

Biuletyn

Urzędu Regulacji Energetyki

w numerze:



- Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2018 r.

02/2019

NR 2 (107) 28 czerwca 2019 ISSN 1506-090X



Urząd Regulacji
Energetyki

Spis treści

| | |
|--|------------|
| Wykaz skrótów używanych w Sprawozdaniu | 3 |
| Słowo wstępne Prezesa URE | 4 |
| Część I. Prezes URE – instytucja regulacyjna | 6 |
| 1. Status prawny i ustawowe obowiązki Prezesa URE | 6 |
| 2. Organizacja i funkcjonowanie urzędu | 15 |
| 3. Kapitał ludzki | 16 |
| 4. Budżet | 18 |
| 4.1. Dochody budżetu państwa wykonane przez URE | 18 |
| 4.2. Wydatki | 19 |
| 4.3. Inne | 20 |
| 5. Sądowa kontrola działalności Prezesa URE | 21 |
| 6. Kontrola działalności Prezesa URE przez NIK oraz inne instytucje kontrolne | 27 |
| 7. Kontrola zarządcza | 28 |
| Część II. Działania Prezesa URE o charakterze międzynarodowym | 29 |
| 1. Kierunki współpracy międzynarodowej | 29 |
| 2. Realizacja obowiązków wynikających z rozporządzenia REMIT | 30 |
| Część III. Elektroenergetyka | 33 |
| 1. Rynek energii elektrycznej – sytuacja ogólna | 33 |
| 1.1. Rynek hurtowy | 33 |
| 1.2. Rynek detaliczny | 40 |
| 2. Regulowanie działalności przedsiębiorstw elektroenergetycznych | 42 |
| 2.1. Koncesje | 42 |
| 2.2. Rejestr wytwórców w małych instalacjach odnawialnych źródeł energii | 46 |
| 2.3. Taryfy i warunki ich kształtowania | 46 |
| 2.4. Obowiązki sprawozdawcze i informacyjne przedsiębiorstw energetycznych związane z funkcjonowaniem systemów wsparcia OZE i CHP | 49 |
| 3. Wyznaczenie operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych | 51 |
| 4. Zatwierdzenie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci | 52 |
| 5. Budowa wspólnego rynku energii elektrycznej – wdrożenie wytycznych i kodeksów sieciowych | 52 |
| 6. Działania związane z rynkiem mocy | 57 |
| 7. Monitorowanie funkcjonowania operatorów | 58 |
| 7.1. Monitorowanie realizacji zadań wykonywanych przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych | 59 |
| 7.2. Kontrolowanie realizacji obowiązków w zakresie warunków dostępu do sieci | 69 |
| 7.3. Monitorowanie warunków przyłączenia podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywanie napraw tej sieci | 74 |
| 7.4. Monitorowanie zmiany sprzedawcy | 77 |
| 7.5. Ocena realizacji Programów Zgodności | 79 |
| 8. Przesłanki i ocena bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej | 81 |
| 8.1. Monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego i ocena bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej | 81 |
| 8.2. Uzgodnianie projektów planów rozwoju elektroenergetycznych przedsiębiorstw sieciowych | 92 |
| 8.3. Uzgodnianie planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej opracowanego przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego | 93 |
| 8.4. Monitorowanie i kontrolowanie wypełniania obowiązku utrzymywania zapasów paliw | 95 |
| 8.5. Monitorowanie planów inwestycyjnych przedsiębiorstw energetycznych w nowe moce wytwórcze | 97 |
| 9. Obowiązki wynikające z ustawy o rozwiązaniu kontraktów długoterminowych – KDT | 99 |
| Część IV. System wsparcia odnawialnych źródeł energii, kogeneracji i efektywności energetycznej | 100 |
| 1. Zmiany systemu wsparcia OZE – sytuacja ogólna | 100 |
| 2. Nowe formy wsparcia wytworzenia energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii: system taryf gwarantowanych FIT oraz system dopłat do ceny rynkowej FiP | 102 |
| 3. Aukcje na sprzedaż energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii | 104 |
| 4. Odbiorcy przemysłowi w systemie wsparcia OZE i kogeneracji | 108 |
| 5. Wyznaczenie sprzedawców zobowiązanych | 111 |
| 6. Kalkulacja stawki opłaty OZE | 111 |
| 7. Jednostkowe opłaty zastępcze | 112 |

Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki

| | |
|--|------------|
| 8. Wydawanie i umarzanie świadectw pochodzenia, świadectw pochodzenia biogazu rolniczego oraz świadectw pochodzenia z kogeneracji | 113 |
| 9. Kontrola realizacji obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, świadectw pochodzenia biogazu rolniczego oraz świadectw pochodzenia z kogeneracji lub uiszczenia opłat zastępczych | 115 |
| 10. Wydawanie i umarzanie świadectw efektywności energetycznej | 117 |
| 11. Kontrola realizacji obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw efektywności energetycznej lub uiszczenia opłaty zastępczej oraz obowiązku uzyskania oszczędności energii finalnej | 118 |
| 12. Audyty energetyczne | 119 |
| 13. Sprawy sporne dotyczące odmowy przyłączenia do sieci odnawialnych źródeł energii | 120 |
| Część V. Gazownictwo | 122 |
| 1. Rynek gazu ziemnego – sytuacja ogólna i budowa wspólnego rynku UE | 122 |
| 1.1. Model funkcjonowania rynku gazu w Polsce | 122 |
| 1.2. Monitorowanie wypełniania zadań przez operatora systemu przesyłowego | 131 |
| 1.3. Rynek hurtowy | 131 |
| 1.4. Rynek detaliczny. Sprzedawca awaryjny | 135 |
| 2. Regulowanie działalności przedsiębiorstw gazowniczych | 136 |
| 2.1. Koncesje | 136 |
| 2.2. Taryfy i warunki ich kształtowania | 141 |
| 3. Wyznaczenie operatorów systemów gazowych | 146 |
| 4. Certyfikaty niezależności | 150 |
| 5. Monitorowanie funkcjonowania operatorów | 151 |
| 5.1. Monitorowanie wypełniania zadań przez operatorów systemów dystrybucyjnych, skraplania gazu ziemnego i magazynowych w zakresie warunków dostępu do sieci i instalacji | 151 |
| 5.2. Monitorowanie warunków przyłączenia podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywanie napraw tej sieci | 157 |
| 5.3. Monitorowanie procesu zmiany sprzedawcy | 159 |
| 5.4. Ocena realizacji Programów Zgodności | 159 |
| 6. Przesłanki i ocena bezpieczeństwa dostarczania gazu ziemnego | 160 |
| 6.1. Współpraca w zakresie budowy połączeń transgranicznych | 160 |
| 6.2. Uzgodnianie projektów planów rozwoju gazowniczych przedsiębiorstw sieciowych | 166 |
| 6.3. Weryfikacja lub ustalanie wielkości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego | 173 |
| 6.4. Zatwierdzenie planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego. Podstawy prawne i istota planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego | 173 |
| 6.5. Kontrolowanie obowiązków właściciela sieci przesyłowej oraz operatora systemu przesyłowego gazowego, w tym monitorowanie powiązań i przepływu informacji między nimi | 174 |
| 6.6. Monitorowanie wypełniania obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego. Ustawa o zapasach | 175 |
| 6.7. Bezpieczeństwo dostarczania gazu ziemnego | 181 |
| Część VI. Ciepłownictwo | 187 |
| 1. Rynek ciepła – sytuacja ogólna | 187 |
| 1.1. Lokalne rynki ciepła | 187 |
| 1.2. Bilans podaży i zużycia ciepła | 188 |
| 2. Regulowanie działalności przedsiębiorstw ciepłowniczych | 189 |
| 2.1. Koncesje | 189 |
| 2.2. Taryfy i warunki ich kształtowania | 190 |
| 2.3. Inne działania | 192 |
| Część VII. Paliwa ciekłe i biopaliwa ciekłe | 193 |
| 1. Rynek paliw ciekłych – sytuacja ogólna, charakterystyka rynku | 193 |
| 2. Regulowanie działalności przedsiębiorstw paliwowych | 194 |
| 2.1. Koncesje | 194 |
| 2.2. Rejestr podmiotów przywozjących | 198 |
| 2.3. Obowiązki sprawozdawcze i informacyjne przedsiębiorstw energetycznych | 199 |
| 2.4. Wielkości produkcji i przywozu paliw ciekłych | 200 |
| 3. Monitorowanie rynku paliw ciekłych | 201 |
| 4. Monitorowanie realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego | 202 |
| 5. Monitorowanie realizacji Narodowego Celu Redukcyjnego | 204 |
| Część VIII. Działalność kontrolna URE | 205 |
| 1. Kontrolowanie działalności przedsiębiorstw energetycznych | 205 |
| 1.1. Kontrola stosowania taryf | 205 |
| 1.2. Działania interwencyjne | 207 |
| 1.3. Kontrola realizacji obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej i paliw gazowych | 210 |
| 1.4. Kontrola przedsiębiorstw na rynku paliw ciekłych | 211 |
| 1.5. Naruszenia warunków koncesji | 213 |
| 2. Nakładanie kar pieniężnych | 214 |
| Część IX. Inne zadania Prezesa URE | 218 |
| 1. Publikowanie wskaźników cenowych | 218 |
| 1.1. Średnia cena energii elektrycznej dla gospodarstw domowych | 218 |
| 1.2. Średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym (roczna i kwartalna) | 218 |
| 1.3. Średnia kwartalna cena energii elektrycznej niepodlegająca obowiązkowi publicznej sprzedaży | 219 |
| 1.4. Średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji | 220 |
| 1.5. Średnia cena wytwarzanej energii elektrycznej wytwórców eksploatujących jednostki centralnie dysponowane opalane węglem (JWCD) | 221 |
| 1.6. Średnie ceny sprzedaży ciepła wytworzonego w należących do przedsiębiorstw posiadających koncesje jednostkach wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji | 221 |
| 1.7. Wskaźniki referencyjne ustalone dla potrzeb kalkulacji taryf dla ciepła | 221 |
| 1.8. Stopa wolna od ryzyka ustalana dla potrzeb kalkulacji taryfy | 222 |
| 1.9. Średnie kwartalne ceny zakupu gazu ziemnego z zagranicy | 222 |
| 2. Rozstrzygnięcie sporów, skargi na działania przedsiębiorstw energetycznych | 222 |
| 3. Statystyka publiczna | 224 |
| 4. Powoływanie komisji kwalifikacyjnych | 225 |
| Część X. Komunikacja społeczna i działania na rzecz wzmocnienia pozycji odbiorcy | 226 |
| 1. Formalne środki prawne na rzecz wzmocnienia pozycji odbiorcy | 226 |
| 1.1. Kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców | 226 |
| 1.2. Ochrona uzasadnionych interesów odbiorców w gospodarstwie domowym | 228 |
| 1.3. Koordynator ds. Negocjacji | 230 |
| 2. Współdziałanie z właściwymi organami w przeciwdziałaniu praktykom przedsiębiorstw energetycznych ograniczającym konkurencję oraz z organizacjami konsumenckimi | 231 |
| 3. Upowszechnianie wiedzy o rynku i prawach konsumenta | 232 |
| 3.1. Działalność Punktu Informacyjnego dla Odbiorców Energii i Paliw Gazowych | 232 |
| 3.2. Działalność informacyjno-edukacyjna | 234 |
| 4. Współpraca ze środkami masowego przekazu | 240 |
| 5. Współpraca z Punktem Informacji dla Przedsiębiorcy – procedury dotyczące działalności gospodarczej | 241 |
| 6. Udział w „Programie otwierania danych publicznych” | 242 |
| Część XI. URE w liczbach – działalność regulacyjna OT URE | 243 |
| Część XII. Uwagi końcowe – zagadnienia wymagające rozwiązania | 249 |

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 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 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 2018 r. poz. 2096 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 |
| RB | rynek bilansujący |
| 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 115/39 z późn. zm.) |
| 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 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 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 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 211/36 z późn. zm.) |

| | |
|--------------------------|--|
| 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 197/24) |
| 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 kodeksy sieci określające 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 2017/1938 | 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 (Dz. U. UE L 280/1) |
| 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 kodeksy sieci dotyczący bilansowania gazu w sieciach przesyłowych (Dz. U. UE L 91/15) |
| rozporządzenie CAM | rozporządzenie Komisji (UE) 2017/459 z 16 marca 2017 r. ustanawiające kodeksy sieci dotyczący mechanizmów alokacji zdolności w systemach przesyłowych gazu i uchylające rozporządzenie (UE) nr 984/2013 (Dz. U. UE L 72/1) |
| rozporządzenie IO | rozporządzenie Komisji (UE) nr 2015/703 z 30 kwietnia 2015 r. ustanawiające kodeksy sieci dotyczące zasad interoperacyjności i wymiany danych (Dz. U. UE L 113/13) |
| rozporządzenie NC TAR | rozporządzenie Komisji (UE) 2017/460 z 16 marca 2017 r. ustanawiające kodeksy sieci dotyczący zharmonizowanych struktur tarif 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) | ustawa z 28 grudnia 2018 r. | ustawa z 28 grudnia 2018 r. o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2018 r. poz. 2538) |
| 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 326/1) | ustawa o biopaliwach | ustawa z 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych (Dz. U. z 2018 r. poz. 1344 z późn. zm.) |
| SGT EuRoPol GAZ S.A. | System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A. | ustawa o efektywności energetycznej | ustawa z 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2016 r. poz. 831 z późn. zm.) |
| SOKiK | Sąd Okręgowy w Warszawie – Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów | dotychczasowa ustawa o efektywności energetycznej | ustawa z 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2015 r. poz. 2167 z późn. zm.) |
| TGE S.A. | Towarowa Giełda Energii S.A. | ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych | ustawa z 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych (Dz. U. z 2018 r. poz. 317 z późn. zm.) |
| TOE | Towarzystwo Obrotu Energią | ustawa – Prawo przedsiębiorców | ustawa z 6 marca 2018 r. – Prawo przedsiębiorców (Dz. U. z 2018 r. poz. 646 z późn. zm.) |
| TPA | Third Party Access – Zasada Dostępu Strony Trzeciej do Sieci | ustawa o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji | ustawa z 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2018 r. poz. 42) |
| UE | Unia Europejska | 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.) |
| UOKiK | Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów | ustawa o rynku mocy | ustawa z 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2018 r. poz. 9 z późn. zm.) |
| URE, urząd | Urząd Regulacji Energetyki | ustawa o statystyce | ustawa z 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej (Dz. U. z 2018 r. poz. 997 z późn. zm.) |
| ustawa ADR | ustawa z 23 września 2016 r. o pozasądowym rozwiązywaniu sporów konsumenckich (Dz. U. z 2016 r. poz. 1823) | 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 OZE | ustawa z 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2018 r. poz. 2389 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 2018 r. poz. 427 z późn. zm.) |
| ustawa o finansach publicznych | ustawa z 27 sierpnia 2009 r. o finansach publicznych (Dz. U. z 2018 r. poz. 62 z późn. zm.) | ustawa o zamówieniach publicznych | ustawa z 29 stycznia 2004 r. – Prawo zamówień publicznych (Dz. U. z 2018 r. poz. 1986 z późn. zm.) |
| ustawa – Prawo energetyczne | ustawa z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2018 r. poz. 755 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 2018 r. poz. 1323) |
| 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) | | |

Szanowni Państwo,

Z przyjemnością i satysfakcją przekazuję Państwu najnowsze sprawozdanie z działalności organu regulacyjnego, którym miałem zaszczyt i możliwość kierować przez blisko sześć ostatnich lat, a formalnie – w roli Prezesa URE – przez pełną 5-letnią kadencję. Mija właśnie 15 lat członkostwa Polski w Unii Europejskiej, a jednocześnie 5 lat kadencji Prezesa URE. Lata kadencji 2014 – 2019 to okres wielu żywotnych zmian w szeroko pojmowanej energetyce nie tylko w Polsce, ale także w środowisku europejskim. To czas, w którym zmieniła się Wspólnota Europejska, Polska, a także rynki energii.

Energetyka to sektor, który jest „krwiobiegiem” gospodarki. Pełni rolę fundamentalną dla rozwoju wszystkich innych jej gałęzi. Energia jest także dla każdego z nas dobrem podstawowym, niezbędnym w naszym codziennym życiu. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki w Polsce reguluje i czuwa nad tymi właśnie najistotniejszymi sektorami: górnictwem, elektroenergetyką, ciepłownictwem, sektorem paliw ciekłych. Regulator jest nie tylko strażnikiem ładu w energetyce, ale też prowadzącą aktywną i długoperspektywną politykę regulacyjną realizuje wiele prorynkowych działań, które przyczyniają się do jakościowej zmiany funkcjonowania nie tylko sektora energetycznego, ale co za tym idzie i całej polskiej gospodarki.

W ostatnich latach oprócz wielu zmian legislacyjnych energetyka – a wraz z nią regulator rynków – musiał mierzyć się z wieloma różnorodnymi wyzwaniami. Wśród tematów, które w tym czasie znajdowały się w centrum uwagi urzędu, znalazły

się m.in. ochrona konsumentów, deregulacja rynku gazu, system wsparcia OZE, inwestycje w rozbudowę mocy krajowych elektrowni i połączeń międzysystemowych, wprowadzenie rynku dwutowarowego czyli rynku mocy, niskoemisyjność, wsparcie kogeneracji, czy ważne rozstrzygnięcia na rynkach międzynarodowych, w tym zagadnienia Pakietu Zimowego czy wdrażanie kolejnych rozporządzeń dotyczących kodeksów sieciowych.

Niniejsze Sprawozdanie porusza szereg zagadnień, które wskazują na znaczącą rolę regulatora i prac Urzędu Regulacji Energetyki oraz wpływ podejmowanych przez regulatora działań na rynki regulowane. O tym, jak złożona i wielowątkowa jest problematyka energetyczna, którą zajmuje się urząd, świadczy fakt, że do zakresu działań i kompetencji Prezesa URE, poza ustawą – Prawo energetyczne, nowelizowaną w ubiegłym roku dziesięciokrotnie, odnoszą się zapisy kilkunastu innych ustaw.

W 2018 r. jednym z głównych tematów były wysokie ceny energii elektrycznej na rynku hurtowym. W ocenie Prezesa URE wzrost cen energii notowany na Towarowej Giełdzie Energii może nie być wyłącznie wynikiem wzrostu cen węgla kamiennego i uprawnień do emisji CO₂. Z tego względu w ubiegłym roku regulator po raz pierwszy sięgnął po możliwości, jakie daje rozporządzenie REMIT czyli możliwości badania manipulacji na TGE.

Dokumentacja zgromadzona w tym postępowaniu została skierowana do prokuratury. Pod koniec roku zostało wszczęte kolejne postępowanie w ramach rozporządzenia REMIT, dotyczące działań uczestników rynku na TGE w odniesieniu do

kontraktów z dostawami energii elektrycznej na 2019 r.

Ceny energii dla konsumentów i możliwość ich wzrostu były też na jesieni zeszłego roku gorącym tematem w przestrzeni publicznej. Aby zapobiec nadmiernemu wzrostowi cen energii dla konsumentów, w ostatnich dniach starego roku Sejm przyjął ustawę zamrażającą ceny energii w 2019 r. Dlatego, odmiennie niż do tej pory, pod koniec 2018 r. nie zostały zatwierdzone taryfy na sprzedaż energii odbiorcom w gospodarstwach domowych na kolejny rok.

W minionym roku po raz pierwszy w Polsce przeprowadzono aukcje mocy. W styczniu 2018 r. weszła w życie ustawa o rynku mocy, która wprowadziła nowy mechanizm pomocy publicznej, mający na celu zagwarantowanie bezpieczeństwa dostaw energii. Pod koniec maja URE zakończył proces tzw. certyfikacji ogólnej. Jesienią natomiast przeprowadzono certyfikację do aukcji głównych na lata 2021-2023. Pierwszą aukcję mocy przeprowadzono w listopadzie. W jej wyniku 160 Jednostek Rynku Mocy (JRM) zawarło umowy mocowe, a sumaryczna wielkość zakontraktowanych obowiązków mocowych wyniosła blisko 22,5 tys. MW.

Natomiast już po raz trzeci odbyły się aukcje na sprzedaż energii elektrycznej z OZE. Wyniki tych aukcji potwierdzają ogólnoeuropejski trend pokazujący, że cena energii wytwarzanej w OZE zrównuje się z ceną energii konwencjonalnej, czego dowodem jest średnia cena, jaką zaoferowały duże lądowe instalacje wiatrowe. Koszty OZE wraz z rozwojem technologii znacznie spadają. W niedalekiej perspektywie powinny osiągnąć tzw. grid

parity. Niewielki udział dodatkowych instrumentów wsparcia potwierdza, że energia odnawialna staje się coraz bardziej konkurencyjna i winna stanowić istotny składnik polskiego „mixu energetycznego”.

Prezes URE będzie przeprowadzał nowy rodzaj aukcji, tj. aukcje dla jednostek kogeneracji. Rok 2018 był bowiem ostatnim rokiem funkcjonowania systemu wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji w dotychczasowej formule tj. opartego na świadczeniach pochodzenia. Od 2019 r. zastępuje go nowy system wsparcia dla źródeł wytwarzających jednocześnie energię elektryczną i ciepło użytkowe – z procedurą aukcyjną i systemem premiowym.

