektrycznej i gazu,
- skargi na nieuczciwych sprzedawców energii i gazu,
- pozasądowe rozwiązywanie sporów konsumenckich,
- obowiązki sprawozdawcze dot. paliw ciekłych,
- aukcje OZE,



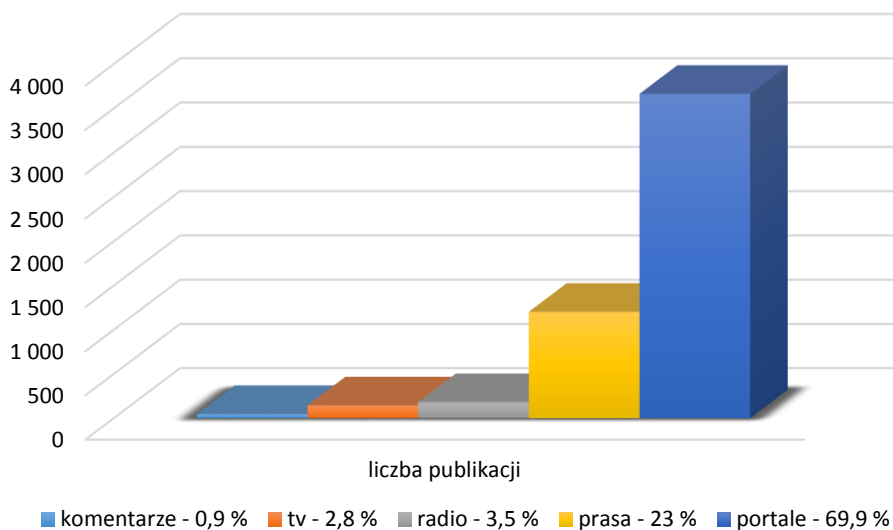
- potencjał krajowy OZE w liczbach, dane dot. mikroinstalacji,
- uwolnienie rynku gazu,
- ustawę o zapasach,
- efektywność energetyczną, audyty energetyczne.

Rysunek 52. Tematy poruszane w mediach w 2017 r.



Źródło: URE na podstawie danych IMM.

Rysunek 53. Środki przekazu na temat URE w 2017 r. – udział procentowy



Źródło: URE na podstawie danych IMM.

5. Współpraca z pojedynczym punktem kontaktowym – procedury dotyczące działalności gospodarczej

Dyrektywa 2006/123/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 12 grudnia 2006 r. dotycząca usług na rynku wewnętrznym²⁰³⁾, powołała do życia pojedyncze punkty kontaktowe. Są to portale administracji elektronicznej uruchomione obligatoryjnie przez każdy kraj Unii Europejskiej. Punkty te mają w założeniu stanowić miejsca, gdzie zainteresowany znajdzie informacje na temat procedur, które należy dopełnić, aby prowadzić daną działalność usługową w kraju, przepisy, jakie mają do niej zastosowanie, a także gdzie będzie można załatwić wszelkie formalności administracyjne drogą elektroniczną.

W Polsce punkt kontaktowy został wprowadzony na mocy art. 46 pkt 11 ustawy z 4 marca 2010 r. o świadczeniu usług na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej²⁰⁴⁾, która wprowadziła do ustawy o swobodzie działalności gospodarczej rozdział 2a zatytułowany „Punkt kontaktowy”. Nowelizacja weszła w życie 10 kwietnia 2010 r.

Pojedynczy punkt kontaktowy jest prowadzony za pośrednictwem strony internetowej i polega na przekazywaniu danych między tym punktem a właściwymi organami za pośrednictwem elektronicznej platformy usług administracji publicznej. Ponadto punkt umożliwia złożenie drogą elektroniczną do właściwych organów wniosków/oświadczeń niezbędnych do podjęcia wykonywania lub zakończenia działalności gospodarczej. W Polsce punkt kontaktowy dostępny jest pod adresem biznes.gov.pl.

W 2017 r. URE współpracował, jak w latach poprzednich, z pojedynczym punktem kontaktowym, w zakresie weryfikacji, aktualizacji i publikacji procedur realizowanych przez urząd, wynikających z zadań Prezesa URE.

Na portalu biznes.gov.pl, na podstronach redagowanych przez URE, opublikowanych jest blisko 30 procedur realizowanych przez urząd, w tym związanych z: uzyskaniem koncesji na prowadzenie działalności gospodarczej, wpisem/wykreśleniem wpisu do/z rejestru podmiotów przywożących paliwa ciekłe, zmianami tego wpisu, wpisem do rejestru wytwórców energii w małej instalacji, zmianie danych w tym rejestrze, zakończeniem/zawieszeniem wytwarzania energii w małej instalacji, sprawozdaniem kwartalnym wytwórcy energii w małej instalacji, świadectwami pochodzenia i umarzaniem tych świadectw, sprawozdaniem rocznym podmiotu realizującego NCW, informacjami o rodzajach i lokalizacji infrastruktury paliw ciekłych wykorzystywanej do prowadzonej działalności, sprawozdaniem o podmiotach zlecających usługi magazynowania, przeladunku, przesyłania lub dystrybucji paliw ciekłych, sprawozdaniem o rodzajach oraz ilości wytworzonych, przywiezionych i wywiezionych paliw ciekłych.

6. Udział w „Programie otwierania danych publicznych” i publikacja zasobów informacyjnych URE

W 2017 r. urząd podjął współpracę z Kancelarią Prezesa Rady Ministrów w zakresie upubliczniania zbiorów informacyjnych urzędu na portalu danepubliczne.gov.pl, zgodnie z „Programem otwierania danych publicznych” ustanowionym uchwałą nr 107/2016 Rady Ministrów z 20 września 2016 r.²⁰⁵⁾

Celem Programu otwierania danych publicznych jest poprawa jakości i zwiększenie liczby danych dostępnych na portalu danepubliczne.gov.pl. Dzięki zgromadzeniu danych publicznych w jednym miejscu, w otwartych, umożliwiających analizę, formatach, wzrośnie przejrzystość działań organów administracji, a obywatelom da możliwość pełniejszej partycypacji w sprawowaniu władzy, analizie czy wykorzystywaniu ponownym danych publicznych.

²⁰³⁾ Dz. U. UE L 376/36.

²⁰⁴⁾ Dz. U. z 2010 r. Nr 47, poz. 278.

²⁰⁵⁾ RM-111-114-16.

Na portalu zostało opublikowanych 21 zbiorów danych URE, które są sukcesywnie aktualizowane. Wśród nich są następujące informacje: taryfy dla energii elektrycznej i paliw gazowych, zmiany sprzedawcy gazu ziemnego przez odbiorców końcowych, wykazy koncesyjne, rejestr podmiotów przywożących, średnie ceny zakupu gazu ziemnego z zagranicy, całkowite wielkości produkcji i przywozu paliw ciekłych, wykaz podmiotów zobowiązanych do realizacji NCW, liczba odbiorców korzystających z prawa wyboru sprzedawcy, dane dotyczące sprzedaży gazu ziemnego do odbiorców końcowych, produkcja i zużycie energii elektrycznej, średnie miesięczne ceny energii elektrycznej w transakcjach SPOT, wolumen obrotu energią elektryczną na rynku RDN oraz wykaz odbiorców przemysłowych.