Z perspektywy regulatora był to także kolejny rok intensywnych działań na rzecz ochrony praw konsumenta. Prezes URE – mając na celu ochronę uzasadnionych interesów odbiorców – wszczął postępowania administracyjne w sprawie odebrania sprzedawcom energii i gazu koncesji. Dotyczyły to firm, w stosunku do których zachodziło podejrzenie, że rażąco naruszają warunki określone w koncesji lub inne warunki wykonywania koncesjonowanej działalności gospodarczej, w tym m.in. nie dysponują środkami finansowymi w wielkości gwarantującej prawidłowe wykonywanie działalności koncesjonowanej. Kilku przedsiębiorstwom cofnięto koncesje.

W drugiej połowie roku kilka firm sprzedających energię i gaz zaprzestało działalności, w wyniku czego ich odbiorcy z dnia na dzień zostali bez sprzedawcy energii czy gazu. W szczególności niekomfortowej sytuacji znaleźli się odbiorcy gazu. Na szczęście we wrześniu 2018 r. weszła w życie nowelizacja rozporządzenia ministra energii wpro-

wadzająca tzw. awaryjnego sprzedawcę w obrocie gazem, w przypadku zaprzestania dostarczania paliw gazowych do odbiorcy w gospodarstwie domowym przez dotychczasowego sprzedawcę. Zgodnie z nową regulacją do momentu podpisania umowy z nowo wybranym sprzedawcą, obowiązki takie będą realizowane przez sprzedawcę awaryjnego, którym – zgodnie z rozporządzeniem – został PGNiG Obrót Detaliczny.

Ubiegły rok był znaczący dla całego rynku gazu. W styczniu 2018 r. została podpisana umowa pomiędzy PGNiG a Gaz-System na świadczenie usługi przesyłu gazu z Norwegii do Polski przez Danię podmorskim gazociągiem Baltic Pipe. W grudniu 2018 r. Prezes URE wydał decyzję o przedłużeniu koncesji Gaz-System na przesył paliw gazowych oraz decyzję o wydłużeniu okresu wyznaczenia spółki operatorem systemu przesyłowego gazu na terytorium Polski o kolejne 38 lat – tj. do 2068 r. Decyzje takie były konieczne w związku z zaangażowaniem Gaz-Systemu w realizację – wraz z duńskim operatorem systemu przesyłowego Energinet – projektu Baltic Pipe. Ta kluczowa – z perspektywy zapewnienia bezpieczeństwa gazowego Polski i możliwości dywersyfikacji źródeł – inwestycja ma na celu utworzenie nowego korytarza dostaw gazu na rynku europejskim. Umożliwi to transport gazu z Norwegii na rynki duński i polski, a także do klientów w sąsiednich krajach.

Choćby z przedstawionego wyżej skrótego przeglądu można zauważyć, że coroczne Sprawozdanie z działalności Prezesa URE dotyczy nie tylko wąsko ujętych działań samego organu, ale jest ono w istocie kompendium wiedzy o wszystkich

aspektach rynku energetycznego w Polsce. Szereg zawartych w sprawozdaniu informacji i statystyk pozwala na obserwowanie zarówno dotychczasowych tendencji, jak i refleksję na przyszłość.

Warto w tym miejscu, mówiąc o refleksji, przypomnieć tak podstawową prawdę, że branża energetyczna, ten krwiobieg polskiej gospodarki, potrzebuje stabilnych regulacji, sprzyjających podejmowaniu decyzji inwestycyjnych w długofalowej perspektywie. Dlatego energetyka musi być ponad bieżące spory. Warunkiem nowych inwestycji i rozwoju gospodarczego, także dla partnerów międzynarodowych, jest dostępność energii, stabilność tego rynku, w tym także adekwatnych regulacji. Zarówno inwestorzy, jak i odbiorcy końcowi muszą mieć poczucie stabilności. Tu upatruję roli regulatora, którego podstawowym obowiązkiem, a jednocześnie najtrudniejszym zadaniem jest równoważenie interesów między przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami końcowymi.

Pozostawiam Czytelnikowi odpowiedź na pytanie, jak dalece przedstawiony opis zarówno rynków energii, jak i funkcjonowania regulatora odbiega od stanu pożądanego, gdzie Prezes URE funkcjonuje jako regulator rynków energii i paliw o niezależności prawnej, funkcjonalnej i finansowej, posiadający autonomię podejmowania decyzji oraz wpływ na legislację.

Zapraszam do lektury,



Maciej Bando
Prezes URE

Część I. Prezes URE – instytucja regulacyjna

1. Status prawny i ustawowe obowiązki Prezesa URE

I. Rok 2018 był dwudziestym pierwszym rokiem obowiązywania ustawy – Prawo energetyczne i 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 jeden lat obowiązywania była wielokrotnie nowelizowana (kilkadziesiąt razy), pięciokrotnie też ogłoszono jej tekst jednolity (ostatnio w Dz. U. z 2018 r. poz. 755). W roku sprawozdawczym miało miejsce dalszych 10 zmian tej ustawy. Kolejne nowelizacje ustawy – Prawo energetyczne czynią jej przepisy coraz bardziej złożonymi, co skutkuje występowaniem licznych rozbieżności i 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 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 kary, co znajdowało odzwierciedlenie w szczególności w brzmieniu art. 23 tej ustawy. Z kolei ostatnie zmiany 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 regulację krajowe składają się zmiany uwarunkowań zewnętrznych związanych z polityką realizowaną przez Unię Europejską, które wraz z przyjętą krajową polityką energetyczną determinują poszerzenie

obszarów podlegających właściwości rzeczowej Prezesa URE.

Rok 2018, podobnie jak lata ubiegłe, przebiegał pod znakiem bardzo intensywnych 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 uszczelniania rynku paliw ciekłych, w szczególności podejmowane zmiany zmierzały do zapewnienia bezpieczeństwa gazowego kraju oraz zagwarantowania pewności dostaw energii elektrycznej oraz rozwoju infrastruktury elektroenergetycznej. Prace te zostały zakończone uchwaleniem ustawy o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych oraz nowelizacją ustawy – Prawo energetyczne czy ustawy o odnawialnych źródłach energii. W 2018 r. weszła w życie ustawa z 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy dokonująca fundamentalnej zmiany działania rynku energii. Z końcem 2018 r. uchwalono ustawę z 28 grudnia 2018 r. o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw, która weszła w życie z dniem ogłoszenia tj. 31 grudnia 2018 r. z mocą od 1 stycznia 2019 r. Ustawa ta wywiera istotny wpływ na funkcjonowanie rynku energii w 2019 r. oraz rozszerza zakres kompetencji organu regulacyjnego.

Warto także podkreślić, że bardzo ważne dla funkcjonowania Prezesa URE okazało się wejście w życie ustawy – Prawo przedsiębiorców i znowelizowanego Kpa.

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 jeden 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 źródłach odnawialnych i w wysokosprawnej kogeneracji oraz biogazu rolniczego,
 - 6) kontrolowanie wykonywania przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej obowiązku publicznej sprzedaży tej energii na zasadach określonych w art. 49a ust. 1 i 2,
 - 7) 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 URE i zamieszczanie na swojej stronie internetowej w Biuletynie Informacji Publicznej informacji o danych adresowych, obszarze działania i okresie, na który zostali wyznaczeni operatorami systemu,
 - 10) przyznawanie certyfikatów niezależności,
 - 11) kontrolowanie wypełniania przez właściciela sieci przesyłowej oraz operatora systemu przesyłowego gazowego obowiązków określonych w ustawie oraz umowie powierzającej pełnienie obowiązków operatora, w tym monitorowanie powiązań pomiędzy właścicielem sieci przesyłowej a operatorem systemu przesyłowego gazowego oraz przepływu informacji między nimi,
 - 12) informowanie Komisji Europejskiej o wyznaczeniu operatorów systemów przesyłowych,
 - 13) udzielanie i cofanie zwolnienia z obowiązku świadczenia usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych i energii, magazynowania paliw gazowych, usług transportu gazu ziemnego oraz usług polegających na skraplaniu gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego,
 - 14) zatwierdzanie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowych i dystrybucyjnych,
 - 15) organizowanie i przeprowadzanie przetargów dotyczących:
 - a) wyłaniania sprzedawców z urzędu;
 - b) budowy nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej i realizacji przedsięwzięć zmniejszających zapotrzebowanie na energię elektryczną,
 - 16) kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz kontrolowanie na wniosek odbiorcy dotrzymania parametrów jakościowych paliw gazowych i energii elektrycznej,
 - 17) kontrolowanie realizacji przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operatora systemu połączonego elektroenergetycznego oraz innych uczestników rynku energii elektrycznej obowiązków wynikających z przepisów rozporządzenia 714/2009, a także wykonywanie innych obowiązków organu regulacyjnego wynikających z tego rozporządzenia 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 wy-

- konywanie 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 spraw z wniosków operatorów systemu elektroenergetycznego, do których sieci są przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci, o których mowa w rozporządzeniach dotyczących kodeksów sieci tj. rozporządzeniu 2016/631, rozporządzeniu 2016/1388 i rozporządzeniu 2016/1447, w zakresie oceny czy te urządzenia, instalacje lub sieci spełniają wymogi uznania ich za istniejące czy nowe,
 - 21) zatwierdzanie wymogów ogólnego stosowania, w rozumieniu art. 7 rozporządzenia 2016/631, w art. 6 rozporządzenia 2016/1388 oraz w art. 5 rozporządzenia 2016/1447, określone przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego,
 - 22) rozstrzyganie spraw w zakresie określonym w art. 7 ust. 8 rozporządzenia 2016/631, art. 6 ust. 8 rozporządzenia 2016/1388 oraz art. 5 ust. 8 rozporządzenia 2016/1447,
 - 23) rozstrzyganie sporów w zakresie odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, umowy sprzedaży, umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw lub energii,
 - 24) nakładanie kar pieniężnych na zasadach określonych w ustawie,
 - 25) współdziałanie z właściwymi organami w przeciwdziałaniu praktykom przedsiębiorstw energetycznych ograniczającym konkurencję,
 - 26) współdziałanie z Komisją Nadzoru Finansowego,
 - 27) 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,
 - 28) 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,
 - 29) 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,
 - 30) ustalanie metod kontroli i podejmowanie działań dla poprawy efektywności przedsiębiorstw energetycznych,
 - 31) określanie i publikowanie wskaźników i cen wskaźnikowych istotnych dla procesu kształtowania taryf,
 - 32) publikowanie informacji służących zwiększeniu efektywności użytkowania paliw i energii,
 - 33) 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,
- 34) 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,
- 35) 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,
- 36) gromadzenie i przekazywanie do Komisji Europejskiej informacji o ilości energii elektrycznej importowanej z państw niebędących członkami Unii Europejskiej,
- 37) wykonywanie zadań, obowiązków oraz korzystanie z uprawnień określonych w sposób wiążący dla organu regulacyjnego w rozporządzeniu REMIT,
- 38) 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,
- 39) 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,
- 40) wydawanie świadectw pochodzenia z kogeneracji oraz ich umarzanie,
- 41) wydawanie, na wniosek organu właściwego do wydania pozwolenia zintegrowanego, o którym mowa w ustawie – Prawo ochrony środowiska¹⁾, 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,
- 42) kontrolowanie przedsiębiorstwa energetycznego lub podmiotu przywożącego na zasadach określonych w ustawie,
- 43) prowadzenie w postaci elektronicznej:

¹⁾ Ustawa z 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2018 r. poz. 799 z późn. zm.).

- 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 umorzone 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,
- 44) 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⁾,

- 45) 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,
- 46) wykonywanie innych zadań określonych w ustawie lub ustawach odrębnych.

Zakres kompetencji Prezesa URE od dnia wejścia w życie ustawy – Prawo energetyczne ulega nieustającemu i znaczącemu zwiększeniu, i to nie tylko pod względem ilości ale również stopnia złożoności kolejnych zadań, zmieniając tym samym charakter nadzoru Prezesa URE nad rynkami regulowanymi, determinowany zmieniającymi się warunkami zewnętrznymi, i zmierzając do jak najlepszego wykorzystania instrumentów prawnych do realizacji powierzonych zadań. Zauważalna jest także tendencja do rozszerzania zakresu kompetencji Prezesa URE w odrębnych aktach prawnych odnoszących się do wąskiego zakresu obszaru objętego regulacją tego organu. Przykładem takich przepisów jest wspomniana wyżej ustawa o rynku mocy oraz o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, o czym niżej. Jednocześnie coraz częściej nie wiąże się to z zapewnieniem środków na realizację tych zadań, co widać w Ocenie Skutków Regulacji nowoprojektowanych i nowelizowanych ustaw.

III. W 2018 r. dokonano szeregu 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. Zasygnalizowania natomiast wymaga ustawa z 9 listopada 2018 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw³⁾, która ułatwia wykonanie prawa europejskiego, w tym w szczególności umożliwia realizację przepisów rozporządzeń ustanawiających kodeksy sieci (tj. rozporządzenia 2016/631, rozporządzenia 2016/1388 oraz rozporządzenia 2016/1447). Dokonane powyższą nowelizacją zmiany Prawa energetycznego to także m.in. nowe definicje sprzedaży rezerwowej i sprzedawcy rezerwowego i w konsekwencji nowe uregulowania dotyczące dostarczania paliw i energii (w tym postanowień umownych oraz sposobu ich wykonania), przy czym większość przepisów w tym zakresie wejdzie w życie dopiero w 2019 r. Nowelizacja rozszerza także zakres kompetencji Prezesa URE o uprawnienia wskazane w pkt II ppkt 20-22 oraz nakłada nowe obowiązki na przedsiębiorstwa energetyczne związane m.in. z dostosowaniem postanowień instrukcji ruchu i eksploatacji sieci, zawieraniem wymogów ogólnego stosowania oraz z wykonaniem tzw. obliga giełdowego.

W roku sprawozdawczym kontynuowano prace nad „wielką” nowelą ustawy – Prawo energetyczne⁴⁾. Zakres projektowanych zmian jest bardzo obszer-

³⁾ Dz. U. z 2018 r. poz. 2348.

⁴⁾ Projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (UC34).

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

ny i niewątpliwie wywrze znaczący wpływ na funkcjonowanie poszczególnych rynków regulowanych, a co za tym idzie w oczywisty sposób przełoży się na uprawnienia i obowiązki organu regulacyjnego.

IV. Rok 2018 był pierwszym rokiem obowiązywania [ustawy 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.). Celem powyższej regulacji było zapewnienie średnio- i długoterminowego bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych, w sposób efektywny kosztowo, niedyskryminacyjny i zgodny z zasadami zrównoważonego rozwoju. Ustawa o rynku mocy całkowicie zmieniła dotychczasowe postrzeganie rynku energii elektrycznej, który dotychczas funkcjonował jako rynek jednotorowy, wprowadzając regulację tzw. rynku dwutorowego tj. rynku energii i rynku mocy. Ustawa o rynku mocy, mimo że ustanowiła „gospodarzem” rynku mocy PSE S.A., nałożyła także na Prezesa URE szereg nowych obowiązków i kompetencji, w tym w szczególności:

- zatwierdzenie regulaminu rynku mocy przedłożonego przez PSE S.A. (zawierającego m.in.: szczegółowe warunki współpracy PSE S.A. z pozostałymi uczestnikami rynku mocy, zasady funkcjonowania rejestru, przebiegu certyfikacji, aukcji, ogłaszania okresów zagrożenia oraz zasady rozliczeń),
- rozstrzyganie sporów w sprawach wskazanych w ustawie (art. 79) dotyczących m.in. procesów certyfikacji oraz aukcji mocy,

- 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.

W maju 2018 r. odbyła się pierwsza certyfikacja ogólna, do której zgłoszenia zobowiązani byli właściciele jednostek fizycznych wytwórczych istniejących, których moc osiągalna brutto jest nie mniejsza niż 2 MW. Kolejnym procesem w ramach rynku mocy była certyfikacja do aukcji głównych na lata 2021-2023, która rozpoczęła się 5 września 2018 r. Złożenie wniosku i uzyskanie certyfikatu jest warunkiem uczestnictwa w aukcjach mocy. Pierwsza aukcja mocy odbyła się 15 listopada 2018 r. i zakończyła się w rundzie 5. z ceną zamknięcia 240,32 zł/kW/rok. Prezes URE, działając na podstawie art. 39 ust. 3 w zw. z art. 94 ust. 9 pkt 1 ustawy o rynku mocy, 27 listopada 2018 r. ogłosił ostateczne wyniki aukcji głównej na rok dostaw 2021, w wyniku której zawartych zostało 160 umów mocowych. Aukcja główna na rok dostaw 2022, przeprowadzona została 5 grudnia 2018 r. i zakończyła się w rundzie 7. z ceną zamknięcia 198,00 zł/kW/rok. Prezes URE ogłosił 14 grudnia 2018 r. ostateczne wyniki aukcji. Liczba ofert, które wygrały aukcję to 120. Aukcja główna na rok dostaw 2023 odbyła się 21 grudnia 2018 r. Zakończyła się ona w rundzie 8. z ceną

zamknięcia 202,99 zł/kW/rok. Liczba ofert, które wygrały wyniosła 94. Sumaryczna wielkość obowiązków mocowych wynikająca z zawartych umów mocowych w wyniku aukcji dla roku dostaw 2023 wyniosła 10 631,191 MW. Ostateczne wyniki aukcji zostały ogłoszone przez Prezesa URE 14 stycznia 2019 r.

Nadmienić należy, że ustawa o rynku mocy dokonała 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.

V. W związku z występującymi w 2018 r. dynamicznymi wzrostami cen energii elektrycznej na rynku hurtowym, w celu stabilizacji obciążeń finansowych odbiorców energii elektrycznej w 2019 r. ustawodawca, [ustawą z 28 grudnia 2018 r. o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw](#)⁵⁾, wprowadził m.in. obowiązek po stronie przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną określenia w 2019 r. cen za energię elektryczną dla odbiorców końcowych w wysokości cen stosowanych 31 grudnia 2018 r. (w przypadku taryfy zatwierdzanej przez Prezesa URE) lub nie wyższych niż stosowane 30 czerwca 2018 r. (w przypadku cen nie podlega-

⁵⁾ Dz. U. z 2018 r. poz. 2538 i z 2019 r. poz. 412.

jących zatwierdzeniu przez Prezesa URE). Przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną zostały zobowiązane do uwzględnienia ww. cen w rozliczeniach z odbiorcami końcowymi za okres od 1 stycznia 2019 r. oraz zostały zobowiązane do zmiany umów sprzedaży lub umów kompleksowych w tym zakresie.

Ustawą tą zostały nałożone na Prezesa URE nowe zadania, tj. obliczanie i ogłaszanie w Biuletynie Informacji Publicznej URE średnioważonych cen energii elektrycznej na rynku hurtowym (art. 7 ust. 3 powołanej ustawy) oraz nakładanie kar pieniężnych na przedsiębiorstwa energetyczne nieprzestrzegające obowiązków wynikających z ustawy o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw.

VI. W 2018 r. uchwalona została [ustawa z 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji](#), która weszła w życie 25 stycznia 2019 r. Wprowadza ona nowy system wsparcia dla jednostek kogeneracji, który zastąpił dotychczas istniejący mechanizm bazujący na formule świadectw pochodzenia. Regulacja powyższa ma na celu ograniczenie niekorzystnych zjawisk środowiskowych przy jednoczesnym zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw ciepła i energii elektrycznej, a także poprawę efektywności wykorzystania nośników energii poprzez rozwój wysokosprawnej kogeneracji. Promowanie energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji przez przyjęty ustawą system wsparcia powinno przyczynić się do realizacji założonych celów w sposób efektyw-

ny ekonomicznie, jednakże ocena funkcjonowania tej regulacji będzie możliwa dopiero w kolejnym roku sprawozdawczym. Ustawa ta przewiduje możliwość udzielenia wsparcia jednostkom kogeneracyjnym w postaci: premii gwarantowanej, premii kogeneracyjnej, premii gwarantowanej indywidualnej i premii kogeneracyjnej indywidualnej. Określa także zasady weryfikacji i rozliczania podmiotów korzystających z tego rodzaju wsparcia, a także zasady przenoszenia obciążeń tego systemu. W konsekwencji wprowadzenia ustawy poszerzony został zakres zadań realizowanych przez Prezesa URE.

VII. Z początkiem 2018 r. weszła w życie [ustawa z 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych](#). Przepisy tej ustawy 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. Ustawa ta określiła m.in. zasady rozwoju i funkcjonowania infrastruktury służącej do wykorzystania paliw alternatywnych w transporcie, w tym wymagania techniczne, jakie ma spełniać ta infrastruktura. Ponadto nałożyła na podmioty publiczne obowiązki w zakresie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych, a także wskazała warunki funkcjonowania stref czystego transportu. Określiła również krajowe ramy polityki rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych oraz sposób ich realizacji. Ustawa ta rozszerzyła zakres kompetencji Prezesa URE o nowe obowiązki w zakresie:

- wyznaczania w drodze decyzji operatorów ogólnodostępnej stacji ładowania,
- uzgadniania programu budowy stacji gazu ziemnego oraz przedsięwzięć w zakresie modernizacji, rozbudowy albo budowy sieci niezbędnych do przyłączenia tych stacji,
- gromadzenia informacji o planach budowy ogólnodostępnych stacji ładowania,
- wymierzania kar pieniężnych za naruszenie obowiązków określonych ustawą.