CZĘŚĆ X.

URE w liczbach – działalność regulacyjna URE i OT URE

Tabela 76. Działalność URE w zakresie koncesjonowania – liczba koncesjonowanych przedsiębiorstw – stan na 31 grudnia 2017 r.

Koncesjonowane przedsiębiorstwa*			
elektroenergetyka	gazownictwo	ciepłownictwo	paliwa ciekłe
1 663	210	412	6 345

* Dotyczy urzędu jako całości – wszyscy koncesjonariusze.

Tabela 77. Działalność OT URE w zakresie koncesjonowania – w 2017 r.

	Wnioski w sprawach koncesyjnych ogółem rozpatrywane w 2017 r.	w tym zwrot wniosku	Decyzje w sprawach koncesyjnych						Zawiadomienia kończące postępowania w sprawach koncesyjnych
			ogółem	w tym:					ogółem
				udzielenie	zmiana	cofnięcie, uchylenie lub wygaśnięcie	odmowa udzielenia, zmiany lub cofnięcia	umorzenie postępowania	
Koncesje	9 780	21	4 409	717	2 930	332	30	400	420
Promesy	387	4	174	140	14	2	1	17	40
Razem	10 167	25	4 583	857	2 944	334	31	417	460

Liczba złożonych wniosków przez przedsiębiorców w 2017 r. była ponad dwukrotnie wyższa niż w 2016 r., co wynikało m.in. z nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne.

Tabela 78. Działalność OT URE na rynku energii elektrycznej, gazu i ciepła – w 2017 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		
2 093	63	38	15	10	393	225

* Dotyczy urzędu jako całości – wszyscy koncesjonariusze aktywni w 2017 r.

** Wszystkie decyzje w sprawie zatwierdzenia bądź zmiany taryf (zatwierdzenie, odmowa, umorzenie).

*** Obejmuje decyzje zwalniające z obowiązku przedkładania taryf w zakresie obrotu energią elektryczną dla grup innych niż G.

Tabela 79. Działalność OT na rynku MIOZE – w 2017 r.

Wnioski w sprawach Rejestru MIOZE rozpatrywane w 2017 r.	Rozstrzygnięcia w sprawach Rejestru MIOZE							Zawiadomienia kończące postępowania
	ogółem	w tym:						ogółem
		wpis	zmiana	odmowa wpisu	odmowa zmiany	wykreślenie	umorzenie postępowania	
93	90	38	24	1	0	18	9	0

Tabela 80. Działalność OT na rynku MIOZE w zakresie sprawozdawczości wytwórców – w 2017 r.

Postępowania dot. niespełnienia obowiązków sprawozdawczych przez wytwórców wpisanych do Rejestru MIOZE			Nałożone kary	
Rodzaj sprawozdania	z tego:		liczba	łączna wysokość [zł]
	prowadzone	umorzone		
z art. 9 ust. 1 pkt 7 ustawy OZE	210	22	49	540 000
z art. 9 ust. 1 pkt 8 ustawy OZE	0	0	0	0

Tabela 81. Działalność OT URE na rynku paliw ciekłych – w 2017 r.

Koncesjonowane przedsiębiorstwa prowadzące działalność w zakresie obrotu paliwami ciekłymi*	Wnioski w sprawach koncesji na obrót paliwami ciekłymi rozpatrywane w 2017 r.	Decyzje w sprawach koncesyjnych				
		ogółem	w tym:			
			udzielenie	zmiana	odmowa udzielenia	odmowa zmiany
8 210	8 691	3 818	653	2 472	18	11

* Dotyczy urzędu jako całości – wszyscy koncesjonariusze aktywni w 2017 r.

W związku z nowelizacją ustawy – Prawo energetyczne w 2017 r. oddziały terenowe wydały ponad pięciokrotnie więcej zmian decyzji niż w 2016 r.

Tabela 82. Działalność OT na rynku paliw ciekłych w zakresie Rejestru podmiotów przywożących – w 2017 r.

Wnioski w sprawach Rejestru podmiotów przywożących rozpatrywane w 2017 r.	Decyzje w sprawach Rejestru podmiotów przywożących							Zawiadomienia kończące postępowania
	ogółem	w tym:						ogółem
		wpis	zmiana	odmowa wpisu	odmowa zmiany	wykreślenie	umorzenie postępowania	
817	704	478	68	52	4	69	33	94

Tabela 83. Efekty regulacyjne OT URE z procesu zatwierdzania taryf w ciepłownictwie – w 2017 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]		[%]		
8 201 847	8 003 757	198 090	2,70	0,22

Tabela 84. Efekty regulacyjne OT URE z procesu zatwierdzania taryf dla energii elektrycznej – w 2017 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]		[%]		
308 482	301 895	6 587	2,11	-0,07

Tabela 85. Efekty regulacyjne OT URE z procesu zatwierdzania taryf dla gazu – w 2017 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]		[%]		
77 128	75 802	1 326	-3,22	-4,89

Suma efektów regulacyjnych prowadzonych w 2017 r. 393 postępowań w sprawie zatwierdzenia taryf dla ciepła, energii elektrycznej czy gazu ukształtowała się na zbliżonym poziomie do 2016 r.

Tabela 86. Skargi i kary w OT URE – w 2017 r.

ogółem	Skargi				Nałożone kary	
	z tego dotyczące:				liczba	łączna wysokość [zł]
	ciepła	energii elektrycznej	gazu	paliw ciekłych		
2 467	64	2 223	166	14	1 034	9 405 684

W 2017 r. do oddziałów terenowych wpłynęło blisko 2,5 tys. skarg. Ich liczba ukształtowała się na zbliżonym poziomie do 2016 r. W dalszym ciągu największy odsetek tych spraw, bo aż 90%, dotyczył energii elektrycznej.

W roku sprawozdawczym wzrosła, i to znacznie, liczba prowadzonych przez oddziały terenowe postępowań w zakresie wymierzania kar pieniężnych. Postępowania te zostały zakończone nałożeniem na przedsiębiorstwa energetyczne i przedsiębiorców 1 034 kar, co stanowi ponad dwukrotnie więcej wydanych decyzji niż w roku poprzednim, a ich wartość była wyższa o 40% w odniesieniu do 2016 r.

Tabela 87. Realizacja kompetencji Prezesa URE w zakresie rozstrzygnięcia przez OT URE spraw spornych na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne – w 2017 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		
128	67	24	9	29	5	22	10

Większa świadomość odbiorców w zakresie dochodzenia swoich praw, skutkowałą złożeniem w 2017 r. o ponad 50% mniejszej liczby wniosków o rozstrzygnięcie sporów na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne niż w 2016 r.

Tabela 88. Działalność dotycząca monitorowania i kontroli OT URE *, ** – w 2017 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
3 130	598	419	128	100	467

* 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.

W 2017 r. oddziały terenowe URE, w związku z nowelizacją ustawy – Prawo energetyczne, przeprowadziły monitoring przestrzegania warunków prowadzenia działalności koncesjonowanej przedsiębiorstw energetycznych działających na rynku paliw ciekłych, co skutkowało ponad dwukrotnym zwiększeniem liczby postępowań w tym zakresie.

Tabela 89. Pozostała działalność OT URE – w 2017 r.

Sprawy nie wymienione w poprzednich tabelach wymagające od Prezesa URE podjęcia stosownych działań				
ogółem	z tego dotyczące:			
	ciepła	energii elektrycznej	gazu	paliw ciekłych
6 075	500	2 482	71	3 022

Pozostała działalność oddziałów terenowych URE w 2017 r. na rykach ciepła, energii elektrycznej i gazu była na zbliżonym poziomie w odniesieniu do 2016 r.

CZĘŚĆ XI.

Uwagi końcowe

Elektroenergetyka

1. Prezes URE podtrzymuje konieczność zmian legislacyjnych w zakresie **uregulowania w ustawie – Prawo energetyczne sprzedaży rezerwowej dla energii elektrycznej i paliw gazowych**. W celu ustawowego uregulowania kwestii sprzedaży rezerwowej, pismem z 20 czerwca 2017 r., Prezes URE przekazał do Ministra Energii projekt zmiany ustawy – Prawo energetyczne w tym zakresie (propozycję szczegółowych przepisów prawnych). W 2017 r. postulat ten nie został zrealizowany przez ME.
2. Z informacji przekazywanych do URE wynika, że nasilają się problemy związane z dotrzymaniem przez OSD określonych w IRiESD terminów wstrzymania dostaw na wnioski sprzedawcy (ze względu na nadmierną zwłokę płatności za pobraną energię). Pojawia się też problem braku powiadomień o realizacji złożonych wniosków o wstrzymanie lub ewentualnych przyczynach uniemożliwiających wstrzymanie dostarczania energii elektrycznej. W związku z tym uzasadnione byłoby **doprecyzowanie zapisów art. 6b ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, poprzez określenie maksymalnego terminu na wstrzymanie dostaw paliw gazowych lub energii przez OSD na żądanie sprzedawcy**.
3. W ocenie Prezesa URE dodatkowych regulacji w ustawie – Prawo energetyczne wymagają kwestie:
 - a) umożliwienia monitorowania i egzekwowania obowiązku opracowania przez operatora systemu dystrybucyjnego, o którym mowa w art. 9d ust. 7 ustawy (tzw. mały OSD) instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej zgodnej z wymaganiami określonymi w art. 9g tej ustawy (np. poprzez uzupełnienie art. 56 ust. 1 pkt 1b ustawy – Prawo energetyczne o naruszenie polegające na nie opracowywaniu instrukcji zgodnej z art. 9g tej ustawy),
 - b) umożliwienia nakładania kar pieniężnych na operatorów systemów dystrybucyjnych, o których mowa w art. 9d ust. 7 ustawy, którzy nie przestrzegają obowiązków i wymagań wynikających z opracowanej przez nich instrukcji (np. poprzez wprowadzenie nowego pkt 19b do art. 56 ust. 1 ustawy).Mali OSD, zgodnie z art. 9g ust. 8a, nie mają obowiązku przedkładania Prezesowi URE do zatwierdzenia IRiESD. Opracowane przez nich IRiESD zamieszczane są na stronie internetowej OSD, nie są zaś ogłaszane w Biuletynie URE, jak Instrukcje zatwierdzane przez Prezesa URE. Zgodnie z art. 56 ust. 1 pkt 19, karze podlega ten, kto nie przestrzega instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 9 ustawy – Prawo energetyczne (czyli zatwierdzonej i ogłoszonej w Biuletynie URE), a tego kryterium IRiESD mały OSD nie spełnia. Przy czym w przypadku małych OSD wydaje się zasadne ograniczenie możliwości nałożenia kary na OSD (jako podmiotu opracowującego instrukcję), biorąc pod uwagę, że instrukcja ta nie jest zatwierdzana przez Prezesa URE.
4. Z uwagi na brak jednolitości w postępowaniu oraz różną interpretację przez poszczególne spółki obrotu art. 5 ust. 6e ustawy – Prawo energetyczne, w kontekście dostarczania i aktualizacji przez sprzedawców Zbioru Praw Konsumenta, celowym wydaje się doprecyzowanie treści przedmiotowego artykułu, tak aby w sposób nie budzący wątpliwości, wynikał z niego obowiązek sprzedawców do:
 - a) dostarczenia odbiorcom w gospodarstwie domowym Zbioru Praw Konsumenta z aktualnym stanem prawnym na dzień dostarczenia,

- b) w przypadku aktualizacji Zbioru Praw Konsumenta – dostarczenia odbiorcom w gospodarstwie domowym informacji o zakresie aktualizacji oraz miejscu, gdzie mogą zapoznać się z przedmiotowym dokumentem ujednoliconym do aktualnego stanu prawnego,
- c) zapewnienia publicznego dostępu do *Zbioru Praw Konsumenta* z aktualnym stanem prawnym.
- Celem wzmocnienia pozycji regulatora i możliwości realnego egzekwowania od przedsiębiorstw energetycznych wykonywania obowiązku nałożonego na nich przez ustawodawcę w art. 5 ust. 6e ustawy – Prawo energetyczne, zasadnym byłoby uzupełnienie obowiązujących przepisów ustawy – Prawo energetyczne artykułem penalizującym w przypadku nie wykonywania przez spółki obrotu obowiązku wynikającego z art. 5 ust. 6e tejże ustawy, zarówno w odniesieniu do dostarczania odbiorcom aktualizacji Zbioru Praw Konsumenta, jak i zapewniania jego publicznego dostępu.
5. Prezes URE postuluje zmianę brzmienia art. 56 ust. 1 pkt 23 ustawy – Prawo energetyczne dotyczącego wymierzenia kary pieniężnej przedsiębiorstwu za podejmowanie działań niezgodnych z postanowieniami programu określającego przedsięwzięcia, jakie należy podjąć w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu (Programy Zgodności) poprzez usunięcie zwrotu „mimo uprzedniego wezwania”. Wykładnia językowa przepisu, która ma pierwszeństwo nad innymi wykładniami może wskazywać, że warunkiem wymierzenia kary pieniężnej w obu przypadkach wskazanych w artykule ustawy jest uprzednie wezwanie przedsiębiorcy odpowiednio do wykonania w wyznaczonym terminie programu lub do zaprzestania podejmowania działań niezgodnie z postanowieniami tego programu. Z uwagi na istotę przestrzegania przepisów Programów Zgodności przez OSD warunkujących równoprawne traktowanie innych użytkowników systemu (w szczególności sprzedawców) i prawidłowe funkcjonowanie rynków detalicznych, przepis ten powinien sankcjonować każde naruszenie tego programu przez OSD, bez uprzednich wezwań OSD do zaprzestania naruszeń.