VIII. Rok 2018 był także czwartym rokiem obowiązywania ustawy OZE. Ustawa ta reguluje system wsparcia dla wytwarzania energii i biogazu rolniczego w instalacjach odnawialnego źródeł energii, w tym w szczególności zasady i warunki wykonywania działalności wytwórczej oraz mechanizmy i instrumenty wspierające. W 2018 r. dokonano kolejnych, ważnych zmian w przepisach tej ustawy, przy których aktywny udział brał Prezes URE. Do najistotniejszych regulacji zaliczyć należy:

- wprowadzenie systemu wsparcia feed-in premium (dalej „FIP”) oraz feed-in-tariff (dalej „FIT”) – z systemu FIT mogą korzystać wytwórcy energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w małej instalacji lub w mikroinstalacji, którzy sprzedają lub będą sprzedawać niewykorzystaną energię elektryczną do sprzedawcy zobowiązanego, system FIP natomiast przeznaczony jest dla wytwórców energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii, o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW, którzy sprzedają lub będą sprzedawać niewy-

korzystaną energię elektryczną do wybranego podmiotu innego niż sprzedawca zobowiązany,

- dokonanie zmian usprawniających działanie systemu aukcyjnego w odniesieniu m.in. do podziału na tzw. koszyki,
- doprecyzowanie i dodanie nowych definicji pojęć zawartych w ustawie OZE: biomasy, biomasy pochodzenia rolniczego, biopłynów, biowęgla, dedykowanej instalacji spalania biomasy, drewna energetycznego, hybrydowej instalacji OZE, instalacji OZE, małej instalacji (w zakresie zwiększenia parametru łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej – obecnie mniejszej niż 500 kW), mikroinstalacji (w zakresie zwiększenia parametru łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej – obecnie do 50 kW), modernizacji, spółdzielni energetycznej, stałej ceny zakupu, toryfikatu oraz uchylenie definicji biomasy lokalnej,
- wprowadzenie obowiązku sprawozdawczego OSD dotyczącego mikroinstalacji oraz obowiązku Prezesa URE sporządzenia na tej podstawie zbiorczego raportu,
- doprecyzowanie zakresu zbiorczego raportu rocznego Prezesa URE,
- dokonanie zmian w zakresie wykonywania działalności gospodarczej w ramach klastra energii poprzez uchylenie przepisów dotyczących:
 - wymogu uzyskania koncesji dla koordynatora klastra energii lub wpisu koordynatora klastra energii do rejestru;
 - stosowania do koordynatora klastra energii przepisu art. 9d ustawy – Prawo energetyczne w zakresie dotyczącym przedsiębiorstwa

zintegrowanego pionowo w rozumieniu przepisów prawa energetycznego,

- doprecyzowanie przepisów dotyczących działalności wykonywanej w formie spółdzielni energetycznej w tym zakresie i obszarze działania oraz warunków jakie musi spełniać spółdzielnia energetyczna,
- wprowadzenie nowej reguły kumulacji pomocy inwestycyjnej oraz analogicznych warunków kumulacji dla wytwórców wybranych rodzajów odnawialnych źródeł energii w mechanizmach FIT i FIP,
- rozszerzenie obowiązków sprzedawcy zobowiązanego w związku z wprowadzeniem systemu FIT,
- wydłużenie terminu na wyznaczenie sprzedawców zobowiązanych,
- zapewnienie ciągłości świadczenia usług sprzedawcy zobowiązanego w sytuacji, w której sprzedawca zobowiązany przestaje pełnić swoją funkcję w trakcie roku, na który został wyznaczony bądź w przypadku braku wyznaczenia takiego sprzedawcy zobowiązanego,
- wprowadzenie zasady pokrywania kosztów bilansowania handlowego dla instalacji OZE o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW przez sprzedawcę zobowiązanego.

IX. W 2018 r. weszła w życie zmiana [ustawy o zapasach](#) dokonana w 2014 r.⁶⁾ Zmiana powyższa polegała na wprowadzeniu regulacji dotyczą-

⁶⁾ Dz. U. z 2014 r. poz. 900.

cych wymagań w zakresie dostępności fizycznej dla magazynów, w których utrzymuje się zapasy interwencyjne ropy naftowej i produktów naftowych oraz związanych z nimi systemów przesyłowych i transportowych.

X. W minionym roku wprowadzono również istotne zmiany w [ustawie o biopaliwach](#)⁷⁾. Najważniejszą zmianą było powołanie Funduszu Niskoemisyjnego Transportu, w celu realizacji zadań, do których należy m.in. finansowanie rozbudowy infrastruktury umożliwiającej stosowanie paliw alternatywnych (tj. biokomponentów, biopaliw ciekłych, innych paliw odnawialnych, energii elektrycznej, wodoru, sprężonego gazu ziemnego (CNG) i skroplonego gazu ziemnego (LNG) w transporcie), przy jednoczesnym zmniejszeniu stosowania oleju napędowego i benzyn silnikowych. Konsekwencją wprowadzonych regulacji były zmiany m.in. ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych. Zmiany Prawa energetycznego dotyczyły w szczególności uwzględnienia w kosztach uzasadnionych kosztów związanych z budową i przyłączaniem infrastruktury umożliwiającej wykorzystanie paliw alternatywnych.

XI. Istotne znaczenie dla funkcjonowania przedsiębiorców, w tym także działających na rynkach objętych zakresem regulacji Prezesa URE, miało uchwalenie [ustawy z 6 marca 2018 r. – Prawo przedsiębiorców](#). Ustawa ta zastąpiła dotychczas

⁷⁾ Dz. U. z 2018 r. poz. 1356.

obowiązującą ustawę o swobodzie działalności gospodarczej. Celem powyższej zmiany było uregulowanie w sposób ogólny zasad podejmowania, wykonywania i zakończenia działalności gospodarczej, przy położeniu głównego nacisku zakresu regulacji na zagwarantowanie wolności działalności gospodarczej oraz określenie podstawowych praw i obowiązków przedsiębiorców w stosunkach z organami władzy publicznej i innymi podmiotami prawa, w tym z innymi przedsiębiorcami oraz konsumentami. Jednocześnie przyjęto założenie, zgodnie z którym instytucje lub regulacje prawne związane z działalnością gospodarczą winny zostać uregulowane w sposób szczegółowy w ustawach odrębnych, tworzących razem z ustawą – Prawo przedsiębiorców tzw. Konstytucję Biznesu. Przy czym, nadal ustawa – Prawo przedsiębiorców stanowi podstawę systemową w odniesieniu do działalności gospodarczej, także dla przedsiębiorców objętych zakresem regulacji szeroko pojętego Prawa energetycznego. Powyższa zmiana w powiązaniu z wcześniejszymi zmianami Kpa ukierunkowanymi na uproszczenie i przyspieszenie postępowań z udziałem przedsiębiorców nakłada tym samym dodatkowe obowiązki na organy administracji publicznej, w tym również Prezesa URE.

XII. Jak wskazuje powyższe, 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 nie-

ustającemu 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. Należy również wskazać, że w 2018 r. Prezes URE realizował bardzo dużo zadań wynikających z rozporządzeń unijnych, których wydanie miało na celu przyspieszenie procesu budowy wspólnego rynku energii elektrycznej oraz wspólnego rynku gazu. Mając na uwadze, że do realizacji poszczególnych zadań wynikających z tych ustaw i rozporządzeń unijnych 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 rynku mocy,
- 4) ustawa o efektywności energetycznej,
- 5) ustawa o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji,
- 6) ustawa o biopaliwach,
- 7) ustawa o zapasach,
- 8) ustawa o rozwiązaniu KDT,
- 9) ustawa o elektromobilności,
- 10) ustawa o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw,
- 11) ustawa o statystyce,
- 12) ustawa o zamówieniach publicznych,
- 13) ustawa ADR,
- 14) rozporządzenie 347/2013,
- 15) rozporządzenie 543/2013,
- 16) rozporządzenie 713/2009,

- 17) rozporządzenie 714/2009,
- 18) rozporządzenie 715/2009,
- 19) rozporządzenie 2015/1222,
- 20) rozporządzenie 2016/631,
- 21) rozporządzenie 2016/1388,
- 22) rozporządzenie 2016/1447,
- 23) rozporządzenie 2016/1719,
- 24) rozporządzenie 2017/1938,
- 25) rozporządzenie 2017/2195,
- 26) rozporządzenie BAL,
- 27) rozporządzenie CAM,
- 28) rozporządzenie IO,
- 29) rozporządzenie NC TAR,
- 30) rozporządzenie REMIT.

.....

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 (URE), który funkcjonuje na podstawie art. 21 ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne oraz zarządzenia nr 90 Prezesa Rady Ministrów z 28 listopada 2013 r. w sprawie nadania statutu Urzędowi Regulacji Energetyki⁸⁾.

⁸⁾ Obwieszczenie Prezesa Rady Ministrów z 11 września 2017 r. w sprawie ogłoszenia jednolitego tekstu zarządzenia Prezesa Rady Ministrów w sprawie nadania statutu Urzędowi Regulacji Energetyki (M. P. z 2017 r. poz. 885).

W 2018 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 Konsumentów,
- 8) Departament Źródeł Odnawialnych,
- 9) Biuro Dyrektora Generalnego,
- 10) Stanowisko do Spraw Ochrony Informacji Niejawnych,
- 11) Stanowisko do Spraw Audytu Wewnętrznego.

W 2018 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. Kapitał ludzki

Urząd Regulacji Energetyki na koniec 2018 r. zatrudniał 378 osób, w tym 223 kobiety i 155 mężczyzn. Przeciętne zatrudnienie w urzędzie w przeliczeniu na pełny etat wyniosło 348,52.

Wśród pracowników, 336 osób (88,9%) to członkowie korpusu służby cywilnej, których zatrudnienie reguluje ustawa z 21 listopada 2008 r. o służbie cywilnej⁹⁾, 40 osób (10,6%) to pracownicy zatrudnieni na stanowiskach pomocniczych, robotniczych i obsługi na podstawie przepisów ustawy z 16 września 1982 r. o pracownikach urzędów

państwowych¹⁰⁾, 1 osoba zatrudniona na wysokim stanowisku państwowym według zasad określonych w ustawie z 31 lipca 1981 r. o wynagrodzeniu osób zajmujących kierownicze stanowiska państwowe oraz 1 osoba zatrudniona na stanowisku Koordynatora ds. negocjacji według zasad określonych w ustawie – Prawo energetyczne.

Korpus służby cywilnej

Według stanu na 31 grudnia 2018 r., urząd zatrudniał członków korpusu służby cywilnej w następujących grupach stanowisk:

- wyższe stanowiska w służbie cywilnej: 23 osoby (13 kobiet i 10 mężczyzn),
- stanowiska średniego szczebla zarządzania: 2 osoby (2 kobiety),
- stanowiska koordynujące w służbie cywilnej: 27 osób (16 kobiet i 11 mężczyzn),
- stanowiska samodzielne w służbie cywilnej: 122 osoby (65 kobiet i 57 mężczyzn),
- stanowiska specjalistyczne w służbie cywilnej: 160 osób (95 kobiet i 65 mężczyzn),
- stanowiska wspomagające w służbie cywilnej: 2 osoby (1 kobieta i 1 mężczyzna).

Wśród członków korpusu służby cywilnej, 55 osób posiadało status urzędnika służby cywilnej, w tym 48 osób, które pomyślnie przeszły postępowanie kwalifikacyjne (30 kobiet i 18 mężczyzn) oraz 7 absolwentów Krajowej Szkoły Administracji Publicznej (2 kobiety i 5 mężczyzn). Tym samym, urzędni-

⁹⁾ Dz. U. z 2018 r. poz. 1559.

¹⁰⁾ Dz. U. z 2018 r. poz. 1915.

cy służby cywilnej stanowili ponad 16% członków korpusu służby cywilnej oraz 14,5% ogółu zatrudnionych w urzędzie.

Struktura wykształcenia

Wyższe wykształcenie posiada 360 osób (ponad 95% zatrudnionych), w tym:

- doktor: 5 osób,
- magister inżynier: 81 osób,
- magister: 255 osób,
- inżynier: 7 osób,
- licencjat: 12 osób.

Pozostali pracownicy posiadają wykształcenie średnie i policealne.

Struktura wiekowa i staż pracy

Średnia wieku w urzędzie w 2018 r. wyniosła 42 lata. Ludzie młodzi, przed 40-tką, stanowią znaczący odsetek ogółu zatrudnionych (blisko 44%).

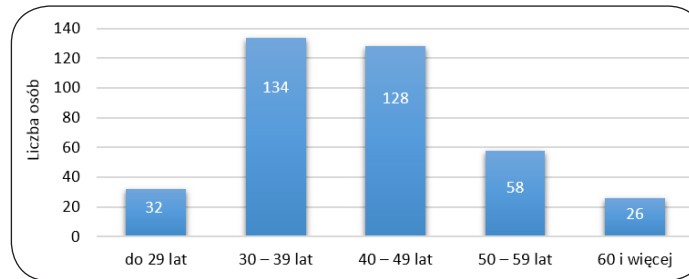
Wśród zatrudnionych 2 osoby posiadały ustalone prawo do emerytury, natomiast 16 osób posiadało orzeczenia o stopniu niepełnosprawności.

Średni staż pracy pracownika w URE w 2018 r. wyniósł nieco ponad 17 lat. Pracownicy wchodzący w życie zawodowe, posiadający do 10 lat ogólnego stażu pracy, stanowili niewiele ponad 30% zatrudnionych.

W 2018 r. w urzędzie pracowały osoby zatrudnione:

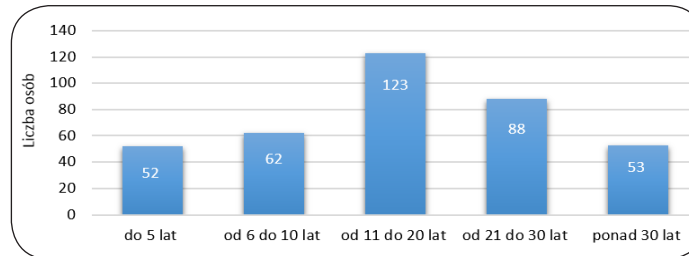
- ponad 20 lat (od początku istnienia URE): 3 osoby,

Rysunek 1. Zatrudnienie w URE w poszczególnych grupach wiekowych



Źródło: URE.

Rysunek 2. Zatrudnienie w URE według doświadczenia zawodowego w latach



Źródło: URE.

- od 16 do 20 lat: 105 osób,
- od 11 do 15 lat: 48 osób,
- od 6 do 10 lat: 67 osób,
- od 1 do 5 lat: 106 osób,
- do 1 roku: 49 osób.

59% osób pracuje dłużej niż 5 lat. Średni staż w urzędzie w 2018 r. wyniósł ponad 9 lat. Oznacza to, że URE dla pracowników jawi się jako stabilny pracodawca, z którym warto związać się na lata.

Fluktuacja

W okresie sprawozdawczym do pracy w urzędzie przyjęto 54 osoby, z czego 7 osób to absolwenci różnego typu szkół, którzy w URE podjęli swoją pierwszą pracę zawodową. Tylko 5 osób (9% przyjętych do pracy) nie przepracowało pełnego roku i zrezygnowało z pracy w URE przed końcem 2018 r.

Z osobami zatrudnionymi w 2018 r. zawarto:

- umowę na czas określony: 38 osób,
- umowę na okres próbny: 1 osoba,
- umowę na zastępstwo: 6 osób,
- umowę na czas nieokreślony: 8 osób,
- powołanie: 1 osoba.

Ponadto, 1 osoba powróciła do pracy z urlopu wychowawczego trwającego dłużej niż 3 miesiące.

W trakcie 2018 r. ustał stosunek pracy z 32 osobami, w tym w trybie:

- porozumienia stron: 10 osób,
- z upływem czasu, na który umowa

była zawarta: 3 osoby,

- w związku z przejściem na emeryturę lub rentę: 1 osoba,
- wypowiedzenia przez pracownika: 8 osób,
- wypowiedzenia przez pracodawcę: 4 osoby,
- odwołania: 2 osoby,
- przeniesienia służbowe: 4 osoby.

Dodatkowo, 2 osoby skorzystały z urlopu wychowawczego trwającego dłużej niż 3 mie-

siące, natomiast 1 osoba przeszła na urlop bezpłatny.

Wskaźnik rotacji w urzędzie w 2018 r. wyniósł 10%.

.....

4. Budżet

Plan dochodów i wydatków na 31 grudnia 2018 r. dla części 50 – Urząd Regulacji Energetyki wynosił:

- dochody: 110 000 tys. zł,
- wydatki: 49 113 tys. zł.

Wykonanie budżetu urzędu wyniosło:

- dochody przekazane do budżetu państwa: 115 229 tys. zł, tj. 105% planu,
- wydatki (bez wynagrodzeń): 12 497 tys. zł, tj. 98,6% planu,
- wydatki (w tym wynagrodzenia): 48 309 tys. zł, tj. 98,4% planu,

Na poniesione w 2018 r. wydatki URE (bez wynagrodzeń) składają się koszty:

- najmu pomieszczeń biurowych, energii elektrycznej oraz usług telekomunikacyjnych – 6 588 tys. zł, tj. 52,7%,
- obowiązkowych opłat, w tym: wpłat na PFRON, odpisy na ZFŚS, składki do organizacji międzynarodowych, badania wstępne i okresowe – 972 tys. zł, tj. 7,8%,
- podróży służbowych krajowych i zagranicznych – 242 tys. zł, tj. 1,9%,
- zakupu: materiałów (m.in. biurowych, paliwa, części zamiennych i eksploatacyjnych), usług

remontowych, usług pozostałych (m.in. informatycznych, monitoringu, czystości, pocztowych), postępowań sądowych – 3 754 tys. zł, tj. 30,0%,

- wydatki majątkowe, w tym: zakup licencji, oprogramowania, systemów i sprzętu – 941 tys. zł, tj. 7,5%.

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 pięciu rezerw celowych (łącznie 6 644,6 tys. zł), przeznaczonych głównie na wynagrodzenia pracowników realizujących część spośród nowych zadań ustawowych. Z powyższego wynika, że zapewnienie działalności URE w dużej mierze uza-

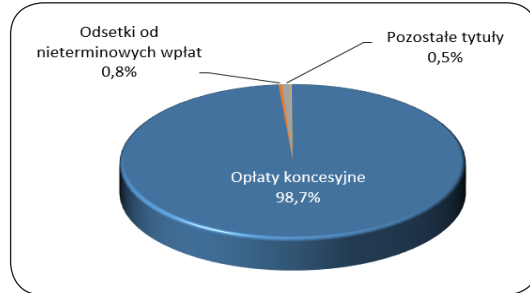
leżnione jest od środków – przyznawanych decyzjami Ministra Finansów w danym roku – których dostępność i poziom uwarunkowane są każdorazowo od trudnych do precyzyjnego zaplanowania zmiennych.

4.1. Dochody budżetu państwa wykonane przez URE

Na 2018 r. urząd planował wykonanie dochodów w wysokości 110 000 tys. zł. Dochody zrealizowano w wysokości 115 229 tys. zł, tj. 104,8% planu ogółem. Na powyższą kwotę złożyły się wpływy z tytułu:

- opłat koncesyjnych – 113 685 tys. zł,
- grzywn i innych kar pieniężnych od osób prawnych i innych jedn. organizacyjnych – 376 tys. zł,
- odsetek od nieterminowych wpłat opłat koncesyjnych – 917 tys. zł,
- odsetek od kaucji – 130 tys. zł,
- wpłat z różnych opłat – 115 tys. zł,
- różnych dochodów – 1 tys. zł,
- sprzedaży składników majątkowych – 1 tys. zł,
- wpływy z rozliczeń/zwrotów z lat ubiegłych – 3 tys. zł,
- wpływy z tytułu kar i odszkodowań wynikających z umów – 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 2018 r.

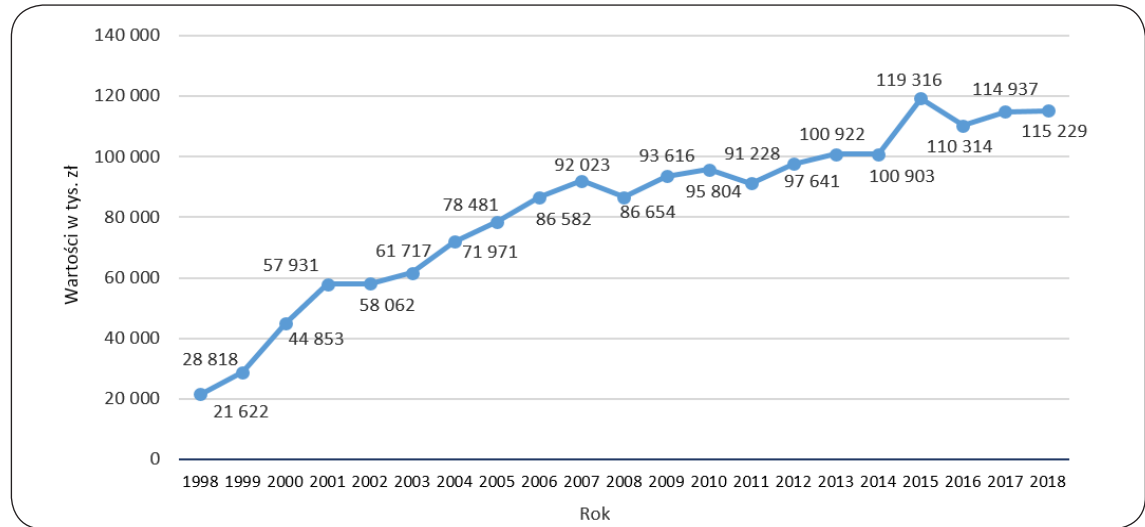
Źródło: URE.

4.2. Wydatki

W 2018 r. urząd realizował wydatki budżetowe w rozdziale 75001 Urzędy naczelnych i centralnych organów administracji rządowej. Zgodnie z ustawą budżetową na 2018 r. limit wydatków w części 50 – Urząd Regulacji Energetyki ustalony został w wysokości 42 468 tys. zł, w tym:

- świadczenia na rzecz osób fizycznych: 5 tys. zł,
- wydatki bieżące: 40 463 tys. zł, w tym:
 - wynagrodzenia 27 601 tys. zł;
 - pochodne od wynagrodzeń 4 693 tys. zł;
 - pozostałe wydatki bieżące 8 169 tys. zł,
- wydatki majątkowe: 2 000 tys. zł.

Do 31 grudnia 2018 r. dokonano 25 zmian w planie wydatków. Pięć zmian wynikało z decyzji Ministra Finansów, które dotyczyły zwiększenia budżetu URE o kwotę 6 644 600,00 zł z przeznaczeniem na sfinansowanie zadań wynikających z ustawy o ryn-

Rysunek 4. Dochody odprowadzone przez URE do budżetu państwa w latach 1997-2018

Źródło: URE.

ku mocy, ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, ustawy OZE oraz na sfinansowanie dodatków służby cywilnej dla osób mianowanych 1 grudnia 2017 r. oraz 1 grudnia 2018 r. Natomiast pozostałe zmiany były zmianami wewnętrznymi (bez skutków finansowych).

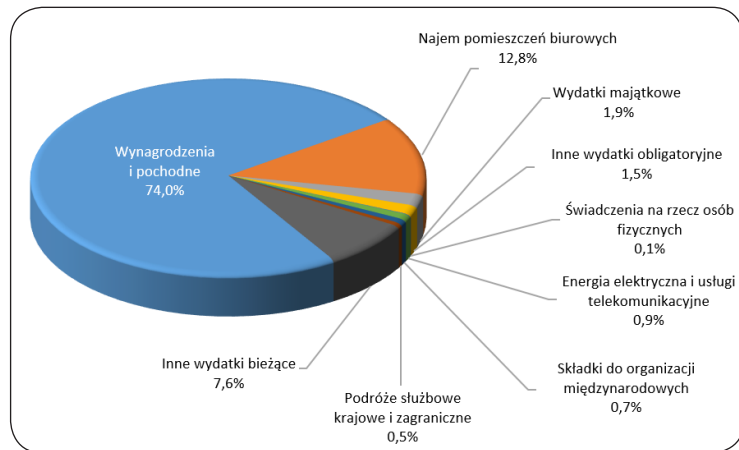
Plan po zmianach wynosił 49 113 tys. zł, w tym:

- świadczenia na rzecz osób fizycznych: 35 tys. zł,
- wydatki bieżące: 48 136 tys. zł, w tym:
 - wynagrodzenia 30 808 tys. zł;
 - pochodne od wynagrodzeń 5 626 tys. zł;
 - pozostałe wydatki bieżące 11 702 tys. zł,
- wydatki majątkowe: 942 tys. zł.

Największą pod względem wielkości realizacji pozycją wydatków bieżących urzędu były wynagrodzenia wraz z pochodnymi, które wyniosły 35 812 tys. zł i stanowiły 74% poniesionych wydatków ogółem oraz wydatki związane z najmem pomieszczeń biurowych w wysokości 6 171 tys. zł, tj. 12,8% wydatków ogółem.

Pozostałe wydatki bieżące dotyczyły:

- składek do organizacji międzynarodowych (332 tys. zł, tj. 0,7% wydatków ogółem),
- różnych obowiązkowych wydatków, w tym: wpłat na PFRON, odpisów na ZFŚS, badań wstępnych i okresowych, szkoleń (705 tys. zł, tj. 1,5%),

Rysunek 5. Struktura wydatków URE w 2018 r.

Źródło: URE.

- podróży służbowych krajowych i zagranicznych (242 tys. zł, tj. 0,5% wydatków ogółem),
 - energii elektrycznej oraz usług telekomunikacyjnych (417 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 (3 653 tys. zł, tj. 7,6% wydatków ogółem).
- Wydatki majątkowe wyniosły 942 tys. zł, tj. 1,9% ogółu poniesionych wydatków i dotyczyły głównie zakupów sprzętów i oprogramowania.

Świadczenia na rzecz osób fizycznych wyniosły 35 tys. zł, tj. 0,1% 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.

Z każdym kolejnym rokiem budżetowym mamy do czynienia z istotnym niedoszacowaniem kosztów funkcjonowania URE, przy jednoczesnym wyjątkowym spiętrzeniu w ostatnim czasie nowych zadań nakładanych na Prezesa URE (ustawa z 22 lipca 2016 r. czyli

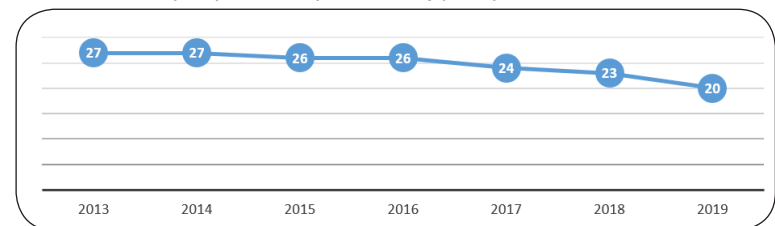
tzw. „pakiet paliwowy”, ustawa ADR, nowelizacja ustawy OZE, wejście w życie nowych rozporządzeń związanych z budową wspólnego rynku energii elektrycznej i gazu).

Spadek dostępnych dla urzędu środków na wydatki bieżące w ramach środków wynikających z ustawy budżetowej na przestrzeni kilku ostatnich lat obrazuje rys. 6.

W trakcie 2018 r. budżet URE był podwyższony o środki z rezerw celowych w wysokości 6 644,6 tys. zł na zwiększone zadania nałożone na Prezesa URE. Niemniej, jest to bardzo niski poziom środków przeznaczonych na finansowanie wydatków bieżących URE. Poziom ten skutkuje brakiem możliwości zapewnienia ciągłości pracy urzędu i realizacji na odpowiednim poziomie wszystkich zadań nakładanych na Prezesa URE. Według wyliczeń urzędu, dla właściwej realizacji zadań, budżet URE powinien zostać zwiększony o co najmniej 7 730 tys. zł. Doraźne zasilanie budżetu URE środkami z rezerw celowych utrudnia racjonalną i planową gospodarkę środkami finansowymi.

4.3. Inne

W 2018 r. prowadzono intensywne działania windykacyjne w celu efektywnego dochodzenia należności z tytułu opłat koncesyjnych i kar pieniężnych, tj. w szczególności:

Rysunek 6. Wydatki bieżące według ustawy budżetowej (w tys. zł) w przeliczeniu na 1 etat z wyłączeniem wydatków na wynagrodzenia, pochodne, świadczenia na rzecz osób fizycznych oraz wydatków majątkowych

Źródło: URE.

- w 2018 r. wydano 1 095 decyzji w obszarze windykacji należności z tytułu opłat koncesyjnych i kar pieniężnych, w tym:
 - 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 koncesja¹¹⁾ – wydano 1 043 decyzje w sprawie wysokości opłaty koncesyjnej;
 - w trybie art. 115 i 116 ustawy z 29 sierpnia 1997 r. Ordynacja podatkowa¹²⁾ – wydano 8 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 Ordynacja podatkowa – wydano 7 decyzji z wniosku przedsiębiorcy o udzielenie ulgi w spłacie zobowiązań;
 - na podstawie art. 154 § 1 i 2 oraz art. 105 § 1 Kpa, w związku z art. 30 ust. 1 i art. 34 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne – wydano 10 decyzji uchylających i umarzających postępowanie administracyjne w sprawie obliczenia wysokości opłaty koncesyjnej;
 - na podstawie art. 479⁴⁸ § 2 ustawy z 17 listopada 1964 r. Kodeks postępowania cywilnego¹³⁾ i art. 105 § 1 Kpa – wydano 1 decyzję uchylającą i umarzającą postępowanie administracyjne;
 - na podstawie art. 157 § 1 i 2, art. 158 § 1 w związku z art. 156 § 1 pkt 2 Kpa oraz art. 30 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne – wydano 1 decyzję stwierdzającą nieważność decyzji;
 - na podstawie art. 105 § 1 Kpa, w związku z art. 30 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne – wydano 25 decyzji umarzających postępowanie administracyjne,
- w trybie art. 15 ustawy z 17 czerwca 1966 r. o postępowaniu egzekucyjnym w administracji¹⁴⁾ – wystawiono 1 176 upomnień na łączną kwotę należności głównej 79 244 340 zł,
- zgodnie z przepisami ww. ustawy wystawiono 394 tytuły wykonawcze do urzędów skarbowych, w zakresie windykowanych należności dotyczących opłat i kar pieniężnych, w celu wszczęcia postępowania egzekucyjnego na łączną kwotę należności głównej 3 511 069 zł.

Dla porównania, w tab. 1 przedstawiono zestawienie liczbowe windykacji należności w latach 2014-2018. Widać z niego, że w 2018 r. nastąpił wyraźny wzrost wydanych decyzji w obszarze windykacji należności z tytułu opłat koncesyjnych i kar pieniężnych w porównaniu z 2017 r. (prawie 194%) oraz wzrost liczby wydanych upomnień – blisko o 179% więcej niż w 2017 r.

Tabela 1. Windykacja należności skarbu państwa w okresie 2014-2018

| Rok | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | Ogółem |
|--|------|------|------|------|-------|--------------|
| Liczba wydanych decyzji | 129 | 345 | 197 | 373 | 1 095 | 2 139 |
| Liczba wydanych upomnień | 304 | 623 | 197 | 422 | 1 176 | 2 722 |
| Liczba wystawionych tytułów wykonawczych | 261 | 487 | 229 | 323 | 394 | 1 694 |

Źródło: URE.

5. Sądowa kontrola działalności Prezesa URE

I. W 2018 r. Prezes URE wydał łącznie 12 051 decyzji administracyjnych. Natomiast odwołania do SOKiK wniesiono od 438 decyzji. Powyższe wskazuje, że odsetek zaskarżonych decyzji kształtuje się na poziomie 3,63%.

Tabela 2. 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.

¹¹⁾ Dz. U. z 1998 r. Nr 60 poz. 387.

¹²⁾ Dz. U. z 2018 r. poz. 800 z późn. zm. (dalej: „ustawa Ordynacja podatkowa”).

¹³⁾ Dz. U. z 2018 r. poz. 1360 z późn. zm. (dalej: „Kpc”).

¹⁴⁾ Dz. U. z 2018 r. poz. 1360 z późn. zm.

Dokonując – na przestrzeni kilku lat – porównania procentowego zestawienia liczby wniesionych środków zaskarżenia do liczby podjętych decyzji, należy zauważyć, że odsetek odwołań od wydanych decyzji wzrósł, przy utrzymującej się (w ciągu ostatnich dwóch lat) na zbliżonym poziomie liczbie wydanych decyzji.

W 2018 r. do SOKiK przekazanych zostało 398 odwołań, a w 40 przypadkach Prezes URE zmienił decyzję w trybie samokontroli na podstawie art. 479⁴⁸ § 2 Kpc.

Odrębną kategorię postępowań przed SOKiK stanowią zażalenia na postanowienia wydane przez Prezesa URE. W 2018 r. wniesiono 98 zażaleń.

II. Do 31 grudnia 2018 r. SOKiK wydał łącznie 187 wyroków, w tym w 141 przypadkach oddalił odwołania od decyzji Prezesa URE, w 29 zmienił zaskarżone decyzje, a w 17 przypadkach uchylił zaskarżone decyzje.

W 2018 r. SOKiK wydał 167 postanowień, w tym w 45 przypadkach oddalił zażalenia na postanowienia Prezesa URE, w 47 przypadkach odrzucił odwołanie, w 23 odrzucił zażalenia, a w 33 sprawach umorzył postępowanie sądowe. Jedynie w 19 sprawach Sąd uchylił postanowienia Prezesa URE.

III. W 2018 r. w 40 przypadkach wyroki SOKiK zostały zaskarżone do Sądu Apelacyjnego w Warszawie, przy czym w 12 sprawach apelacje zostały wniesione przez Prezesa URE, zaś w 28 – przez strony.

Sąd Apelacyjny w Warszawie w 2018 r. rozpoznał 38 apelacji wniesionych od wyroków

SOKiK. W wyniku rozpoznania tych apelacji Sąd Apelacyjny w 24 przypadkach oddalił apelacje uwzględniając stanowisko SOKiK, przy czym w 21 przypadkach oddalone zostały apelacje wniesione przez strony, zaś w 3 – przez Prezesa URE. W 5 sprawach wyrok Sądu I instancji został uchylony. Z kolei w 9 sprawach Sąd Apelacyjny zmienił zaskarżone wyroki.

Sąd wydał 32 rozstrzygnięcia w sprawie zażaleń na postanowienia SOKiK, rozpoznając 31 z nich, a 1 odrzucając. Spośród tych zażaleń 19 (w tym 7 wniesionych przez Prezesa URE) zostało przez Sąd Apelacyjny oddalonych, w 12 sprawach Sąd uwzględnił zażalenia wniesione przez strony, w tym w 5 przypadkach – zażalenia Prezesa URE.

IV. Od wyroków Sądu Apelacyjnego w 2018 r. wniesiono 8 skarg kasacyjnych. W 4 przypadkach skargę wniósł Prezes URE, zaś w pozostałych 4 przypadkach – strona.

W 2018 r. Sąd Najwyższy rozpoznał 4 skargi kasacyjne, przy czym w 2 przypadkach skargę kasacyjną wniósł Prezes URE, w 2 pozostałych – strony. Rozpoznając skargi kasacyjne Sąd Najwyższy oddalił 1 skargę wniesioną przez Prezesa URE oraz 1 przez stronę. W pozostałych 2 przypadkach Sąd uchylił zaskarżone wyroki Sądu Apelacyjnego, uwzględniając w 1 przypadku skargę kasacyjną Prezesa URE.

W 2018 r. Sąd Najwyższy wydał również 4 postanowienia w przedmiocie przyjęcia skarg kasacyjnych do rozpoznania wniesionych przez strony, przy czym dwie skargi wniósł Prezes URE.

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

1. Wyrok z 20 marca 2018 r., sygn. akt III SK 14/17

Orzeczeniem powyższym Sąd Najwyższy jednoznacznie wyjaśnił, co należy rozumieć przez „*obowiązek wynikający z koncesji*”, o którym mowa w art. 56 ust. 1 pkt 12 ustawy – Prawo energetyczne. Kwestia ta była niejednokrotnie przedmiotem rozważań Sądu Najwyższego, przy czym dotychczasowe orzeczenia koncentrujące się na nieco innych obszarach interpretacyjnych tego przepisu skutkowały rozbieżnościami w orzecznictwie sądów niższych instancji. Z uwagi na potrzebę ujednoczenia praktyki stosowania prawa, także w innych, podobnych i licznych sprawach niezbędne było zajęcie jednoznacznego stanowiska przez Sąd Najwyższy.

Sąd Najwyższy po rozpoznaniu skargi kasacyjnej Prezesa URE od wyroku Sądu Apelacyjnego w Warszawie z 4 listopada 2016 r., sygn. akt VI ACA 1225/15, uchylił zaskarżony wyrok i sprawę przekazał Sądowi Apelacyjnemu w Warszawie do ponownego rozpoznania. W uzasadnieniu prawnym tego wyroku Sąd Najwyższy zważył, że skarga kasacyjna ma uzasadnione podstawy. W pierwszej kolejności aprobując tamże wykładnię art. 56 ust. 1 pkt 12 ustawy, w tym określenia „*obowiązku wynikającego z koncesji*” wyjaśnionego w orzecznictwie (wyrok z 6 października 2011 r., sygn. akt III SK 18/11) Sąd Najwyższy podkreślił, że powyższa wykładnia jest ugruntowana w ustabilizowanym orzecznictwie tego Sądu. Jednakże, użyte w art. 56 ust. 1 pkt 12 ustawy sformułowanie „*wynikające*

z koncesji” nie może być rozumiane – jak zaznaczył Sąd Najwyższy – w ten sposób, że to koncesja jest samoistnym, wyłącznym i autonomicznym źródłem obowiązku prawnego koncesjonariusza. W demokratycznym państwie prawnym, prawa i obowiązki osób są określane w drodze ustawy, a zatem to akty normatywne rangi ustawy mogą nakładać na osoby obowiązki prawne. W rezultacie „obowiązkiem wynikającym z koncesji jest obowiązek zawarty w decyzji o jej udzieleniu, która konkretyzuje określony w ustawie obowiązek prawny wobec indywidualnego koncesjonariusza w sposób bardziej szczegółowy, niż wynika to z odnośnych przepisów prawa (ustaw i wydanych na ich podstawie rozporządzeń)”.

Odnosząc się wprost do obowiązku zawartego w koncesji o brzmieniu „Koncesjonariuszowi nie wolno czynić przedmiotem obrotu paliw ciekłych, których parametry jakościowe są niezgodne z parametrami wynikającymi z zawartych umów i z norm określonych obowiązującymi przepisami”, Sąd Najwyższy jednoznacznie wskazał, że jest to obowiązek wynikający z koncesji w rozumieniu art. 56 ust. 1 pkt 12 ustawy, ponieważ „po pierwsze – zawiera wyraźnie sformułowany zakaz, a zatem obowiązek, nieczynienia przedmiotem obrotu paliw ciekłych o parametrach jakościowych niezgodnych z parametrami wynikającymi z umów zawartych przez koncesjonariusza i z norm określonych obowiązującymi przepisami, po drugie – wskazany zakaz (obowiązek) jest określony w treści decyzji o udzieleniu koncesji, po trzecie – wskazany warunek koncesji stanowi konkretyzację ustawowego obowiązku prowadzenia do obrotu jedynie paliw

spełniających wymagania jakościowe, określone dla danego paliwa ze względu na ochronę środowiska, wpływ na zdrowie ludzi oraz prawidłową pracę silników zamontowanych w pojazdach (art. 3 ust. 1 ustawy z dnia 25 sierpnia 2006 r. o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw).”.

Kontynuując, Sąd Najwyższy wyjaśnił, że decyzja koncesyjna zawierająca taki warunek „konkretyzuje powyższy obowiązek ustawowy w zakresie podmiotowym przez uczynienie adresatem obowiązku indywidualnie oznaczonego przedsiębiorcy (koncesjonariusza) i w zakresie przedmiotowym przez określenie jednego z zakazanych ustawą zachowań przedsiębiorcy, a mianowicie wprowadzania do obrotu paliw niespełniających określonych przepisami prawa wymagań jakościowych oraz jednego z rodzajów paliw, a mianowicie paliwa ciekłego. Ponadto, wskazany warunek nakłada na przedsiębiorcę obowiązek niewprowadzania do obrotu paliwa ciekłego niespełniającego wymagań jakościowych wynikających z zawartych umów. Jest to, co trafnie podkreśla wnoszący skargę kasacyjną, istotny element treści omawianego warunku, a obowiązku o takiej treści nie wyraża żaden przepis prawa, w tym żaden przepis ustawy z 25 sierpnia 2006 r. o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw.”. Co więcej, powyższy warunek koncesji „nie może być ponadto interpretowany jako nakładający na koncesjonariusza ogólny obowiązek przestrzegania obowiązujących przepisów prawa (por. wyrok Sądu Najwyższego z dnia 6 października 2011 r., III SK 18/11). W niniejszej sprawie chodzi o warunek koncesji, który precyzyjnie określa, jakimi względami i war-

tościami powinno się kierować przedsiębiorstwo energetyczne przy wykonywaniu działalności (wyrok Sądu Najwyższego z dnia 19 listopada 2014 r., III SK 82/13 (...)) w zakresie wprowadzania do obrotu paliwa ciekłego). W rezultacie wspomniany warunek koncesji ma analityczną strukturę obowiązku prawnego, stanowiącego konkretyzację przedmiotowo-podmiotową obowiązku określonego w art. 3 ust. 1 ustawy o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw. (...) Koncesja zawierająca taki warunek jest przy tym bezpośrednim źródłem tego obowiązku prawnego (por. wyrok Sądu Najwyższego z dnia 21 kwietnia 2016 r., III SK 28/15).”.

W związku z powyższym Sąd Najwyższy skłonił do: „należy przyjąć, że powód wprowadzając do obrotu paliwo ciekłe niespełniające wymagań jakościowych nie wypełnił ciążącego na nim, a wynikającego z koncesji obowiązku prawnego nieczynienia przedmiotem obrotu paliw ciekłych, których parametry jakościowe są niezgodne z parametrami wynikającymi z zawartych umów i z norm określonych obowiązującymi przepisami, co uzasadnia zastosowanie art. 56 ust. 1 pkt 12 Prawa energetycznego.”.

Uzasadnienie prawne wyroku jest dobitne i nie pozostawia pola do różnego rozumienia tego rozstrzygnięcia. Przytoczone jego obszernie fragmenty świadczą natomiast o tym, że w tej kwestii Sąd Najwyższy w pełni podzielił argumentację i punkt widzenia Prezesa URE.