Z dotychczasowej praktyki rynkowej 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 sensytywnych 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. Prezes URE postuluje zatem wprowadzenie przepisów zakazujących powierzania obsługi klienta przez OSD innemu podmiotowi z grupy kapitałowej.

Należy także wskazać, że takie same logo OSD oraz podobna nazwa w odniesieniu do spółki obrotu wchodzącej w skład tej samej, co OSD z grupy kapitałowej, wprowadzają odbiorców w błąd, co do niezależności OSD. Ponadto dotychczasowa praktyka niezasadnie 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. Regulator jest zatem za odrębnym logo OSD funkcjonującym w przedsiębiorstwie zintegrowanym pionowo.

Zauważalne jest także częste nieprzestrzeganie 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, zasadnym wydaje się wprowadzenie przez ustawodawcę możliwości nałożenia sankcji przez Prezesa URE – za przekroczenie terminu rozliczenia z odbiorcą przez dotychczasowego sprzedawcę.

Konieczność prowadzenia działań ukierunkowanych na ochronę odbiorców z uwagi na liczbę skarg dotyczących działań przedsiębiorstw energetycznych

Zasadnym wydaje się rozważenie zmiany przepisu art. 4j ustawy – Prawo energetyczne w zakresie ograniczenia możliwości nakładania kar umownych w przypadku rozwiązania przez odbiorcę umowy sprzedaży energii elektrycznej i paliwa gazowego zawartej na czas określony, przed upływem terminu jej obowiązywania. Obowiązujące przepisy pozwalają spółkom obrotu uzyskiwać przychody z kar umownych za rozwiązane przed terminem umowy sprzedaży energii elektrycznej, które w wielu przypadkach znacznie przewyższają przychody, które spółki te otrzymałyby w przypadku kontynuowania umowy. Kary pieniężne, o których mowa wyżej są też obecnie istotną barierą, w swobodnej zmianie sprzedawcy.

Doświadczenia regulacyjne wskazują, że słusznym wydaje się nowelizacja rozporządzeń systemowych i taryfowych w kierunku zwiększenia i doprecyzowania regulacji dotyczących standardów jakościowych obsługi odbiorców i parametrów nośników energii. W aktach wykonawczych te dwie istotne kwestie z punktu widzenia odbiorcy powinny być w sposób jednoznaczny oddzielone. Słuszny wydaje się również pogląd, aby w rozporządzeniach systemowych określić zarówno prawa, jak i obowiązki przedsiębiorstw energetycznych. Powyższa regulacja była zawarta w poprzednich rozporządzeniach systemowych (dawniej zwanych przyłączeniowymi). Poza tym wydaje się słuszne, aby rozporządzenia systemowe wskazywały miejsca rozgraniczenia eksploatacji sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej, a także instalacji odbiorczej w zależności od punktu przyłączenia.

Stosownego uregulowania wymaga również kwestia możliwości rozwiązania umów sprzedaży energii elektrycznej i paliw gazowych w przypadku utraty przez odbiorcę tytułu prawnego do obiektu, do którego paliwa gazowe i energia elektryczna są dostarczane. W świetle obowiązujących przepisów utrata tytułu prawnego do określonego obiektu, do którego jest dostarczana energia elektryczna lub paliwo gazowe przez odbiorcę nie stanowi podstawy do rozwiązania istniejących umów. Nowy podmiot, który uzyskał tytuł prawny do obiektu, nie może zawrzeć nowej umowy, ponieważ poprzednia umowa obowiązuje, a nowy podmiot nie jest również uprawniony do jej rozwiązania.

Wartym rozważenia jest także wprowadzenia maksymalnego okresu, na jaki zawierana jest umowa z gospodarstwami domowymi tj. nie dłużej niż 24 miesiące, a także wprowadzenie zakazu sprzedaży „door to door”.

Gazownictwo

Uzasadnione jest przyznanie Prezesowi URE kompetencji do zatwierdzania instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji magazynowania paliw gazowych oraz instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji skraplania paliw gazowych. Wprowadzenie obowiązku przedkładania tych instrukcji krajowemu organowi regulacyjnemu do zatwierdzenia umożliwi Prezesowi URE kontrolowanie realizacji przez operatorów zasady niedyskryminacyjnego dostępu stron trzecich, zasad przyłączenia do instalacji oraz zarządzania ograniczeniami systemowymi. Wprowadzenie ww. obowiązków ułatwi także Prezesowi URE prowadzenie nadzoru nad wypełnianiem przez operatorów systemu magazynowania oraz operatorów systemu skraplania obowiązków wynikających z przepisów rozporządzenia 715/2009, a w szczególności art. 15, 17 i 19 tego rozporządzenia. Ponadto, przyznanie Prezesowi URE kompetencji do zatwierdzania instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji magazynowania paliw gazowych jest zasadne przede wszystkim w związku z nowelizacją z 2016 r. i 2017 r. ustawy o zapasach i rozszerzeniem kręgu podmiotów obowiązanych do utrzymywania zapasu obowiązkowego gazu ziemnego. Wniosek ten wpływa również z przeprowadzonego przez Prezesa URE monitoringu procedury udostępniania przez

Gas Storage Poland Sp. z o.o. zdolności magazynowych w GIM Kawerna, GIM Sanok oraz Instalacji Magazynowej PMG Wierzchowice, rozpoczętej 13 stycznia 2017 r.

Ponadto wydaje się niezbędne doprecyzowanie podstawy prawnej do wydawania decyzji w przedmiocie nałożenia przez Prezesa URE administracyjnej kary pieniężnej za nieprzestrzeganie postanowień instrukcji ruchu i eksploatacji sieci gazowych, zatwierdzanych przez Prezesa URE. W ocenie Prezesa URE obecnie art. 56 ust. 1 pkt 19 ustawy – Prawo energetyczne umożliwia nałożenie kary pieniężnej również na podmiot, który nie stosuje się do instrukcji ruchu i eksploatacji sieci gazowej przesyłowej i dystrybucyjnej, jednakże przepis ten zawęża możliwość wymierzenia kary pieniężnej w zakresie np. niewykonania poleceń operatora czy zapewnienia obowiązku stosowania się do zasad i obowiązków w zakresie bezpieczeństwa pracy sieci oraz planów i procedur stosowanych w sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej wyłącznie do sieci operatora elektroenergetycznego. W związku z powyższym zasadne byłoby wprowadzenie odrębnej podstawy prawnej (np. art. 56 ust. 1 pkt 19a) do wymierzenia administracyjnej kary pieniężnej za określone naruszenia w stosunku do podmiotów, w tym operatorów, prowadzących działalność na rynku gazu ziemnego.

Zasadne jest również doprecyzowanie zapisów ustawy – Prawo energetyczne w sposób mający na celu:

- a) umożliwienie monitorowania i egzekwowania obowiązku opracowania przez operatora systemu dystrybucyjnego, o którym mowa w art. 9d ust. 7 ustawy (tzw. mały OSD) instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej zgodnej z wymaganiami określonymi w art. 9g tej ustawy (np. poprzez uzupełnienie art. 56 ust. 1 pkt 1b ustawy – Prawo energetyczne o naruszenie polegające na nie opracowywaniu instrukcji zgodnej z art. 9g tej ustawy);
- b) umożliwienie nakładania kar pieniężnych na operatorów systemów dystrybucyjnych, o których mowa w art. 9d ust. 7 ustawy, którzy nie przestrzegają obowiązków i wymagań wynikających z opracowanej przez nich instrukcji (np. poprzez wprowadzenie nowego pkt 19b do art. 56 ust. 1 ustawy).

Uzasadnienie do wprowadzenia wyżej wymienionych zmian jest analogiczne jak w przypadku propozycji zmian dotyczących funkcjonowania operatorów systemu elektroenergetycznego.

Niezbędne jest również wprowadzenie do rozporządzenia Ministra Gospodarki z 2 lipca 2010 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (tzw. rozporządzenia systemowego) zmian mających na celu zapewnienie spójności przepisów tego rozporządzenia z przepisami rozporządzenia:

- 312/2014. Zmiany powinny dotyczyć przede wszystkim dostosowania przepisów rozporządzenia systemowego do zawartych w rozporządzeniu 312/2014 zasad bilansowania systemu wejścia-wyjścia, efektywności prowadzenia działań bilansujących przez OSP oraz roli OSD i podmiotu odpowiedzialnego za prognozowanie w zakresie bilansowania systemu wejścia-wyjścia;
- Ministra Energii w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi. Zmiany wymagają przepisy dotyczące kryteriów kwalifikacji podmiotów ubiegających się o przyłączenie do sieci do grup przyłączeniowych – z wyrażonych w jednostkach metrycznych na wyrażone w jednostkach energii.

Jak już wspomniano w części dotyczącej energii elektrycznej, Prezes URE podtrzymuje postulat konieczności zmian legislacyjnych w zakresie uregulowania w ustawie – Prawo energetyczne sprzedaży rezerwowej dla paliw gazowych i energii elektrycznej.

Wydaje się także zasadnym wprowadzenie do ustawy – Prawo energetyczne zapisów odnośnie nowych obowiązków operatorów gazowych dotyczących procedury zmiany sprzedawcy w zakresie wdrażania warunków i trybu zmiany sprzedawcy paliw gazowych oraz ich uwzględniania w instrukcji, zamieszczania na stronach internetowych operatorów oraz udostępniania do publicznego wglądu w ich siedzibach:

- aktualnej listy sprzedawców paliw gazowych, z którymi operator systemu dystrybucyjnego lub przesyłowego zawarł umowy o świadczenie usług dystrybucji lub przesyłania paliw gazowych,
- aktualnej listy sprzedawców rezerwowych paliw gazowych, z którymi OSD zawarł umowy o świadczenie usług dystrybucji,
- informacji o sprzedawcy z urzędu paliw gazowych działających na obszarze działania operatora systemu dystrybucyjnego gazowego dla odbiorców z gospodarstw domowych,
- wzorców umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności wzorców umów zawieranych z odbiorcami końcowymi oraz ze sprzedawcami paliw gazowych.

W związku z dynamicznym rozwojem rynku gazu ziemnego oraz koniecznością zapewnienia przejrzystości stosowanych procedur, zasadne wydaje się nałożenie na operatorów systemu przesyłowego, dystrybucyjnego paliw gazowych obowiązków analogicznych jak dla operatorów systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznych.

Koniecznym jest również zapewnienie spójności zapisów ustawy o zapasach z regulacjami zawartymi w ustawie – Prawo energetyczne oraz większa precyzyjność części przepisów. Obecne brzmienie ww. ustawy pozostaje bowiem zbyt nieprecyzyjne, co powoduje, że wiele jej zapisów może rodzić wątpliwości interpretacyjne. Ponadto, w ocenie Prezesa URE, praktyka stosowania ww. ustawy wskazuje na potrzebę wprowadzenia w niej dodatkowych regulacji celem uszczelnienia całego systemu utrzymywania zapasów obowiązkowych.

Paliwa ciekłe

W świetle zaistniałych jeszcze w 2016 r. istotnych zmian ram prawno-regulacyjnych odnoszących się do działalności gospodarczej związanej z rynkiem paliw ciekłych, a których regulacja należy do ustawowych obowiązków Prezesa URE, należy zwrócić uwagę na brak przekazania w pełnej puli przewidzianych ustawą środków finansowych na realizację zadań Prezesa URE. Pomimo, że w uzasadnieniu do ustawy z 22 lipca 2016 r. ustawodawca przewidział określoną pulę środków na realizację przez Prezesa URE zadań wynikających z tej ustawy, środki te nie zostały do URE przekazane w ogóle w 2016 r., a w 2017 r. dopiero w drugiej połowie lutego zostały przekazane środki jedynie na część etatów.

Dodać przy tym należy, że sama ustawa weszła w życie 2 września 2016 r., a jej część nawet w dniu następującym po dniu ogłoszenia tj. 3 sierpnia 2016 r. Tak określone terminy obowiązywania niektórych przepisów skutkujących nałożeniem po stronie Prezesa URE całego katalogu nowych zadań, w połączeniu z brakiem środków finansowych na realizację tych zadań, spowodowały zaistnienie sytuacji, w której Prezes URE został pozbawiony możliwości skutecznej i terminowej realizacji nałożonych na niego obowiązków.

W związku z powyższym postępowania administracyjne, dotyczące zmian koncesji paliwowych poprzez dostosowanie ich treści do zmienionej definicji paliw ciekłych, prowadzone na podstawie ustawy z 22 lipca 2016 r. nadal są procedowane. Sukcesywnie są one kończone, ale proces ten będzie trwał jeszcze do 2019 r.

Odnawialne źródła energii

W 2017 r. zostały zainicjowane prace nad nowelizacją ustawy o odnawialnych źródłach energii, których celem jest zapewnienie pełnej zgodności jej przepisów z przepisami dotyczącymi pomocy publicznej, do czego strona polska zobowiązała się wobec Komisji Europejskiej w procedurze notyfikacyjnej w sprawie SA.43697 (2015/N) – *Polski system wspierania rozwoju OZE oraz zwolnienia dla użytkowników energochłonnych*. Celem wprowadzenia zmian jest w szczególności kontynuacja niezbędnych zmian systemowych umożliwiających utworzenie na zasadach rynkowych lokalnych

obszarów zrównoważonych energetycznie, oraz zaproponowanie systemowych zmian wsparcia OZE polegających na wprowadzeniu, obok systemu aukcyjnego, przyjaznego dla odbiorców końcowych energii systemu *feed-in premium* (dalej „FIP”) albo *feed-in-tariff* (dalej „FIT”) dla wytwórców energii ze źródeł odnawialnych dedykowanego dla mikro- i małych instalacji OZE, wykorzystujących stabilne i przewidywalne źródła energii (hydroenergia, biogaz, biogaz rolniczy) o mocy zainstalowanej mniejszej niż 500 kW – FIT oraz o mocy nie mniejszej niż 500 kW i mniejszej niż 1 MW – FIP.