2. Wyrok z 30 lutego 2018 r., sygn. akt III SK 2/17

Wyrokiem powyższym Sąd Najwyższy oddalił skargę kasacyjną powoda od wyroku Sądu Apelacyjnego w Warszawie z 28 września 2016 r., sygn.

akt VI ACa 1051/15, dokonując oceny art. 27 ust. 2 ustawy o zapasach (w brzmieniu obowiązującym w dniu wydania decyzji Prezesa URE, tj. 20 lutego 2014 r.). Zgodnie z powyższym przepisem przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 1, przekazuje ministrowi właściwemu do spraw gospodarki oraz Prezesowi URE informacje o działaniach podjętych w okresie od 1 kwietnia poprzedniego roku do 31 marca danego roku, w celu zapewnienia bezpieczeństwa paliwowego państwa w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą oraz realizacji obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, do 15 maja każdego roku. Zgodnie z kolei z art. 27 ust. 1, przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przywozu gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży odbiorcom przedstawia ministrowi właściwemu do spraw gospodarki oraz operatorowi systemu gazowego informacje o: 1) wielkości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego zweryfikowanych przez Prezesa URE oraz o technicznych możliwościach dostarczania ich do systemu gazowego, w okresie nie dłuższym niż 40 dni, zweryfikowanych przez operatora systemu przesyłowego gazowego lub operatora systemu połączonego gazowego – do 15 czerwca każdego roku; 2) rzeczywistej wielkości utrzymywanych zapasów obowiązkowych gazu ziemnego oraz miejscu ich magazynowania, według stanu na 15 września – do 20 września każdego roku.

W przedmiotowej sprawie spornym było, czy obowiązek powyższy ciąży na przedsiębiorstwie energetycznym także wówczas, gdy przedsiębiorstwo to zostało zwolnione ostateczną decyzją

ministra właściwego do spraw gospodarki z obowiązku utrzymywania obowiązkowych zapasów gazu ziemnego na podstawie art. 24 ust. 5 powołanej wyżej ustawy. W ocenie powoda prezentowanej w skardze kasacyjnej, przedsiębiorstwo korzystające ze zwolnienia na podstawie art. 24 ust. 5 ustawy o zapasach nie może być uznane za podmiot w rozumieniu art. 27 ust. 1 tej ustawy obowiązany do realizacji obowiązku określonego w art. 27 ust. 2 tej ustawy. Stanowisko powoda nie zyskało akceptacji Sądu Najwyższego. W ocenie Sądu „Niewątpliwie ciężący na przedsiębiorstwie energetycznym wykonującym działalność gospodarczą w zakresie przywozu gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży odbiorcom obowiązek utrzymywania obowiązkowych zapasów gazu ziemnego, jak i obowiązek informowania o realizacji tego obowiązku są powiązane nie tylko merytorycznie, ale i funkcjonalnie, ponieważ łącznie służą zapewnieniu bezpieczeństwa paliwowego państwa. Nie oznacza to jednak, że obowiązki te stanowią jedyną i wyłączną formę działań, które są podejmowane przez przedsiębiorstwa energetyczne w celu zapewnienia bezpieczeństwa paliwowego państwa. Cel ten może być bowiem realizowany przez podejmowanie także innych działań i środków przez przedsiębiorstwo energetyczne, o czym powinno w trybie art. 27 ust. 2 ustawy, poinformować ministra właściwego do spraw gospodarki oraz Prezesa URE. Nie można zgodzić się z powodem, że obowiązek informacyjny, o którym mowa w art. 27 ust. 2 ustawy, został określony w sposób niejednoznaczny. Pozorna niejednoznaczność tego przepisu wynika bowiem

jedynie z przyjętej przez powoda – jak się okazało – nieprawidłowej strategii interpretacyjnej, zgodnie z którą obowiązek informacyjny z art. 27 ust. 2 dotyczy wyłącznie przedsiębiorstw energetycznych, które faktycznie wykonują obowiązek utrzymywania obowiązkowych zapasów gazu, gdy tymczasem obowiązek ten obciąża przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przywozu gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży odbiorcom, w tym przedsiębiorstwa podlegające zwolnieniu z tego obowiązku na mocy art. 24 ust. 5 ustawy.”. Sąd zatem jednoznacznie wskazał, że regulacja zawarta w art. 27 ust. 2 ustawy o zapasach rozumiana jako nakładająca określony w niej obowiązek informacyjny dotyczy także przedsiębiorstw energetycznych zwolnionych z obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego na podstawie art. 24 ust. 5 tej ustawy, w brzmieniu obowiązującym w dniu wydania zaskarżonej decyzji¹⁵⁾.

VI. Do Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Warszawie (WSA) w 2018 r. zostało przekazanych 21 skarg.

W 2018 r. WSA wydał 20 orzeczeń. 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 2 przypadkach odrzucił skargi. W 3 przypadkach natomiast

¹⁵⁾ Przepis art. 24 ust. 5 został uchylony ustawą z 22 lipca 2016 r. (Dz. U. z 2016 r. poz. 1165).

zobowiązał Organ do rozpatrzenia wniosku strony. W 1 przypadku WSA uchylił decyzję Prezesa URE, zaś w następnych 2 przypadkach stwierdził, że bezczynność Organu nie miała miejsca z rażącym naruszeniem prawa. Natomiast w 6 przypadkach postępowanie zostało umorzone m.in. wobec cofnięcia skarg. W żadnym przypadku WSA nie orzekł, że organ dopuścił się bezczynności z rażącym naruszeniem prawa.

VII. Od orzeczeń WSA zostało wniesionych 7 skarg kasacyjnych (w tym 1 przez Prezesa URE) do Naczelnego Sądu Administracyjnego (NSA).

W 2018 r. NSA rozpoznał 3 skargi kasacyjne, w tym 2 wniesione przez Prezesa URE i wszystkie oddalił.

VIII. Statystyka spraw rozstrzygniętych w SOKiK w 2018 r. przedstawia się następująco: Prezes URE wygrał 289 spraw¹⁶⁾, a przegrał 65¹⁷⁾.

Statystyka spraw rozstrzygniętych w Sądzie Apelacyjnym w Warszawie w 2018 r. przedstawia

¹⁶⁾ Przez co, na potrzeby niniejszego Sprawozdania, uznano: oddalenie odwołania od decyzji Prezesa URE, oddalenie zażalenia na postanowienie Prezesa URE, odrzucenie tych odwołań i zażaleń, odrzucenie apelacji i zażalenia powoda oraz umorzenie postępowania odwoławczego lub zażaleniowego.

¹⁷⁾ Przez co, na potrzeby niniejszego Sprawozdania, uznano: uchylenie zaskarżonej decyzji Prezesa URE oraz uchylenie zaskarżonego postanowienia Prezesa URE (często wskutek zmiany przed wydaniem wyroku obowiązujących przepisów prawa), zmianę zaskarżonej decyzji (najczęściej polega to jednak na uznaniu zasadności kierunku rozstrzygnięcia dokonanej przez regulatora przy jednoczesnym obniżeniu wysokości kary pieniężnej).

się następująco: Prezes URE wygrał 38 spraw¹⁸⁾, a przegrał 31 spraw¹⁹⁾.

Statystyka spraw rozstrzygniętych w Sądzie Najwyższym w 2018 r. przedstawia się następująco: Prezes URE wygrał 7 spraw²⁰⁾ i 2 sprawy przegrał²¹⁾.

Wyjaśnić należy, że niekorzystne rozstrzygnięcia (sądu pierwszej i drugiej instancji) zostały, co do zasady, 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. Dokonana analiza spraw sądowych wskazuje, że w ostatnich latach można zaobserwować coraz większy stopień skomplikowania prowadzonych przez Prezesa URE postępowań (zarówno pod

¹⁸⁾ Przez co, 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.

¹⁹⁾ Przez co, na potrzeby niniejszego Sprawozdania, uznano: oddalenie apelacji Prezesa URE, zmianę wyroku SOKiK, uchylenie wyroku i przekazanie sprawy do ponownego rozpatrzenia SOKiK na skutek apelacji powoda, oddalenie zażalenia Prezesa URE, uchylenie/zmiana postanowienia SOKiK na skutek zażalenia powoda.

²⁰⁾ Przez co należy rozumieć: oddalenie skargi kasacyjnej strony, uchylenie wyroku SA i przekazanie sprawy do ponownego rozpoznania, odmowę przyjęcia skargi kasacyjnej powoda do rozpoznania, przyjęcie skargi kasacyjnej pozwanego.

²¹⁾ Przez co należy rozumieć: oddalenie skargi kasacyjnej pozwanego, uchylenie zaskarżonego wyroku SA i przekazanie sprawy do ponownego rozpoznania, odmowę przyjęcia skargi kasacyjnej pozwanego do rozpoznania, przyjęta skarga kasacyjna powoda, oddalone zażalenia pozwanego, uchylone postanowienie SA odrzucające odwołanie.

względem prawnym, jak i faktycznym). W wielu sprawach, ze względu na niejednoznaczność oraz częste zmiany 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). Toteż Sądy niejednokrotnie korzystają z wiedzy specjalistów przeprowadzając dodatkowe dowody z opinii biegłych, jak również dowody z przesłuchania świadków lub stron (głównie przedsiębiorców). Ponadto nierzadko zachodzi potrzeba złożenia dodatkowych wyjaśnień, co nie pozostaje bez wpływu na termin zakończenia sprawy. Nadmienić również należy, że niejednokrotnie Sąd Apelacyjny uchyła 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. Niejednokrotnie ma miejsce 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. Wszystko to powoduje wydłużanie czasu trwania poszczególnych postępowań sądowych w sądach wszystkich instancji i rodzajów, przed które jest pozywany Prezes URE.

W roku sprawozdawczym istotny wpływ na długość postępowań sądowych miała okoliczność

zawieszania postępowań przez Sądy niższych instancji, z uwagi na potrzebę uzyskania stanowiska Sądu Najwyższego. Miało to miejsce w przypadku skargi kasacyjnej Prezesa URE rozpoznanej opisanym wyrokiem Sądu Najwyższego z 20 marca 2018 r., sygn. akt III SK 14/17. Treść tego orzeczenia miała tak istotne znaczenie dla rozstrzygnięcia w podobnych, licznych sprawach, że Sąd Apelacyjny niejednokrotnie zawieszał postępowania już po wydaniu wyroku Sądu Najwyższego w oczekiwaniu na jego pisemne uzasadnienie.

Odnosząc się do spraw przegranych godzi się wyjaśnić, że uchylenie 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. W minionym roku Sądy w szczególności brały pod uwagę dokonane zmiany przepisów obniżających wysokość kar przewidzianych za brak realizacji obowiązków sprawozdawczych, na przykład w ustawie OZE.

Podkreślić także należy, że w orzecznictwie (także Sądu Najwyższego) utrzymuje się pogląd, zgodnie z którym do oceny zasadności rozstrzygnięcia Prezesa URE powinno się przyjmować stan prawny i faktyczny z dnia wydawania zaskarżonej decyzji²²⁾. Równocześnie sądy niejednokrotnie dokonują oceny na podstawie okolicz-

ności istniejących w dacie wydania wyroku. Takie niejednolite podejście Sądów skutkuje częstszym wnoszeniem środków zaskarżenia przez strony przegrywające.

Od wielu lat utrzymuje się tendencja do obniżania poziomu kar wymierzanych przez Prezesa URE. Niejednokrotnie sądy jako przesłankę zmniejszenia wysokości kary wskazują 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 „łagodzenia kar”. Sądy, podobnie jak w latach poprzednich, miarkując karę najczęściej obniżają jej wysokość (lub odstępują od jej wymierzenia), co skutkuje zmianą decyzji Prezesa URE w tym zakresie, chociaż – co do zasady – Sąd podziela stanowisko organu regulacyjnego w kwestii stwierdzonego naruszenia prawa.

Nadmienić także wypada, że sądy wszystkich instancji kontynuują dotychczasowe podejście do charakteru odpowiedzialności za naruszenie przepisów ustawy – Prawo energetyczne, zgodnie z którym to Prezes URE jest odpowiedzialny za wykazanie dokonanego naruszenia, przy zachowaniu podwyższonych standardów ochrony. Z konstrukcji tej odpowiedzialności – w ocenie sądów – wynika, że na przedsiębiorstwo energetyczne nie można nałożyć kary pieniężnej, jeżeli naruszenie obowiązków wynikających z Prawa energetycznego nie jest rezultatem jego zachowania (działania lub zaniechania), lecz niezależnych od nie-

go, 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.

Podkreślić także należy, że w dalszym ciągu w orzecznictwie Sądu Najwyższego utrzymuje się niepokojąca tendencja odmawiająca zasadności rozstrzygnięciom Prezesa URE dotyczącym kar pieniężnych. 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 rozstrzygnięcia sporów – podstawowe narzędzie regulacyjne umożliwiające prawidłową realizację zadań powierzonych przez ustawodawcę organowi regulacyjnemu.

X. Wydatki Prezesa URE z tytułu kosztów procesów w 2018 r. wyniosły 11 262 zł. Uzyskany przychód w postaci zwrotu kosztów procesów w tym roku wyniósł natomiast 113 201,48 zł.

²²⁾ Por. wyroki Sądu Najwyższego z 20 kwietnia 2017 r., sygn. akt III SK 13/16 oraz z 6 października 2016 r., sygn. akt III SK 50/15.

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

W 2018 r. kontrole przeprowadzone w URE przez [Najwyższą Izbę Kontroli \(NIK\)](#) dotyczyły:

1. Wykonania budżetu państwa w 2017 r. w części 50 – Urząd Regulacji Energetyki

Kontrola P/18/001 – Wykonanie budżetu państwa w 2017 r. w części 50 – Urząd Regulacji Energetyki została przeprowadzona w URE przez NIK w okresie 8 stycznia – 4 kwietnia 2018 r.

Celem kontroli była ocena wykonania ustawy budżetowej na 2017 r., części 50 – URE pod względem legalności, celowości, rzetelności i gospodarności działań podejmowanych przez dysponenta części budżetowej w związku z wykonaniem budżetu państwa. Ocenie podlegały w szczególności:

- wykonanie wydatków budżetu państwa, w tym rzeczowe efekty uzyskane w wyniku realizacji zadań finansowanych ze środków publicznych,
- prawidłowość sporządzenia rocznych sprawozdań budżetowych oraz sprawozdań za IV kw. 2017 r. w zakresie operacji finansowych,
- system kontroli zarządczej w zakresie prawidłowości i rzetelności sporządzania sprawozdań,
- nadzór i kontrola sprawowane przez Prezesa URE w trybie przepisów ustawy o finansach publicznych.

Kontrola zakończona przedłożeniem Prezesowi URE wystąpienia pokontrolnego. NIK pozytywnie oceniła wykonanie budżetu państwa w 2017 r. w części 50 – URE.

W wyniku działań kontrolnych we wszystkich obszarach dotyczących celu i zakresu kontroli nie wykryto nieprawidłowości. W związku z tym, NIK nie sformułowała uwag i wniosków pokontrolnych.

2. Efektów termomodernizacji wielorodzinnych budynków mieszkalnych, będących w zasobach spółdzielni mieszkaniowych, realizowanej z udziałem środków publicznych

Kontrola P/18/086 – Efekty termomodernizacji wielorodzinnych budynków mieszkalnych, będących w zasobach spółdzielni mieszkaniowych, realizowanej z udziałem środków publicznych została przeprowadzona w sześciu oddziałach terenowych URE:

- w Gdańsku w okresie 13 września – 16 listopada 2018 r.,
- w Katowicach w okresie 5 września – 16 października 2018 r.,
- w Krakowie w okresie 3 października – 23 listopada 2018 r.,
- w Łodzi w okresie 12 września – 5 października 2018 r.,
- w Poznaniu w okresie 17 września – 9 listopada 2018 r.,
- we Wrocławiu w okresie 16 października – 23 listopada 2018 r.

Zakres wszystkich kontroli dotyczył zasadności zmian taryf energii cieplnej w latach 2014-2018.

W ogólnej ocenie kontrolowanej działalności NIK stwierdziła, że w badanym okresie oddziały terenowe URE realizowały zadania dotyczące weryfikacji wniosków o zatwierdzenie taryf energii cieplnej dokonując w tym zakresie m.in. analizy kosztów będących podstawą do określenia taryfy w oparciu

o sprawozdania finansowe oraz plany rzeczowo-finansowe składane przez przedsiębiorstwa energetyczne. Na podstawie dokumentacji źródłowej wskazującej m.in. na wielkość zamówionej mocy cieplnej, roczną sprzedaż ciepła oraz ilość nośnika ciepła, weryfikowano wykazane przez przedsiębiorstwa planowane dla pierwszego roku obowiązywania taryfy uzasadnione roczne koszty wykonywania działalności gospodarczej, modernizacji i rozwoju oraz realizacji inwestycji. Jednocześnie oddziały terenowe URE podejmowały działania, aby zatwierdzana taryfa uwzględniała ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i stawek.

Kontrola zakończona przedłożeniem Prezesowi URE wystąpiień pokontrolnych (odrębnie dla każdego oddziału terenowego URE).

3. Efektywności energetycznej gospodarki

Kontrola P/18/021 – Efektywność energetyczna gospodarki rozpoczęła się 28 grudnia 2018 r. Planowany termin zakończenia – 30 kwietnia 2019 r.

Ponadto, w okresie sprawozdawczym w URE została przeprowadzona kontrola przez [Archiwum Akt Nowych \(AAN\)](#).

Kontrola przestrzegania przepisów o narodowym zasobie archiwalnym i archiwach w URE została przeprowadzona przez AAN 7 grudnia 2018 r.

W trakcie kontroli oceniano:

- obieg dokumentacji i stosowanego systemu kancelaryjnego,
- przestrzeganie regulacji ujętych w przepisach kancelaryjnych i archiwalnych,
- uporządkowanie zasobu oraz działalność archiwum zakładowego.

W odniesieniu do realizacji zaleceń pokontrolnych wydanych w wyniku ostatniej kontroli AAN dotyczącej:

- aktualizacji przepisów kancelaryjnych i archiwalnych, opracowanie i przesłanie ich projektu do AAN, stwierdzono, że zalecenie jest realizowane,
- regularnego przekazywania akt spraw ostatecznie zakończonych do archiwum zakładowego z komórek organizacyjnych stwierdzono, że zalecenie wymaga podtrzymania,
- prawidłowej rejestracji spraw zgodnie z jednolitym rzeczowym wykazem akt stwierdzono, że rejestracja spraw nie budzi zastrzeżeń.

Kontrola zakończona przedłożeniem Prezesowi URE protokołu kontroli.

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 publicznej²³⁾.



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 zapew-

nienia realizacji celów i zadań w sposób zgodny z prawem, efektywny, oszczędny i terminowy.

Celem kontroli zarządczej jest zapewnienie:

- zgodności działalności z przepisami prawa oraz procedurami wewnętrznymi,
- skuteczności i efektywności działania,
- wiarygodności sprawozdań,
- ochrony zasobów,
- przestrzegania i promowania zasad etycznego postępowania,
- efektywności i skuteczności przepływu informacji,
- zarządzania ryzykiem.

W URE funkcjonował w 2018 r. system kontroli zarządczej uwzględniający aspekty wynikające ze standardów kontroli zarządczej określonych przez Ministra Finansów, zgodnie z zarządzeniem nr 5/2016 Prezesa URE z 17 października 2016 r. w sprawie wprowadzenia w URE Systemu kontroli zarządczej, zmienionym zarządzeniem nr 1/2018 Prezesa URE z 28 maja 2018 r. 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:

- 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,
- analizę i zarządzanie ryzykiem,
- monitorowanie realizacji celów i zadań służących ich osiągnięciu w *Planie działalności URE*

oraz planach działalności komórek organizacyjnych,

- ocenę systemu kontroli zarządczej, w tym sporządzanie oświadczeń o stanie kontroli zarządczej,
- 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:

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

Kierujący komórkami organizacyjnymi wykonywali w 2018 r. zadania związane z funkcjonowaniem systemu kontroli zarządczej w URE, tj.:

- 1) przygotowali propozycje celów, zadań i wartości miernika do *Planu działalności URE na 2018 r.*, zgodnie z kompetencjami kierowanej komórki organizacyjnej,
- 2) przygotowali plan działalności kierowanej komórki organizacyjnej na 2018 r. oraz monitorowali realizację celów i zadań określonych w planie,

²³⁾ Dz. U. z 2018 r. poz. 1330 z późn. zm.

- 3) przygotowali sprawozdania z planu działalności na 2018 r. kierowanej komórki organizacyjnej,
- 4) monitorowali realizację celów i zadań określonych w *Planie działalności URE na 2018 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,
- 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 2018 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 2018 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, zadanie 6.2.W Bezpieczeństwo gospodarcze państwa i gospodarka złożami kopalini)²⁴).

Najważniejsze zadania służące realizacji powyższego celu to:

- 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 2018 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 2018 r., sprawozdanie z wykonania tego *Planu* oraz oświadczenie o stanie kontroli zarządczej na dany rok kalendarzowy są dostępne w Biuletynie Informacji Publicznej URE²⁵), na stronie www.bip.ure.gov.pl.



²⁴) Plan działalności URE na 2018.

²⁵) Obowiązek publikacji wyniku z przepisów art. 70 ustawy o finansach publicznych.