Rozporządzenie REMIT a przepisy prawa krajowego

Doprecyzowanie definicji uczestnika rynku

Ustawa – Prawo energetyczne w art. 3 definiuje uczestnika rynku odwołując się do definicji uczestnika rynku zawartej w art. 2 pkt 7 rozporządzenia REMIT. Należy natomiast zauważyć, że w myśl rozporządzenia REMIT „uczestnik rynku” oznacza każdą osobę, w tym operatorów systemów przesyłowych, która przeprowadza transakcje, obejmujące składanie zleceń, na co najmniej jednym hurtowym rynku energii. Z kolei „osoba” oznacza osobę fizyczną lub prawną.

Natomiast przepisy prawa polskiego (kodeks cywilny oraz ustawa – Prawo energetyczne) rozróżniają następujące podmioty: osobę fizyczną, osobę prawną lub jednostkę organizacyjną nieposiadającą osobowości prawnej. Wydaje się, że literalne brzmienie ww. definicji uczestnika rynku może wyłączyć spod nadzoru przewidzianego w rozporządzeniu REMIT grupę podmiotów na polskim hurtowym rynku energii, które nie są osobami fizycznymi lub osobami prawnymi w rozumieniu prawa krajowego. W związku z powyższym wydaje się zasadne doprecyzowanie definicji uczestnika rynku biorąc pod uwagę specyfikę krajowych przepisów prawa.

Rozszerzenie art. 28 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne o uprawnienie Prezesa URE do żądania informacji z obszaru rozporządzenia REMIT

Wydaje się zasadnym rozszerzenie przepisów art. 28 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne o uprawnienie Prezesa URE do żądania wglądu do dokumentów, żądania przedstawienia dokumentów lub informacji mających znaczenie dla oceny wykonania obowiązków, o których mowa w art. 4, art. 8 ust. 1 i 5, art. 9 ust. 1, ust. 4 i ust. 5 rozporządzenia REMIT, prowadzenia monitoringu działalności handlowej, o której mowa w art. 7 ust. 1 rozporządzenia REMIT oraz realizacji obowiązków informacyjnych Prezesa URE wobec ACER wynikających z art. 16 ust. 4 lit. a rozporządzenia REMIT.

Aktualnie Prezes URE nie posiada skutecznego narzędzia do egzekwowania ww. informacji od innych podmiotów niż przedsiębiorstwa energetyczne.

Zapewnienie skutecznego nadzoru na realizacją obowiązków przez osoby zajmujące się zawodowo pośrednictwem w zawieraniu transakcji

W świetle art. 15 rozporządzenia REMIT każda osoba zawodowo organizująca transakcje (ang: *persons professionally arranging transactions* – PPATs), których przedmiotem są produkty energetyczne sprzedawane w obrocie hurtowym, która ma uzasadnione podstawy, aby podejrzewać, że transakcja może stanowić naruszenie art. 3 (zakaz wykorzystywania informacji wewnętrznych) lub art. 5 (zakaz manipulacji na rynku) rozporządzenia REMIT zobowiązana jest powiadomić o tym niezwłocznie krajowy organ regulacyjny. Ponadto osoby zawodowo organizujące transakcje, których przedmiotem są produkty energetyczne sprzedawane w obrocie hurtowym **są obowiązane do stworzenia i utrzymywania skutecznych mechanizmów i procedur mających na celu identyfikację przypadków naruszenia art. 3 lub art. 5 rozporządzenia REMIT.**

Osobami zawodowo organizującymi transakcje mogą być:

- zorganizowane miejsca obrotu np.: Giełda energii elektrycznej i gazu,
- brokerzy i platformy brokerskie,
- platformy handlu przepustowościami transgranicznymi,
- platformy alokacji wtórnej przepustowości,
- Operatorzy Systemów Przesyłowych (albo osoby działające w ich imieniu) organizujące handel gazem, bilansowanie systemów energetycznych i handel przepustowościami,
- inni pośrednicy (tzw. *sleeves*) przeprowadzający transakcje oferowania usług sprzedaży lub zakupu produktów energetycznych w imieniu innych uczestników rynku, którzy nie mają umowy na handel ze sobą.

Art. 18 rozporządzenia REMIT zawiera delegację dla państw członkowskich w zakresie przyjęcia przepisów dotyczących sankcji stosowanych w przypadku naruszenia tego rozporządzenia oraz podjęcia wszelkich środków niezbędnych do zapewnienia ich wdrożenia.

O ile za niewywiązywanie się ww. osób z obowiązku przekazywania Prezesowi URE informacji o każdym uzasadnionym podejrzeniu manipulacji na rynku lub próbie manipulacji na rynku lub informacji o każdym uzasadnionym podejrzeniu niewłaściwego wykorzystywania informacji wewnętrznej, w ustawie – Prawo energetyczne zostały przewidziane sankcje karne (art. 57f ustawy – Prawo energetyczne), o tyle brak realizacji przez osoby zawodowo organizujące transakcje obowiązku stworzenia i utrzymywania skutecznych mechanizmów i procedur mających na celu identyfikację przypadków naruszenia art. 3 (zakaz wykorzystywania informacji wewnętrznych) lub art. 5 (zakaz manipulacji na rynku) rozporządzenia REMIT nie jest objęty przepisami sankcyjnymi.

W związku z powyższym, w celu zapewnienia skutecznego nadzoru nad realizacją obowiązków przez osoby zajmujące się zawodowo pośrednictwem w zawieraniu transakcji, które wspólnie z organami regulacyjnymi są odpowiedzialne za wykrywanie ewentualnych nadużyć na hurtowych rynkach energii, należałoby wskazać w odpowiednich przepisach organ administracji publicznej uprawniony do identyfikacji potencjalnych PPATs i egzekwowania realizacji przez nich obowiązków poprzez wyposażenie tego organu w odpowiednie narzędzia administracyjne.

Doprecyzowanie i uzupełnienie przepisów w zakresie przesłanek nałożenia kar administracyjnych za naruszenie rozporządzenia REMIT

Zgodnie z art. 8 rozporządzenia REMIT uczestnicy rynku lub w ich imieniu osoba lub organ wymienione w ust. 4 lit. b-f przekazują ACER dane na temat transakcji zawieranych na hurtowych rynkach energii, w tym składanych zleceń. Zgłaszane informacje zawierają precyzyjne określenie produktów energetycznych nabywanych i sprzedawanych w obrocie hurtowym, uzgodnione ceny i ilości, daty i godziny wykonania transakcji, ich strony i beneficjentów, a także wszelkie inne istotne informacje.

Z kolei w myśl art. 9 ust. 1 rozporządzenia REMIT uczestnicy rynku zawierający transakcje, które mają być zgłaszane ACER na podstawie art. 8 ust. 1 tego rozporządzenia, rejestrują się w krajowym organie regulacyjnym w państwie członkowskim, w którym mają siedzibę lub w którym stale zamieszkują, lub jeżeli nie posiadają siedziby w Unii lub nie zamieszkują w Unii, w państwie członkowskim, w którym prowadzą działalność. Ponadto w świetle art. 9 ust. 4 rozporządzenia REMIT uczestnicy rynku, o których mowa w ust. 1 niniejszego artykułu, składają w krajowym organie regulacyjnym formularz rejestracyjny przed zawarciem transakcji, która musi zostać zgłoszona Agencji na podstawie art. 8 ust. 1 rozporządzenia REMIT.

Natomiast przepisy art. 56 ust. 1 pkt 42 ustawy – Prawo energetyczne jako przesłankę nałożenia kary pieniężnej wskazują dokonywanie sprzedaży (a nie zawieranie transakcji dotyczących) produktów energetycznych na hurtowym rynku energii bez wymaganego wpisu do rejestru uczestników rynku lub

nie dokonywanie aktualizacji danych podanych w formularzu rejestracyjnym, bądź podawanie w formularzu rejestracyjnym danych niepełnych lub nieprawdziwych. W związku z powyższym wydaje się celowe dokonanie zmiany art. 56 ust. 1 pkt 42 ustawy – Prawo energetyczne w taki sposób, aby wyeliminować potencjalną wątpliwość, czy poprzez dokonywanie sprzedaży należy rozumieć zarówno sprzedaż, jak i zakup energii elektrycznej i paliw gazowych.

Dodatkowo należy wskazać, że rozporządzenie Wykonawcze Komisji (UE) nr 1348/2014 z 17 grudnia 2014 r. w sprawie przekazywania danych wdrażające art. 8 ust. 2 i 6 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii²⁰⁶⁾ określa terminy przekazania do ACER danych na temat transakcji zawieranych na hurtowych rynkach energii uzależnione od rodzaju zawieranych kontraktów. Natomiast przepisy art. 56 ust. 1 pkt 40 ustawy – Prawo energetyczne w przesłance do nałożenia kary pieniężnej nie odnoszą się bezpośrednio do braku realizacji ww. obowiązku w terminach określonych w rozporządzeniu wykonawczym, o którym mowa powyżej, a jedynie ogólnie do realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 8 ust. 1 rozporządzenia REMIT. W związku z powyższym wydaje się zasadne doprecyzowanie przepisów art. 56 ust. 1 pkt 40 ustawy – Prawo energetyczne w przedmiotowym zakresie.

Najważniejsze propozycje zmian przepisów ustawy – Prawo energetyczne zgłaszane przez Prezesa URE w 2017 r.

1. Przeciwdziałanie nieuczciwym praktykom sprzedawców podczas sprzedaży bezpośredniej paliw gazowych i energii

W związku z coraz licześniejszymi przypadkami oszustw i wprowadzania w błąd odbiorców paliw i energii w gospodarstwach domowych podczas sprzedaży bezpośredniej w tzw. formule *door-to-door*, zaistniała potrzeba wprowadzenia zmian w ustawie – Prawo energetyczne, które pozwolą na wyeliminowanie lub znaczące zmniejszenie tego rodzaju niepożądanych zachowań. Ze skarg odbiorców wynika, że koncesjonariusze sprzedający energię elektryczną lub gaz ziemny w tzw. formule *door-to-door* (sprzedaż poza lokalem przedsiębiorstwa) – działający również za pośrednictwem wyspecjalizowanych agencji i przedstawicieli handlowych (akwizytorów) – dopuszczają się niedozwolonych praktyk.

Agresywna polityka sprzedaży przedsiębiorstw energetycznych, powiązana z brakiem profesjonalizmu przedstawicieli handlowych tych przedsiębiorstw prowadzi do występowania licznych nieprawidłowości, a nawet przestępstw w trakcie podpisywania umów sprzedaży paliw gazowych i energii elektrycznej. Przedstawiciele handlowi nastawieni na maksymalizację swoich zarobków wykorzystują niewiedzę odbiorców w gospodarstwach domowych, w szczególności osób starszych i często wprowadzając je w błąd doprowadzają do zawarcia niekorzystnej umowy. Do urzędu wpływa rocznie ok. 5 000 zgłoszeń odbiorców dotyczących nieprawidłowych praktyk przedsiębiorstw energetycznych, z czego znacząca większość dotyczy sprzedaży bezpośredniej.

W związku z powyższym zaproponowano wprowadzenie do ustawy – Prawo energetyczne zakazu zawierania umów sprzedaży paliw gazowych i energii elektrycznej poza lokalem przedsiębiorstwa.

2. Art. 6a ustawy – Prawo energetyczne dot. instalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego

W art. 6a ust. 1 mowa jest o uprawnieniach „przedsiębiorstwa energetycznego” do instalowania u odbiorcy układu pomiarowo-rozliczeniowego. Jest to przykład przepisu, który nie odzwierciedla przekształceń na rynku energii elektrycznej, a przede wszystkim wyodrębnienia przedsiębiorstw dystrybucji i przedsiębiorstw obrotu przy jednoczesnym funkcjonowaniu umów kompleksowych z odbiorcami. Powoduje to niejednokrotnie wątpliwości interpretacyjne w odniesieniu do zróżnicowanych stanów faktycznych. Niezbędne jest zatem doprecyzowanie, które przedsiębiorstwo

²⁰⁶⁾ Dz. U. UE L 363/121.

(sprzedawca czy dystrybutor) instaluje przedpłatowy układ pomiarowo rozliczeniowy i w konsekwencji ponosi koszty jego zainstalowania.

3. Art. 7 ustawy – Prawo energetyczne dot. przyłączenia do sieci odbiorców oraz wytwórców

W art. 7 regulującym kwestie przyłączenia do sieci, niezbędne jest wyraźne wyodrębnienie regulacji związanych z przyłączaniem odbiorców a przyłączaniem wytwórców. Zróżnicowanie podmiotów ubiegających się o przyłączenie wymaga bowiem także zróżnicowania ich praw i obowiązków w procesie przyłączenia do sieci. W szczególności dotyczy to przyłączy do sieci elektroenergetycznej. Mimo dokonanych dotychczas zmian (w art. 7) uwzględniających specyfikę niektórych z tych podmiotów (np. wytwórców instalacji odnawialnego źródła energii) przepis ten wymaga dalszych modyfikacji w kierunku precyzyjnego wyodrębnienia postanowień związanych z przyłączeniem wytwórców czyli także przedsiębiorstw energetycznych oraz przyłączania pozostałych podmiotów.

4. Rozdział 4a (art. 31a i nast.) ustawy – Prawo energetyczne dot. ADR

Zmiany ustawy – Prawo energetyczne dokonane ustawą ADR wprowadziły instytucję Koordynatora ds. negocjacji, czyli podmiotu prowadzącego postępowania w sprawie pozasądowego rozwiązywania sporów konsumenckich (dalej „postępowania ADR”) z zakresu objętego regulacją ustawy – Prawo energetyczne.