Część II. Działania Prezesa URE o charakterze międzynarodowym

1. Kierunki współpracy międzynarodowej

Rok 2018 był kontynuacją zadań i projektów rozpoczętych w latach poprzednich. Priorytetem była dalsza współpraca z Komisją Europejską oraz ACER, przede wszystkim w zakresie implementacji wytycznych i kodeksów sieci²⁶). Kontynuowana była również współpraca na szczeblu regionalnym, w ramach stowarzyszeń regulatorów CEER i ERRA oraz współpraca dwu- i wielostronna z innymi organami regulacyjnymi. Prezes URE podejmował także inne działania mające na celu wymianę wiedzy, doświadczeń oraz promowanie polskiego rynku energii na arenie międzynarodowej. W 2018 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.

²⁶) Szczegółowe informacje na temat zadań realizowanych przez Prezesa URE w związku z implementacją kodeksów sieci zostały przedstawione w dalszych częściach Sprawozdania.

Współpraca z ACER

W 2018 r. Prezes URE aktywnie uczestniczył w pracach ACER poprzez udział w grupach roboczych i zespołach zadaniowych Agencji, a także w regularnych spotkaniach Rady Regulatorów ACER. Jedno ze spotkań grupy roboczej ACER ds. gazu odbyło się w Warszawie. Przedstawiciele Prezesa URE aktywnie uczestniczyli w pracach i spotkaniach w ramach prowadzonego przez ACER postępowania ws. wyboru platformy rezerwacji przepustowości na granicy polsko-niemieckiej. Decyzja w tej sprawie została wydana przez ACER w październiku 2018 r. Kontynuowana była także współpraca przy realizacji zadań wynikających z rozporządzenia REMIT, m.in. poprzez prace Grupy Koordynacyjnej ds. REMIT, Stały Komitet ds. Monitorowania Rynków oraz inne spotkania poświęcone monitorowaniu rynków energii w ramach REMIT. Podobnie jak w latach poprzednich, w 2018 r. polski regulator aktywnie uczestniczył również w projektach integracji rynków, realizowanych na szczeblu regionalnym.

Współpraca z KE

Zgodnie z obowiązującymi przepisami prawa Prezes URE regularnie współpracuje z KE poprzez wypełnianie obowiązków sprawozdawczych określonych przepisami prawa krajowego, wymianę informacji, udział w różnego rodzaju badaniach prowadzonych na zlecenie Komisji, a także pośrednio poprzez przygotowywanie wkładów do stanowisk

RP odnośnie projektów aktów prawnych opracowanych przez KE.

W 2018 r. Prezes URE współdziałał z KE w ramach różnych inicjatyw i grup KE, których celem jest realizacja założeń europejskiej polityki energetycznej. Kontynuowane były prace w grupach regionalnych KE ds. PCI. Przedstawiciele Prezesa URE brali także udział w spotkaniach poświęconych projektowi synchronizacji systemów energetycznych Państw Bałtyckich z Europą Kontynentalną. Prezes URE uczestniczył również w cyklicznych spotkaniach organizowanych przez Komisję Europejskim Forum Regulacji Energii Elektrycznej (Forum Florenckim), Europejskim Forum Regulacji Gazu (Forum Madryckim), Forum Dublińskim (poświęconemu kwestiom konsumenckim) oraz Forum Infrastrukturalnym. Celem tych inicjatyw jest ocena dotychczasowych kroków oraz rekomendowanie dalszych działań zmierzających, odpowiednio, do integracji europejskich rynków energii elektrycznej i gazu, poprawy i wzmocnienia pozycji konsumentów oraz rozwoju europejskiej infrastruktury energetycznej.

Współpraca w ramach CEER i ERRA

W ramach CEER Prezes URE był zaangażowany w prace stowarzyszenia na wszystkich jego szczeblach. W 2018 r. przedstawiciele polskiego regulatora brali udział w pracach Zgromadzenia Ogólnego CEER, grup roboczych i działających pod ich auspicjami zespołów zadaniowych. CEER w dalszym ciągu ściśle współpracuje z ACER po-

przez pomoc i merytoryczne wsparcie. W obszarze zainteresowań stowarzyszenia są jednak również inne zagadnienia, wykraczające poza zakres kompetencji ACER (m.in. sprawy konsumenckie, funkcjonowanie operatorów systemów dystrybucyjnych czy zrównoważony rozwój).

ERRA jest stowarzyszeniem regulatorów ukierunkowanym na 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 2018 r. przedstawiciele Prezesa URE wzięli udział w spotkaniu Zgromadzenia Ogólnego ERRA oraz w corocznej konferencji inwestycyjno-regulacyjnej ERRA. 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.



2. Realizacja obowiązków wynikających z rozporządzenia REMIT

Zadania Prezesa URE związane z realizacją obowiązków wynikających z rozporządzenia REMIT w 2018 r. nie uległy zmianie i obejmują w szczególności:

- 1) przeprowadzanie kontroli lub postępowań wyjaśniających w sprawach dotyczących podejrzenia o manipulację na hurtowym rynku energii oraz niezgodnego z prawem wykorzystywania informacji wewnętrznej w zakresie produktów energetycznych sprzedawanych w obrocie hurtowym, które nie są instrumentami finansowymi,
- 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 stałej współpracy z innymi organami regulacyjnymi oraz ACER w zakresie dotyczącym realizacji obowiązków wynikających z rozporządzenia REMIT.

Do podstawowych obowiązków uczestników rynku należy rejestracja w krajowym rejestrze uczestników rynku, a następnie raportowanie przez nich 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), 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 2018 r. działalność uznawaną za właściwą dla PPATs aktywnie prowadziły trzy podmioty: TGE S.A., PSE S.A. oraz OGP Gaz-System S.A. W 2018 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.

W 2018 r. ww. podmioty, we współpracy z Prezesem URE, po przeprowadzonym monitoringu opartym na kwestionariuszu ACER, dokonały rewizji swoich struktur wewnętrznych pod kątem realizacji obowiązków PPAT wynikających z rozporządzenia REMIT i udoskonalili mechanizmy i procedury do identyfikacji nadużyć w zakresie manipulacji, próby manipulacji i wykorzystywania informacji wewnętrznych. Ponadto ww. podmioty przeprowadziły szkolenia dla uczestników rynku w celu przedstawienia wdrożonych zasad monitorowania hurtowego rynku energii ukierunkowanego na wykrywanie i zapobieganie nadużyciom zdefiniowanym w rozporządzeniu REMIT.

Najważniejsze informacje związane z rozporządzeniem REMIT są udostępniane na stronie internetowej URE²⁷⁾. Uczestnicy rynku mogą także przesyłać do URE na dedykowaną skrzynkę

²⁷⁾ <http://www.ure.gov.pl/pl/rynki-energii/energia-elektryczna/remit/6013,REMIT.html> w 2018 r.

e-mail²⁸⁾ 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”²⁹⁾ 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 2018 r. w systemie CEREMP było zarejestrowanych łącznie ok. 13 820 uczestników rynku, podczas gdy liczba uczestników rynku z Polski wyniosła 628 (ok. 4,5% wszystkich zarejestrowanych podmiotów). Wzrost zarejestrowanych uczestników rynku z Polski w 2018 r. w porównaniu z 2017 r. wyniósł ok. 4%. Raportowanie przez uczestników hurtowego rynku energii informacji o zawartych transakcjach oraz zleceniach³⁰⁾ w Polsce odbywa się za pośrednictwem czterech podmiotów, tj.: TGE S.A., OGP Gaz-System S.A., PSE S.A. oraz PGE Dom Maklerski S.A., które uzyskały nadany przez ACER status tzw. Registered Reporting Mechanism (RRM).

Na koniec 2018 r. status RRM w całej Unii Europejskiej posiadało ok. 120 podmiotów. Na koniec 2018 r., od początku istnienia obowiązku raportowania danych w systemie ARIS, w skali całej UE liczba zaraportowanych transakcji i zleceń

²⁸⁾ REMIT.rejestracja@ure.gov.pl

²⁹⁾ <https://www.acer-remit.eu/portal/home>

³⁰⁾ Przekazywane dane gromadzone są przez ACER przy wykorzystaniu utworzonego w tym celu systemu ARIS (ACER REMIT Information System).

oraz kontraktów dwustronnych wzrosła do prawie 1,9 mld, z czego 84% stanowiły zlecenia. Agencja zbiera dziennie ok. 3 mln danych dotyczących transakcji.

Publikowanie przez uczestników rynku informacji wewnętrznych odbywa się na stronach internetowych tych uczestników, jak również za pośrednictwem dostępnej nieodpłatnie dla każdego uczestnika rynku Giełdowej Platformy Informacyjnej (GPI)³¹⁾ prowadzonej przez TGE S.A. Platforma ta została zarejestrowana w ACER i funkcjonuje jako RIS (Regulated Information Services).

W 2018 r. do Prezesa URE wpłynęło 6 powiadomień o próbie manipulacji/manipulacji na hurtowym rynku energii złożonych przez PPATs na podstawie art. 15 rozporządzenia REMIT.

W wyniku jednego z ww. powiadomień, w związku z zaobserwowanym w I półroczu 2018 r. znacznym wzrostem cen energii elektrycznej na rynku giełdowym prowadzonym przez TGE S.A., na instrumencie kwartalnym BASE_Q-3-18 (kontrakt na dostawę energii elektrycznej w trzecim kwartale 2018 r.), Prezes URE po dokładnej analizie zgromadzonych w tej sprawie materiałów i dokumentów, korzystając z uprawnień wynikającego z art. 23p ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, zarządził przeprowadzenie w terminie od 2 lipca 2018 r. do 2 stycznia 2019 r. postępowania wyjaśniającego, którego celem było ustalenie, czy

zachodzi uzasadnione podejrzenie manipulacji lub próby manipulacji na rynku określonej w przepisach rozporządzenia REMIT.

Postępowanie wyjaśniające, o którym mowa powyżej, zarządzane przez Prezesa URE 29 czerwca 2018 r., a dotyczące konkretnych sesji giełdowych przeprowadzonych na TGE S.A. w kwietniu 2018 r. na instrumencie kwartalnym BASE_Q-3-18, zostało zakończone złożeniem przez Prezesa URE zawiadomienia o podejrzeniu popełnienia przestępstwa. Powyższe zawiadomienie zostało wysłane do Prokuratury 19 grudnia 2018 r.

W przypadku pozostałych 5 powiadomień, do końca 2018 r. nie znaleziono podstaw do zarządzenia na podstawie art. 23p ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne postępowania wyjaśniającego w sprawie manipulacji na rynku lub próby manipulacji na rynku, określonych w art. 2 pkt 2 lit. a oraz pkt 3 lit. a rozporządzenia REMIT ani do przeprowadzenia kontroli REMIT, o której mowa w art. 23c ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

Niezależnie od powyższego, mając na uwadze wzrost cen energii energetycznej na TGE S.A. w ostatnich miesiącach 2018 r. w kontraktach z dostawą energii elektrycznej w 2019 r., w wyniku przeprowadzonego badania rynku mającego na celu sprawdzenie przyczyn wzrostów cen energii, które Prezes URE prowadził od października do grudnia 2018 r., 19 grudnia 2018 r. Prezes URE zarządził przeprowadzenie kolejnego postępowania wyjaśniającego w ramach rozporządzenia REMIT dotyczącego działań uczestników rynku na TGE S.A. w odniesieniu do kontraktów rocznych z dostawami energii elektrycznej na 2019 r. (in-

strument BASE_Y-19). To postępowanie nie zostało zakończone w 2018 r. W świetle art. 23p ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne postępowanie wyjaśniające może trwać nie dłużej niż 6 miesięcy.

Współpraca ACER z krajowymi organami regulacyjnymi w zakresie rozporządzenia REMIT odbywa się w oparciu o stosowne porozumienia zawarte w 2013 r. W zakresie współpracy z innymi organami regulacyjnymi w 2018 r. przedstawiciele Prezesa URE stali się pełnoprawnym członkiem Grupy Południowej, w ramach której współpracują organy regulacyjne z Austrii, Słowenii, Węgier, Czech i Chorwacji.

Niezależnie od powyższego przedstawiciele Prezesa URE w 2018 r. uczestniczyli w pracach grup roboczych ACER oraz w spotkaniach, na których dyskutowane były kwestie sposobu prowadzenia nadzoru oraz postępowań w sprawie potencjalnych naruszeń rozporządzenia REMIT.

W ramach kompetencji określonych w ustawie – Prawo energetyczne w obszarze monitorowania hurtowego rynku energii na mocy rozporządzenia REMIT³²⁾, w 2018 r. Prezes URE kontynuował kom-

³¹⁾ Giełdowa Platforma Informacyjna (GPI) funkcjonuje od 27 lutego 2014 r. i została utworzona przy współpracy przedstawicieli całego sektora elektroenergetycznego pod patronatem Prezesa URE.

³²⁾ 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.

pleksowe badanie realizacji przez przedsiębiorstwa energetyczne następujących obowiązków:

- 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.

Dodatkowe informacje dotyczące rozporządzenia REMIT znajdują się w części XII. *Uwagi końcowe – zagadnienia wymagające rozwiązań.*



Część III. Elektroenergetyka

1. Rynek energii elektrycznej – sytuacja ogólna

1.1. Rynek hurtowy

Wielkość i struktura wytwarzania energii elektrycznej

Wolumen krajowej produkcji energii elektrycznej brutto w 2018 r. ukształtował się na nieco niższym w stosunku do roku poprzedniego i wyniósł 165 214 GWh (spadek o 0,38% w porównaniu z 2017 r.). W tym samym okresie krajowe zużycie energii elektrycznej brutto wyniosło 170 932 GWh i wzrosło o 1,66% w porównaniu do 2017 r. Tempo wzrostu krajowego zużycia energii elektrycznej było niższe niż tempo wzrostu PKB w 2018 r.,

które według wstępnych szacunków GUS wyniosło 5,1%.

Na rys. 7 (str. 34) przedstawiono informacje dotyczące zmiany krajowej produkcji i zużycia energii elektrycznej w 2018 r. i w latach poprzednich na tle zmian PKB.

W 2018 r. w krajowym bilansie przepływów fizycznych energii elektrycznej udział importu stanowił 7,7% całkowitego przychodu, zaś udział eksportu wyniósł 4,5% rozchodu energii elektrycznej³³). Wobec 2017 r. obie wielkości uległy zmniejszeniu odpowiednio o: 0,3 punktu procentowego i o 2,1 punktu procentowego.

³³) Bilans handlowy wymiany międzysystemowej został opisany w pkt 7.2. „Kontrolowanie realizacji obowiązków w zakresie warunków dostępu do sieci”, w dalszej części Sprawozdania.

W tabeli poniżej przedstawiono strukturę produkcji, zużycie i krajowe saldo przepływów fizycznych w wymianie transgranicznej energii elektrycznej w latach 2017-2018.

Tabela 3. Struktura produkcji, krajowe saldo przepływów fizycznych w wymianie transgranicznej oraz zużycie energii elektrycznej w latach 2017-2018 [GWh]*

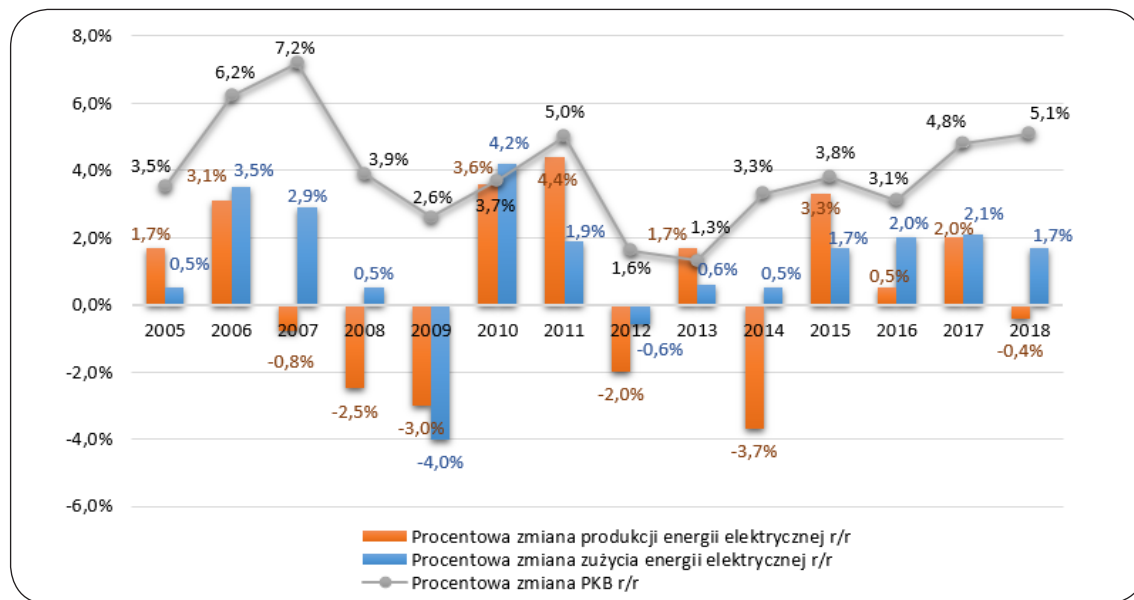
| | 2017 r. | 2018 r. | Dynamika** |
|--|----------------|----------------|---------------|
| Produkcja energii elektrycznej ogółem | 165 852 | 165 214 | 99,62 |
| z tego: elektrownie na węglu kamiennym | 79 868 | 82 375 | 103,14 |
| elektrownie na węglu brunatnym | 51 983 | 49 072 | 94,40 |
| elektrownie gazowe | 7 172 | 9 590 | 133,71 |
| elektrownie przemysłowe | 10 057 | 10 022 | 99,65 |
| elektrownie zawodowe wodne | 2 767 | 2 197 | 79,40 |
| źródła wiatrowe | 13 855 | 11 678 | 84,29 |
| inne źródła odnawialne | 150 | 280 | 186,67 |
| Saldo wymiany zagranicznej | 2 287 | 5 718 | 250,02 |
| Krajowe zużycie energii | 168 139 | 170 932 | 101,66 |

* 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.

** 2018 r./2017 r.; 2017 r. = 100

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Struktura produkcji energii elektrycznej w 2018 r. nie zmieniła się znacznie w stosunku do 2017 r.

Rysunek 7. Zmiany krajowej produkcji i zużycia energii elektrycznej na tle zmian PKB w latach 2005-2018

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.

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

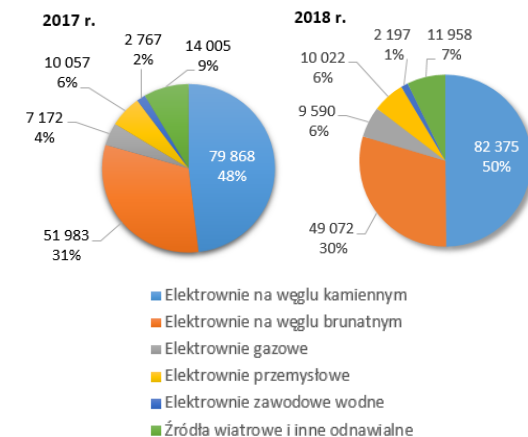
Zdecydowana większość wytwarzania oparta jest nadal na paliwach konwencjonalnych, tj. węgla kamiennym oraz węgla brunatnym (rys. 8).

W 2018 r. moc zainstalowana w KSE wyniosła 45 939 MW, a moc osiągalna – 45 650 MW, co stanowi wzrost odpowiednio o 5,8% oraz o 5,4% w stosunku do 2017 r.³⁴⁾ Średnie roczne zapotrze-

bowanie na moc ukształtowało się na poziomie 23 322,7 MW, przy maksymalnym zapotrzebowaniu na poziomie 26 447,6 MW, co oznacza wzrost odpowiednio o: 1,5% i 0,8% w stosunku do 2017 r. Relacja mocy dyspozycyjnej do mocy osiągalnej w 2018 r. wyniosła 66,1% (spadek o 1,2 punktu procentowego w stosunku do 2017 r.)³⁵⁾.

³⁵⁾ Dane na podstawie średnich rocznych wartości ze szczytu wieczornego, dane PSE S.A.

³⁴⁾ Wg stanu na 31 grudnia 2017 r. i 31 grudnia 2018 r., dane PSE S.A.

Rysunek 8. Porównanie struktury produkcji energii elektrycznej w latach 2017-2018 [GWh]

Uwaga: Wielkości procentowe zaokrąglone do pełnych wartości.

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Struktura podmiotowa hurtowego rynku energii

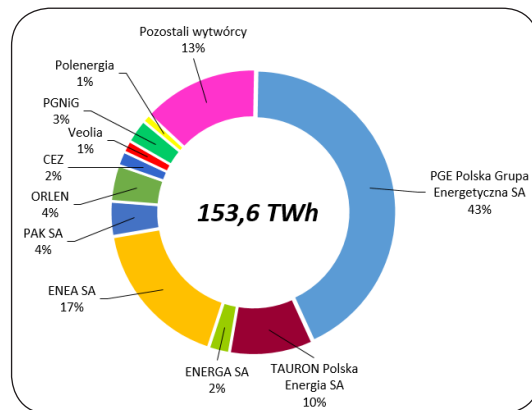
Największy udział w rynku w podsektorze wytwarzania energii elektrycznej w 2018 r., który wyniósł 42,9%³⁶⁾, utrzymywała grupa kapitałowa PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. (spadek o 0,6 punktu procentowego względem poprzedniego roku). Grupa

³⁶⁾ Udział liczony według wolumenu energii elektrycznej wprowadzonej do sieci. Przy czym przy obliczeniu tego wskaźnika uwzględniono strukturę podmiotową według stanu na 31 grudnia 2018 r.

ta po przejściu spółek energetycznych grupy EDF stała się również liderem na rynku sprzedaży do odbiorców końcowych, tym samym TAURON Polska Energia S.A., która przez wiele lat miała pozycję dominującą, uplasowała się na drugim miejscu w tym obszarze.

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 2018 r. (przy uwzględnieniu struktury podmiotowej według stanu na 31 grudnia 2018 r.)



Uwaga: Do grupy „pozostałych wytwórców” zaliczono zarówno wytwórców funkcjonujących w grupach kapitałowych (np. Azoty, FORTUM), jak i wytwórców działających samodzielnie na rynku wytwarzania energii elektrycznej – poza grupami kapitałowymi.

Źródło: Dane Ministerstwa Energii i URE.

Wskaźnik udziału rynkowego trzech największych podmiotów, mierzony według energii wpro-

Tabela 4. 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 ³⁸⁾ | |
|------|---|--|---|--|-----------------------------|------------------------------|
| | | | | | moc zainstalowana | energia wprowadzona do sieci |
| 2017 | 4 | 4 | 63,1 | 69,0 | 1 795,9 | 2 281,1 |
| 2018 | 4 | 3 | 62,0 | 69,7 | 1 740,0 | 2 281,0 |

* Dla wszystkich podmiotów działających w sektorze wytwarzania, które są objęte obowiązkiem statystycznym, z uwzględnieniem mocy zainstalowanej i energii wprowadzonej do sieci ze źródeł wiatrowych i wodnych. Przy obliczeniu wskaźników udziału rynkowego trzech największych podmiotów oraz wskaźników HHI, zarówno według energii wprowadzonej do sieci, jak i według mocy zainstalowanej, uwzględniono strukturę podmiotu według stanu na 31 grudnia 2018 r. tj. m.in. po przejściu przez PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. aktywów wytwórczych grupy EDF.

Źródło: Dane Ministerstwa Energii i URE.

wadzonej do sieci (uwzględniającej ilość energii dostarczonej przez wytwórców bezpośrednio do odbiorców końcowych), w 2018 r.³⁷⁾ utrzymywał tendencję wzrostową jak w latach ubiegłych i wyniósł 69,7% (co oznacza wzrost o 0,7 punktu procentowego w porównaniu do 2017 r.). Jednocześnie, nieznacznemu spadkowi uległ wskaźnik udziału trzech największych wytwórców w mocy zainstalowanej – o 1,1 punktu procentowego. Trzej najwięksi wytwórcy (skupieni w grupach kapitałowych: PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., TAURON Polska Energia S.A., ENEA S.A.) nadal dysponowali w sumie prawie 2/3 mocy zainstalowanych

i odpowiadali za ok. 70% produkcji energii elektrycznej w kraju. Wyżej opisane wskaźniki zostały przedstawione w tab. 4. Przy czym, wśród trzech dominujących podmiotów w rynku wytwarzania energii elektrycznej, w 2018 r. wzrosło znaczenie wytwórców funkcjonujących w grupie kapitałowej ENEA S.A. Taki stan rzeczy wynika z rozpoczęcia eksploatacji w grudniu 2017 r. nowego bloku nr 11 o mocy zainstalowanej 1 075 MW.

Warto zaznaczyć, że na zmniejszenie liczby podmiotów, które dysponują co najmniej 5% udziału

³⁷⁾ 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 2018 r. tj. m.in. po przejściu przez PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. aktywów wytwórczych grupy EDF.

³⁸⁾ 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).

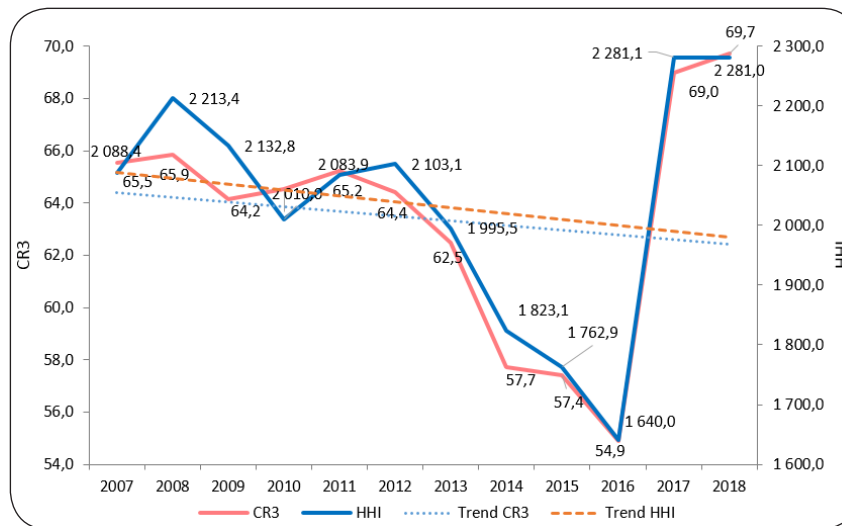
łem w energii wprowadzonej do sieci, w 2018 r. wobec 2017 r., wpłynęło trwale wycofanie z eksploatacji aktywa wytwórczego w grupie kapitałowej PAK, przez co znaczenie tej grupy w podsektorze wytwarzania energii elektrycznej spadło.

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, która utrzymała się w 2018 r. Wysoki poziom obu wskaźników koncentracji zanotowany w 2017 r. nieznacznie zmienił się w 2018 r., według mocy zainstalowanej spadł o 3,1%, zaś według energii wprowadzonej do sieci pozostał na poziomie z 2017 r. Warto podkreślić, że wskaźnik ten liczony dla produkcji już w 2017 r. osiągnął wartość pozwalającą na stwierdzenie, że stopień koncentracji na rynku jest 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 2007-2018 została przedstawiona na rys. 10.

Odnosząc się do przedstawionych powyżej danych dotyczących koncentracji należy zauważyć, że wskaźniki te uległy w 2017 r. tak dużej zmianie w wyniku zmian organizacyjnych dokonanych w sektorze wytwarzania tj. przejścia przez dwie grupy kapitałowe – PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. oraz ENEA S.A. aktywów wytwórczych z innych grup kapitałowych, tj. odpowiednio: EDF

Rysunek 10. Stan koncentracji podsektora wytwarzania oraz udziały w rynku największych podmiotów według energii wprowadzonej do sieci w latach 2007-2018



Źródło: Dane Ministerstwa Energii i URE.

oraz ENGIE Energia Polska. Do utrwalenia wskaźników koncentracji w 2018 r. na równie wysokim poziomie co w 2017 r. przyczyniło się także oddanie do eksploatacji nowych aktywów wytwórczych w grupie kapitałowej ENEA S.A.

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.

Tab. 5 i tab. 6 (str. 37) przedstawiają kształtowanie się form sprzedaży energii elektrycznej w segmentach wytwarzania i obrotu w latach 2017-2018.

W związku z zanotowaniem dużego spadku obrotów na giełdzie w 2017 r. w porównaniu z 2016 r. został zwiększony obowiązek sprzedaży w publicznym obrocie dla wytwórców energii elektrycznej z 15% w 2017 r. do 30% w 2018 r. dla zachowania pierwotnej koncepcji wprowadzenia obliwa giełdowego. Spowodowało to jednak nieznaczny wzrost wolumenu sprzedaży wytwórców i spółek obrotu poprzez giełdę energii w 2018 r. Zarówno wytwórcy, jak i spółki obrotu w 2018 r. dokonywali sprzedaży znacznej części energii elektrycznej do przedsiębiorstw obrotu z własnej grupy kapitałowej.

Tabela 5. Formy sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców w latach 2017-2018 [TWh]

| Rok | Przedsiębiorstwa obrotu | Rynki regulowane, w tym giełda energii | Rynek bilansujący | Eksport | Odbiorcy końcowi | Pozostała sprzedaż* |
|--------|-------------------------|--|-------------------|---------|------------------|---------------------|
| 2017** | 103,5 | 28,3 | 8,1 | 0,0 | 3,2 | 1,9 |
| 2018 | 101,0 | 35,1 | 8,2 | 0,0 | 2,1 | 1,2 |

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

** Dane zostały zmienione w porównaniu z danymi w Sprawozdaniu Prezesa URE za 2017 r. w związku ze skorygowaniem danych przez badane podmioty.

Źródło: Dane Ministerstwa Energii i URE.

Tabela 6. Formy sprzedaży energii elektrycznej przez spółki obrotu w latach 2017-2018 [TWh]

| Rok | Przedsiębiorstwa obrotu | Rynki regulowane, w tym giełda energii | Rynek bilansujący | Eksport | Odbiorcy końcowi | Pozostała sprzedaż* |
|--------|-------------------------|--|-------------------|---------|------------------|---------------------|
| 2017** | 128,3 | 63,1 | 5,9 | 3,8 | 123,1 | 17,6 |
| 2018 | 131,4 | 70,7 | 6,3 | 2,6 | 125,3 | 23,7 |

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

** Dane zostały zmienione w porównaniu z danymi w Sprawozdaniu Prezesa URE za 2017 r. w związku ze skorygowaniem danych przez badane podmioty.

Źródło: Dane Ministerstwa Energii i URE.

W związku z powyższym w 2018 r. zostały przyjęte nowe regulacje prawne, zgodnie z którymi podniesiono obbligo giełdowe do 100% od 1 stycznia 2019 r.³⁹⁾ Jednocześnie wyprzedzając powyższą regulację Minister Energii zaapelował pod koniec lipca 2018 r. do przedsiębiorstw energetycznych, aby od 1 sierpnia 2018 r. obrót energią elektryczną

prowadziły wyłącznie na najbardziej konkurencyjnych i transparentnych zasadach, czyli w oparciu o rynek giełdowy⁴⁰⁾. Cztery największe grupy kapitałowe, z przewagą udziałów Skarbu Państwa, zapowiedziały dostosowanie się do postulatu Ministra. Jednakże podpisane wcześniej umowy sprzedaży zawarte m.in. z przedsiębiorstwami obrotu z własnej grupy kapitałowej na 2018 rok nie mogły być anulowane, zatem apel Ministra nie spowodował

wał znacznego wzrostu wolumenu oferowanej do sprzedaży energii na giełdę.

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 rys. 11 (str. 38) przedstawiono wolumen obrotu oraz średnioważone ceny energii elektrycznej dla kontraktu rocznego w dostawie pasmowej (kontrakt typu BASE) w latach 2011-2018.

Całkowity wolumen transakcji zawartych w 2018 r. na wszystkich rynkach energii elektrycznej na TGE S.A. wyniósł 226,1 TWh, co oznacza wzrost o 102,4% w stosunku do 2017 r., w którym całkowity wolumen zawartych transakcji wyniósł 111,7 TWh. Natomiast licząc po dacie dostawy, sprzedaż energii elektrycznej w całym okresie notowań wszystkich kontraktów z dostawą w 2018 r. wyniosła 129,5 TWh, co stanowiło 78,4%⁴¹⁾ produkcji energii elektrycznej brutto w 2018 r.

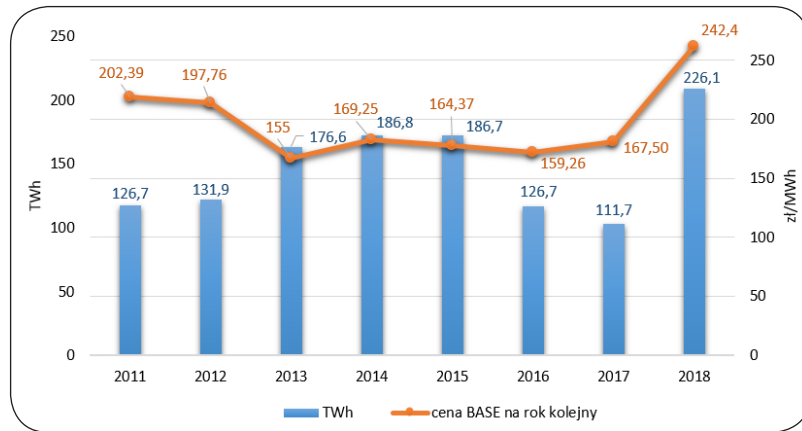
W 2018 r. TGE S.A. prowadziła następujące rynki sprzedaży energii elektrycznej: Rynek Dnia

³⁹⁾ Obowiązek ten wprowadzono ustawą z 9 listopada 2018 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2018 r. poz. 2348) i obowiązuje on od 1 stycznia 2019 r.

⁴⁰⁾ <https://www.gov.pl/web/energia/minister-tchorzewski-wprowadzamy-caly-obrot-energia-elektryczna-na-gield>

⁴¹⁾ W odniesieniu do produkcji energii elektrycznej w 2018 r. według danych PSE S.A.

Rysunek 11. Średnioważona wolumenem cena energii elektrycznej dla kontraktu rocznego BASE na rok następny oraz całkowity wolumen obrotu energią elektryczną w danym roku na wszystkich rynkach energii elektrycznej na TGE S.A.



Źródło: URE na podstawie danych TGE S.A.

Bieżącego (RDB), Rynek Dnia Następnego (RDN), Rynek Terminowy Towarowy (RTT, w tym również w systemie aukcji) oraz Rynek Instrumentów Finansowych (RIF). Na koniec 2018 r. status członka na Rynku Towarów Giełdowych TGE S.A. posiadało 77 podmiotów, przy czym 42 z nich aktywnie uczestniczyły w obrocie na rynkach energii elektrycznej prowadzonych przez TGE S.A.

Największy wolumen obrotu realizowany jest na RTT. W 2018 r. na tym rynku (wraz z aukcjami) zawarto 36 968 transakcji, a łączny wolumen obrotu na nim wyniósł 198,3 TWh. Najbardziej płynnym kontraktem w 2018 r. był kontrakt roczny w dostawie pasmowej na 2019 r. (BASE_Y-19). Wolumen obrotu na tym kontrakcie w 2018 r.

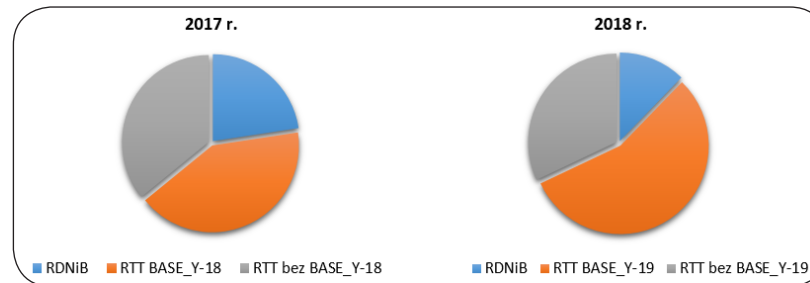
wyniósł 125,8 TWh – stanowi to 63,4% łącznego wolumenu obrotu odnotowanego na parkiecie RTT w 2018 r.

W 2018 r. na RDN zawarto 1 162 736 transakcji. Jednocześnie członkowie giełdy zrealizowali transakcje zakupu/sprzedaży energii elektrycznej o łącznym wolumenie ok. 27,6 TWh, co oznacza wzrost o 9,5% w stosunku do roku poprzedniego.

W 2018 r. na RDB zawarto 5 156 transakcji, a łączny wolumen obrotu na tym rynku wyniósł 77,5 GWh.

Na rys. 12 przedstawiono strukturę obrotu energią elektryczną w latach 2017-2018 na rynkach prowadzonych przez TGE S.A.

Rysunek 12. Struktura obrotu energią elektryczną w latach 2017-2018 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 7 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 2018 r. wolumen kontraktów zawieranych na rynku OTC, nie uwzględniający kontraktów wewnątrzgrupowych, wyniósł 37,8 TWh i był o 19,1% niższy w porównaniu do 2017 r., kiedy to wyniósł 46,7 TWh.

Ceny na hurtowym rynku energii elektrycznej w 2018 r.

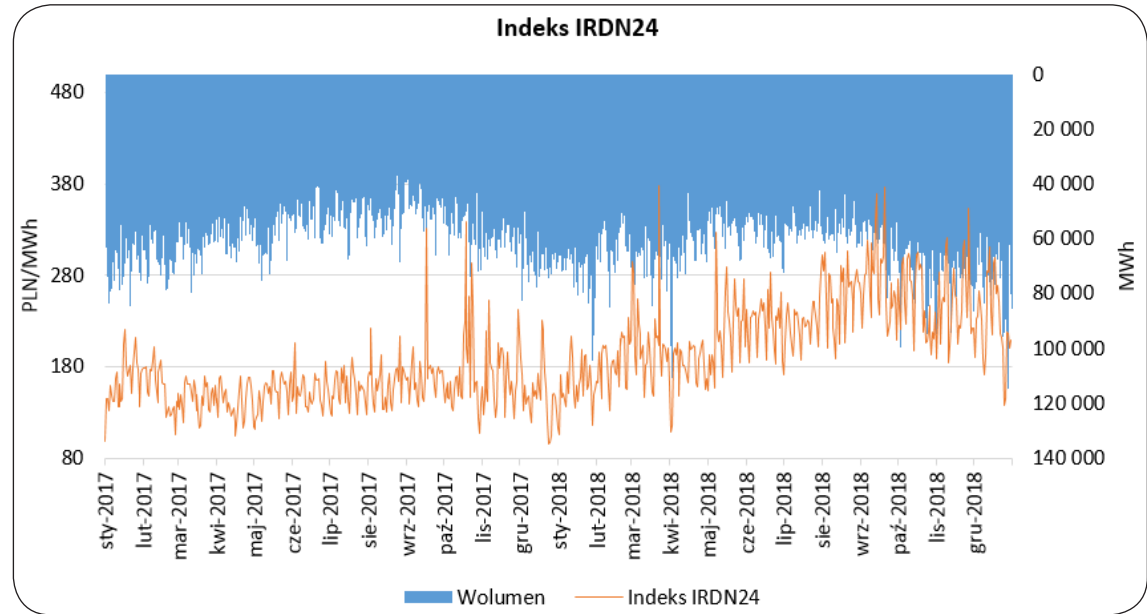
Kształtowanie się cen energii elektrycznej dostarczonej w 2018 r. obrazują trzy wskaźniki cenowe publikowane przez Prezesa URE, tj. średnia roczna i kwartalna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym oraz średnia kwartalna cena energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż wynikające z art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne. Ceny te zostały omówione w części IX niniejszego Sprawozdania.

Ceny na rynku SPOT TGE S.A.

Na rys. 13 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.

Średnia ważona wolumenem cena energii elektrycznej na RDN w 2018 r. wyniosła 224,71 zł/MWh i była wyższa względem 2017 r. o 66,75 zł/MWh, kiedy to cena ta wyniosła 157,96 zł/MWh.

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 2017-2018



Źródło: URE na podstawie danych TGE S.A.

Ceny energii elektrycznej sprzedawanej w 2018 r. na TGE S.A.

W 2018 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-19 w całym 2018 r. ukształtowała się na poziomie

242,40 zł/MWh, podczas gdy w 2017 r. średnioważona wolumenem cena transakcyjna analogicznych kontraktów terminowych BASE_Y-18 wyniosła 167,50 zł/MWh.

Jednocześnie średnia miesięczna cena kontraktów BASE_Y-19 zawieranych w grudniu 2018 r. wyniosła 281,17 zł/MWh, podczas gdy średnia miesięczna cena analogicznych kontraktów BASE_Y-18 zawieranych w grudniu 2017 r. wyniosła 177,63 zł/MWh. Oznacza to wzrost ceny tych kontraktów o 58,3%.

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 2018 r., podobnie jak w latach poprzednich, na rynku energii elektrycznej funkcjonowało 5 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 2018 r. działało 171 przedsiębiorstw wyznaczonych na 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 7.5. 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 2018 r. działało 5 sprzedawców z urzędu, oraz w zależności od obszaru 5 „dużych”

operatorów systemów dystrybucyjnych od 123 do 169 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 (171) 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 przyłączony jest odbiorca obsługiwany przez sprzedawcę. 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 urzędu⁴²⁾) – zależy to od ich suwerennych decyzji biznesowych.

⁴²⁾ Sprzedawcy, którzy pełnią funkcję sprzedawcy z urzędu, mają prawny obowiązek świadczenia usługi kompleksowej odbiorcom w gospodarstwie domowym niekorzystającym z prawa wyboru sprzedawcy.

W 2018 r. funkcjonował wzorzec GUD-K opracowany przez TOE oraz PTPiREE. Warto przypomnieć, że dzięki wypracowanemu wzorcowi każdy sprzedawca, w tym także sprzedawca alternatywny, może oferować odbiorcom w gospodarstwach domowych usługę kompleksową, co czyni jego ofertę bardziej atrakcyjną. Szczegóły dotyczące postępów w zawieraniu wzorca GUD-K opisano w pkt 7.1. 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 korzystali także z działającego na stronie internetowej URE Cenowego Energetycznego Kalkulatora Internetowego⁴³⁾, dzięki któremu odbiorcy w gospodarstwach domowych mogli porównać i dokonać wyboru najkorzystniejszej oferty. Na koniec 2018 r. swoje oferty w Kalkulatorze zamieszczało 36 sprzedawców. Warto zaznaczyć, że w celu zapewnienia porównywalności i czytelności ofert poszczególnych sprzedawców energii elektrycznej, od 1 lutego 2015 r. stosowany był 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 17,6 mln, z czego 90,8% (16 mln) to odbiorcy z grupy taryfowej G, w tym w przeważającej większości odbiorcy w gospodarstwach domowych (ponad 15,1 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 2018 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 nieinformowanie 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 2018 r., zgodnie z właściwością, przekazano Prezesowi UOKiK do oceny 159 spraw mogących 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

⁴³⁾ W związku z wejściem w życie 1 stycznia 2019 r. ustawy z 28 grudnia 2018 r. o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2018 r. poz. 2538), Cenowy Energetyczny Kalkulator Internetowy został zawieszony. Jednocześnie w URE podjęto prace mające na celu opracowanie nowej porównywarki ofert skierowanych do odbiorców w gospodarstwach domowych.

w aktualnie obowiązującej taryfie, a w odniesieniu do odbiorców w gospodarstwach domowych – także o obowiązku, o którym mowa w art. 5a ustawy – Prawo energetyczne.