Jak wynika z postanowień przepisów rozdziału 4a tej ustawy, Koordynator działa przy Prezesie URE (art. 31a ust. 1), który zapewnia mu obsługę organizacyjną (art. 31c ust. 8). W konsekwencji powyższych przepisów, tylko Koordynator może prowadzić postępowania w sprawach pozasądowego rozwiązywania sporów, natomiast część czynności o charakterze sprawozdawczo-organizacyjnym mogą pełnić pracownicy URE, „oddelegowani” do obsługi Koordynatora. Tymczasem, mimo stosunkowo krótkiego okresu obowiązywania powyższych przepisów i działaniem Koordynatora (od maja 2017 r.), zainteresowanie pozasądowym rozwiązaniem sporów przez Koordynatora przy Prezesie URE jest bardzo duże, o czym świadczy wzrastająca liczba wpływających wniosków. Dla skuteczności działania Koordynatora wskazane wydaje się umożliwienie prowadzenia postępowań ADR także osobom zajmującym się obsługą Koordynatora. W tym celu wskazane jest uzupełnienie przepisów rozdziału 4a Prawa energetycznego. Na uwagę zasługuje rozwiązanie przyjęte w art. 16f ustawy z 28 marca 2003 r. o transporcie kolejowym²⁰⁷⁾ umożliwiające Rzecznikowi Praw Pasażera Kolei („odpowiednikowi” Koordynatora) wykonywanie zadań przy pomocy zespołu, którego członkowie prowadzą postępowania ADR na podstawie pisemnych upoważnień udzielanych przez Rzecznika.

5. Art. 32 ustawy – Prawo energetyczne dot. wyznaczania operatorów systemów

Obszarem, w którym zasadne byłoby wprowadzenie zmian legislacyjnych, jest proces koncesjonowania, a następnie wyznaczania operatorów. 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 połączanego.

Powyższe oznacza, 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 i skomplikowanym. Koncesja, której istotą jest przyzwolenie przez organ administracji publicznej na wykonywanie przez dany podmiot określonego rodzaju działalności gospodarczej, w przypadku działalności określonych w art. 4e¹ ustawy – Prawo energetyczne, przestaje spełniać swoją rolę, bowiem przestaje być uprawnieniem pozwalającym na wykonywanie określonej w niej działalności. Co więcej, nieprzestrzeganie ww. przepisu sankcjonowane jest karą pieniężną (art. 56 ust. 1 pkt 24a ustawy).

²⁰⁷⁾ Dz. U. z 2016 r. poz. 1727.

W związku z tym zasadne wydaje się wprowadzenie zmian legislacyjnych, które umożliwią połączenie uprawnień wynikających z koncesji i wyznaczenia operatorem systemu w ramach jednego procesu. Udzielenie koncesji na powyższe rodzaje działalności powinno być warunkowane także spełnieniem przez wnioskodawcę kryteriów pozwalających na wyznaczenie go operatorem danego systemu. Zaznaczyć należy, że wprowadzenie takiego rozwiązania z uwagi na zmniejszenie liczby postępowań z dwóch do jednego będzie korzystne zarówno dla przedsiębiorców zamierzających wykonywać ww. rodzaje działalności, jak i dla organu administracji. Rozwiązanie takie spowodowałoby bowiem skrócenie czasu postępowania oraz ograniczyłoby ilość przedkładanych w postępowaniu dokumentów i informacji.

6. Art. 47 ustawy – Prawo energetyczne dot. taryfy ‘dotychczasowej’

Zgodnie z art. 47 ust. 2c, „W przypadku upływu okresu, na jaki została ustalona taryfa, do dnia wejścia w życie nowej taryfy stosuje się taryfę dotychczasową, jeżeli:

- 1) decyzja Prezesa URE nie została wydana albo
- 2) toczy się postępowanie odwoławcze od decyzji Prezesa URE.”.

Z kolei art. 47 ust. 2d stanowi, że „Taryfy dotychczasowej, o której mowa w ust. 2c, nie stosuje się, jeżeli decyzja Prezesa URE odmawiająca zatwierdzenia taryfy jest uzasadniona koniecznością obniżenia cen i stawek opłat poniżej cen i stawek opłat zawartych w dotychczasowej taryfie i wynika z udokumentowanych i opisanych zmian zewnętrznych warunków wykonywania przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej.”.

Powyższe przepisy precyzują kwestię możliwości stosowania taryfy przedsiębiorstwa energetycznego mimo upływu okresu, na jaki została zatwierdzona. Jest to regulacja bardzo pożyteczna jakkolwiek – jak wykazuje dotychczasowa praktyka – niepełna. Z art. 47 ust. 2d nie wynika, w jaki sposób należy rozliczać odbiorców po upływie okresu obowiązywania dotychczasowej taryfy (której nie można stosować) a prawomocnym rozstrzygnięciem sprawy z odwołania od decyzji odmawiającej zatwierdzenia „nowej” taryfy. W praktyce postępowania odwoławcze trwają zwykle przez kilka lat, odbiorcy przedsiębiorstwa pozostają w niepewności co do wysokości kosztów, jakie ponoszą z tytułu dostarczania paliw lub energii. Konieczne jest doprecyzowanie tego przepisu przez wskazanie podstawy do rozliczeń z odbiorcami w tym „prześciowym” okresie.

Należy również odstąpić w art. 47 ust. 2d od przesłanki, aby odmowa zatwierdzenia taryfy wynikała z udokumentowanych i opisanych zmian **zewnętrznych** warunków wykonywania działalności gospodarczej przez przedsiębiorstwo energetyczne. Niejednokrotnie bowiem ma miejsce sytuacja, w której przedsiębiorstwo energetyczne w dowolny i nieuzasadniony sposób zawyża koszty własne, przyjęte do kalkulacji przedstawianej do zatwierdzenia taryfy. Prezes URE odmawia zatwierdzenia tak skonstruowanej taryfy, a przedsiębiorstwo wnosi odwołanie. Ponieważ odmowa zatwierdzenia taryfy nie wynika w takim przypadku ze zmian warunków zewnętrznych, przedsiębiorstwo do czasu prawomocnego zakończenia postępowania stosuje taryfę dotychczasową na podstawie art. 47 ust. 2c pkt 2. W takim przypadku, nawet jeżeli ostatecznie Sąd odwoławczy uzna za zasadną decyzję Prezesa URE, przedsiębiorstwo nawet przez kilka lat osiąga nieuzasadnione korzyści pobierając od odbiorców opłaty w wysokości przewidzianej w dotychczasowej taryfie. Zatem wykreślenie z art. 47 ust. 2d wyrazu „zewnętrznych” wyeliminowałoby powyższe niekorzystne zjawiska i zwiększyło skuteczność przepisów art. 47 ust. 2c i 2d. Należy także wprowadzić regulację umożliwiającą odbiorcom „odzyskanie” niezasadnie poniesionych kosztów, po zakończeniu postępowania odwoławczego.

Podsumowując, w tym Rozdziale zasygnalizowano najbardziej palące zagadnienia wynikające z praktyki i doświadczenia urzędu, wymagające szybkich rozstrzygnięć. Problemy te są sygnalizowane przez Prezesa URE, jednakże nie doczekały się jeszcze rozwiązań, pomimo licznych nowelizacji Prawa energetycznego.