Zaprezentowane w tab. 7 i na rys. 14 dane dotyczą cen energii elektrycznej oraz opłat dystrybucyjnych, zastosowanych we wskazanych okresach u odbiorców posiadających umowy kompleksowe.

Pomiędzy IV kwartałem 2017 r. a IV kwartałem 2018 r. ceny za energię elektryczną wzrosły dla wszystkich grup taryfowych. Największy wzrost cen energii elektrycznej nastąpił dla odbiorców z grupy taryfowej A – o 14,8%, a najmniejszy dla odbiorców z grupy taryfowej G oraz odbiorców w gospodarstwach domowych – o 0,8%.

Opłaty dystrybucyjne w 2018 r. spadły dla wszystkich grup taryfowych za wyjątkiem odbiorców grupy taryfowej C. Największy spadek opłaty dystrybucyjnej nastąpił dla odbiorców w grupie taryfowej A – o 3,9%, a najmniejszy dla odbiorców w grupie taryfowej G – o 0,4%. Dla odbiorców z grupy taryfowej C opłata dystrybucyjna wzrosła o 0,3%.

2. Regulowanie działalności przedsiębiorstw elektroenergetycznych

2.1. Koncesje

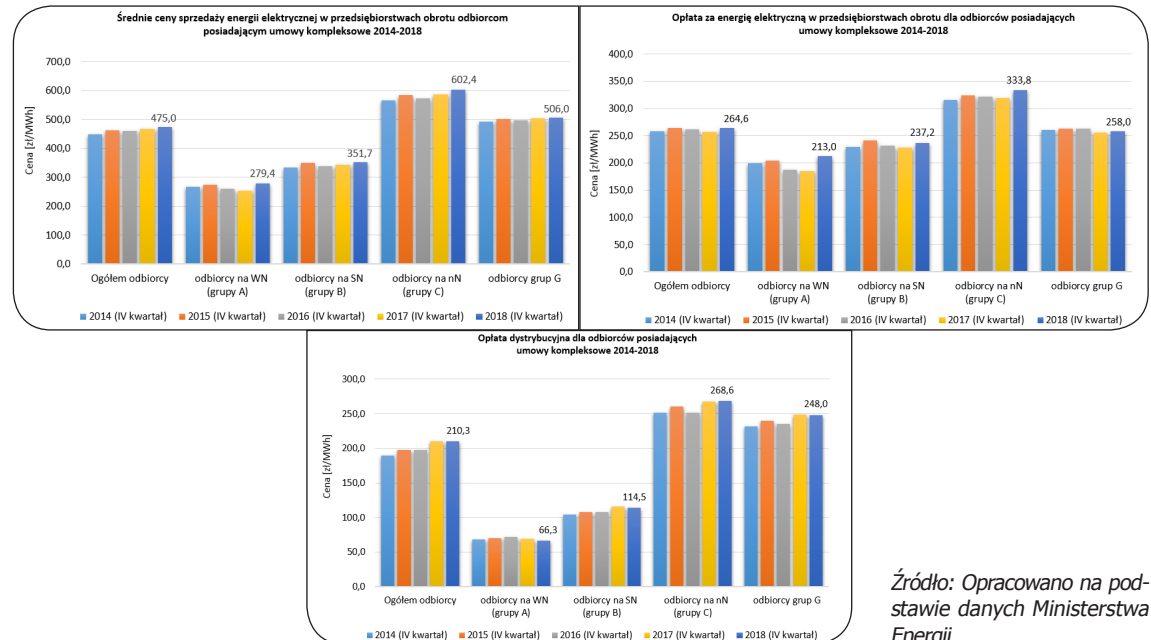
Zgodnie z obowiązującym w 2018 r. brzmieniem art. 32 ustawy – Prawo energetyczne, uzyskania

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

| Wyszczególnienie | IV kwartał 2017 r. | | | IV kwartał 2018 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 | 467,4 | 257,2 | 210,1 | 475,0 | 264,6 | 210,3 |
| w tym: odbiorcy na WN (grupy A) | 254,5 | 185,5 | 69,0 | 279,4 | 213,0 | 66,3 |
| odbiorcy na SN (grupy B) | 344,3 | 228,2 | 116,1 | 351,7 | 237,2 | 114,5 |
| odbiorcy na nN (grupy C) | 587,2 | 319,3 | 267,9 | 602,4 | 333,8 | 268,6 |
| odbiorcy grup G | 505,0 | 255,9 | 249,0 | 506,0 | 258,0 | 248,0 |
| w tym: gospodarstwa domowe | 504,6 | 255,8 | 248,9 | 505,6 | 257,9 | 247,7 |

Źródło: Dane Ministerstwa Energii.

Rysunek 14. Zmiana cen za energię elektryczną i opłat dystrybucyjnych – porównanie IV kwartału w latach 2014-2018



Źródło: Opracowano na podstawie danych Ministerstwa Energii.

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 mikroinstalacji⁴⁴⁾ lub w małej instalacji⁴⁵⁾, wytwarzania energii elektrycznej z biogazu rolniczego, wyłącznie z biogazu rolniczego w kogeneracji, wyłącznie z biopłynów w rozumieniu ustawy OZE,
- przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej,
- obrotu energią elektryczną, z wyłączeniem:
 - a) obrotu energią elektryczną za pomocą instalacji o napięciu poniżej 1 kV będącej własnością odbiorcy;
 - b) obrotu energią elektryczną dokonywanego na giełdzie towarowej w rozumieniu przepisów ustawy z 26 października 2000 r. o gieł-

⁴⁴⁾ Pod pojęciem *mikroinstalacji* należy rozumieć instalację odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 50 kW, przyłączonej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV albo o mocy osiągalnej cieplnej w skojarzeniu nie większej niż 150 kW, w której łączna moc zainstalowana elektryczna jest nie większa niż 50 kW (art. 2 pkt 19 ustawy OZE).

⁴⁵⁾ Pod pojęciem *małej instalacji* należy rozumieć instalację odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 50 kW i mniejszej niż 500 kW, przyłączonej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV albo o mocy osiągalnej cieplnej w skojarzeniu większej niż 150 kW i nie większej niż 900 kW, w której łączna moc zainstalowana elektryczna jest większa niż 50 kW i mniejsza niż 500 kW (art. 2 pkt 18 ustawy OZE).

dach 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 2018 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 2018 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 2018 r. monitorował przebieg procesów związanych z zakończeniem działalności w celu zbadania, czy interes odbiorców nie został zagrożony. W takich sytuacjach Prezes URE ma bowiem prawo i obowiązek interweniowania. W 2018 r. Prezes URE aktywnie monitorował sytuację odbiorców kilku przedsiębiorstw, które zgłosiły zamiar zaprzestania działalności koncesjonowanej w zakresie dystrybucji energii elektrycznej oraz obrotu energią elektryczną i systematycznie przekazują odbiorców innym przedsiębiorstwom prowadzącym działalność w zakresie dystrybucji energii elektrycznej, w celu zapewnienia ciągłości dostaw energii elektrycznej.

Udzielanie koncesji

Prezes URE w 2018 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 terenowych](#)⁴⁶.

W 2018 r. Prezes URE udzielił 100 koncesji w zakresie energii elektrycznej. Liczbę koncesji udzielonych w podziale na poszczególne rodzaje

⁴⁶ Dane dotyczące działalności oddziałów terenowych prezentowane są w części XI Sprawozdania.

działalności koncesjonowanej w zakresie energii elektrycznej przedstawia poniższa tabela.

Tabela 8. Liczba koncesji udzielonych w 2018 r. oraz liczba ważnych koncesji w URE według stanu na koniec 2018 r.

| Energia elektryczna | Koncesje udzielone w 2018 r. [szt.] | Koncesje ważne na koniec 2018 r. (dotyczy urzędu jako całości) [szt.] |
|-----------------------------|-------------------------------------|---|
| Wytwarzanie | 80 | 1 123 |
| Przesyłanie lub dystrybucja | 6 | 184 |
| Obrót | 14* | 450** |
| Razem | 100 | 1 757 |

* W tym 1 koncesja wydana dla podmiotu mającego siedzibę za granicą.

** W tym 28 koncesji wydanych dla podmiotów mających siedzibę za granicą.

Źródło: URE.

W okresie sprawozdawczym wydano również 201 decyzji udzielających promesy koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej.

Tabela 9. Instalacje OZE (instalacje objęte koncesją Prezesa URE, wpisem do rejestru wytwórców energii w małej instalacji, mikroinstalacje) wg stanu na 31 grudnia 2018 r.

| Rodzaj instalacji OZE | Sumaryczna moc zainstalowana [MW] | Liczba instalacji |
|--|-----------------------------------|-------------------|
| Instalacje wykorzystujące biogaz* | 134,930 | 208 |
| Instalacje wykorzystujące biomasę | 1 362,870 | 48 |
| Instalacje wykorzystujące energię promieniowania słonecznego | 146,995 | 671 |

| Rodzaj instalacji OZE | Sumaryczna moc zainstalowana [MW] | Liczba instalacji |
|--|-----------------------------------|-------------------|
| Instalacje wykorzystujące energię wiatru | 5 864,443 | 1 198 |
| Instalacje wykorzystujące hydroenergię | 981,504 | 765 |
| Instalacje wykorzystujące technologię współspalania biomasy, biopłynów, biogazu lub biogazu rolniczego z innymi paliwami** | - | 32 |
| Łącznie | 8 490,742 | 2 922 |

* Nie uwzględnia danych dot. 95 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.

W 2018 r. Prezes URE udzielił 156 promes koncesji/promes zmiany koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej z OZE, natomiast na 31 grudnia 2018 r. ważnych było 369 tego rodzaju promes.

Tabela 10. Projektowane instalacje OZE na podstawie ważnych na 31 grudnia 2018 r. promes koncesji

| Rodzaj instalacji OZE | Sumaryczna moc zainstalowana [MW] | Liczba instalacji |
|--|-----------------------------------|-------------------|
| Instalacje wykorzystujące biogaz* | 7,173 | 6 |
| Instalacje wykorzystujące biomasę | 46,923 | 7 |
| Instalacje wykorzystujące energię promieniowania słonecznego | 254,180 | 234 |
| Instalacje wykorzystujące energię wiatru | 1 878,235 | 117 |

| Rodzaj instalacji OZE | Sumaryczna moc zainstalowana [MW] | Liczba instalacji |
|--|-----------------------------------|-------------------|
| Instalacje wykorzystujące hydroenergię | 0,940 | 2 |
| Instalacje termicznego przekształcania odpadów | 98,993 | 4 |
| Instalacje wykorzystujące energię geotermalną | 2,18 | 2 |
| Łącznie | 2 288,624 | 372 |

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

Źródło: URE.

Zmiany koncesji

W 2018 r. wydano 264 decyzje zmieniające udzielone koncesje oraz 31 decyzji zmieniających udzielone promesy koncesji. Zmiany te wzorem lat ubiegłych podyktowane były w szczególności:

- 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,
- zmianą przepisów ustawy OZE w zakresie określenia łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej definiującej małą instalację,
- przedłużeniem terminu obowiązywania promesy koncesji m.in. z uwagi na wydłużający się proces realizacji inwestycji lub uzyskania przyłączenia do sieci.

Zmiany koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej odmówiono w 1 przypadku.

Cofnięcia, uchylenia, stwierdzenie wygaśnięcia koncesji

W 2018 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 46 koncesji.

Ponadto, w 181 przypadkach stwierdzono wygaśnięcie koncesji, głównie w konsekwencji zmiany ustawy OZE dokonanej ustawą z 7 czerwca 2018 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw⁴⁷⁾. Zmienione bowiem zostały definicje mikroinstalacji OZE oraz małej instalacji OZE. Istotne jest, że w przypadku mikroinstalacji OZE nastąpiło zwiększenie granicznego parametru łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mikroinstalacji z 40 kW na 50 kW, natomiast przedział łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej małych instalacji OZE określony został jako: moc większa niż 50 kW i mniejsza niż 500 kW (przed nowelizacją – moc większa niż 40 kW i mniejsza niż 200 kW). Powyższe zmiany miały istotny wpływ na zakres reglamentacji działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, skutkując zwolnieniem części mikroinstalacji OZE z obo-

wiązku wpisu do rejestru małych instalacji odnawialnych źródeł energii, a także „migracją” części instalacji OZE objętych dotychczas obowiązkiem uzyskania koncesji Prezesa URE do zbioru małych instalacji OZE.

Wprowadzenie wyżej przedstawionych zmian przepisów prawa skutkowało koniecznością podjęcia przez URE czynności mających na celu dostosowanie warunków wykonywania reglamentowanej działalności gospodarczej do nowych regulacji prawnych. Zgodnie z dyspozycją przepisów przejściowych ustawy z 7 czerwca 2018 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw, dokonano wykreślenia z rejestru małych instalacji OZE tych wytwórców energii elektrycznej w małej instalacji OZE, którzy z dniem wejścia w życie ustawy zmieniającej stali się wytwórcami energii w mikroinstalacji oraz wpisaniami do rejestru małych instalacji OZE wytwórców „migrujących” z systemu koncesyjnego. Powyższe zmiany zostały potwierdzone wydaniem w ustawowych terminach stosownych zaświadczeń.

Odmowa udzielenia koncesji

W 2018 r. w 13 przypadkach wydano decyzję odmawiającą udzielenia koncesji. Powodem odmowy było niedysponowanie przez przedsiębiorców środkami finansowymi w wielkości gwarantującej prawidłowe wykonywanie działalności oraz brak udokumentowania możliwości ich pozyskania lub nieposiadanie możliwości technicznych gwarantujących prawidłowe wykonywanie działalności.

⁴⁷⁾ Dz. U. z 2018 r. poz. 1276.

Ponadto w 3 przypadkach odmówiono udzielenia promes koncesji.

Inne decyzje w sprawach koncesji

W roku sprawozdawczym w 70 przypadkach wnioski w sprawie koncesji/promes koncesji w zakresie energii elektrycznej pozostawiono bez rozpoznania na podstawie art. 35 ust. 2b ustawy – Prawo energetyczne, a 33 postępowania umorzono, w wyniku wystąpienia okoliczności powodujących ich bezprzedmiotowość lub na wniosek strony.

2.2. 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 – Prawo przedsiębiorców 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 50 kW i mniejszej niż 500 kW, przyłączonej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV albo o mocy osiągalnej cieplnej

w skojarzeniu większej niż 150 kW i nie większej niż 900 kW, w której łączna moc zainstalowana elektryczna jest większa niż 50 kW i mniejsza niż 500 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 i zmianą wpisu do Rejestru, składaniem wniosków o wpis oraz wykreślaniem z Rejestru uregulowane zostały w art. 7-16a 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 – Prawo przedsiębiorców.

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 2018 r. przez [departament DEK](#) i [departament DZO](#) – w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w instalacji OZE: wykorzystującej biomasę, w tym w kogeneracji, wykorzystującej biogaz inny niż biogaz rolniczy w kogeneracji, jak również przez [oddziały terenowe URE](#) – w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w instalacjach OZE wykorzystujących w procesie przetwarzania energię wiatru, hydroenergię, promieniowania słonecznego, aerotermalną, geotermalną, hydrotermalną, fal, prądów i pływów morskich oraz energię pozyskiwaną z biogazu, jeśli wytwarzanie nie obejmuje wytwarzania w kogeneracji.

Tabela 11. Instalacje OZE wpisane do rejestru wytwórców energii w małej instalacji – stan na 31 grudnia 2018 r.

| Rodzaj instalacji OZE | Sumaryczna moc zainstalowana [MW] | Liczba instalacji |
|--|-----------------------------------|-------------------|
| Instalacje wykorzystujące biogaz* | 29,447 | 109 |
| Instalacje wykorzystujące biomasę | 0,470 | 2 |
| Instalacje wykorzystujące energię promieniowania słonecznego | 24,194 | 144 |
| Instalacje wykorzystujące energię wiatru | 36,212 | 124 |
| Instalacje wykorzystujące hydroenergię | 50,635 | 338 |
| Łącznie | 140,958 | 717 |

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

Źródło: URE.

2.3. Taryfy i warunki ich kształtowania

W 2018 r., podobnie jak w latach poprzednich, Prezes URE prowadził postępowania w sprawie zatwierdzenia taryfy dla energii elektrycznej dla:

- 1) operatora systemu przesyłowego (OSP) – dla podmiotów korzystających z usługi przesyłania na podstawie umowy przesyłowej,
- 2) operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD), którzy 1 lipca 2007 r. dokonali rozdziału działalności – dla odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnych na wszystkich poziomach napięć, czyli dla odbiorców przemysłowych, średniego i małego biznesu oraz gospodarstw domowych,

- 3) przedsiębiorstw obrotu energią elektryczną – w odniesieniu do odbiorców grup taryfowych G, przyłączonych do sieci danego operatora systemu dystrybucyjnego, dla których przedsiębiorstwo obrotu świadczy usługę kompleksową,
- 4) pozostałych przedsiębiorstw energetycznych, tzw. przedsiębiorstw energetyki przemysłowej, w zakresie obrotu energią elektryczną (grupy G) i w zakresie dystrybucji energii elektrycznej dla odbiorców przyłączonych do sieci tych przedsiębiorstw.

Prezes URE przygotowując w 2018 r. wytyczne do kalkulacji taryf na 2019 r. dla operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD), którzy 1 lipca 2007 r. dokonali rozdziału działalności, równoległe prowadził prace związane ze zmianą dotychczasowego modelu regulacji jakościowej szczegółowo opisanego w dokumencie *Strategia Regulacji Operatorów Systemów Dystrybucyjnych na lata 2016-2020 (którzy dokonali z dniem 1 lipca 2007 r. rozdzielenia działalności)* obowiązującego od 2016 r.

W rezultacie, na bazie doświadczeń zebranych w trakcie dwuletniego okresu funkcjonowania modelu regulacji jakościowej na lata 2016-2020 dla 5 największych OSD w Polsce, dokonano zapowiadanej w 2015 r. (przy opracowywaniu modelu) ewaluacji modelu regulacji jakościowej. Najważniejsze zmiany dokonane w modelu regulacji jakościowej to:

- wprowadzenie wskaźników obszarowych – w miejsce wskaźników SAIDI, SAIFI wprowadzono wskaźniki obszarowe z podziałem na 4 obszary: duże miasta, miasta na prawach powiatu, miasta, wsie,

- wyznaczenie nowych długoterminowych celów (do 2025 r.) wraz z nowymi punktami startowymi,
- wyeliminowanie z obliczania wskaźników jakościowych zdarzeń pogodowych o charakterze katastrofalnym,
- przyznanie premii za wykonanie celów końcowych regulacji jakościowej,
- odniesienie kary do kwoty zwrotu z kapitału stanowiącego część przychodu regulowanego.

W wyniku dokonanych zmian został opracowany dokument pn. *„Regulacja jakościowa w latach 2018-2025 dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych (którzy dokonali, z dniem 1 lipca 2007 r., rozdzielenia działalności) – wersja z dnia 17 września 2018 r.”*.

Niezależnie od powyższych działań Prezes URE w 2018 r. prowadził, podobnie jak w latach ubiegłych, szereg innych prac związanych z przygotowaniem procesu taryfowego dla operatora systemu przesyłowego (OSP) oraz 5 największych operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD), którzy 1 lipca 2007 r. dokonali rozdziału działalności.

Zatwierdzanie taryf dla OSP, OSD i przedsiębiorstw obrotu

Postępowanie w sprawie zatwierdzenia taryfy dla operatora systemu przesyłowego (OSP) zostało wszczęte we wrześniu 2018 r. po uprzednim wezwaniu tego przedsiębiorstwa przez Prezesa URE do przedłożenia wniosku o zatwierdzenie taryfy na 2019 r. Przedsiębiorstwo złożyło taryfę, która została skalkulowana 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. Równoległe, w III kwartale 2018 r., prowadzone były postępowania w sprawie zatwierdzenia taryf na 2019 r. dla 5 największych OSD tj. PGE Dystrybucja S.A., TAURON Dystrybucja S.A., ENEA Operator Sp. z o.o., ENERGA OPERATOR S.A., innogy Stoen Operator Sp. z o.o. oraz taryf dla energii elektrycznej dla odbiorców grup taryfowych G dla 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.

Z przyczyn niezależnych od Prezesa URE, postępowania w sprawie zatwierdzenia taryf dla ww. przedsiębiorstw nie zostały zakończone w 2018 r. Na końcowym etapie prowadzonych postępowań pojawiły się bowiem nowe okoliczności, które znalazły odzwierciedlenie w ustawie z 28 grudnia 2018 r. Przepisy tej ustawy wyłączyły m.in. kompetencje Prezesa URE do zatwierdzania taryf przesyłowych i dystrybucyjnych w oparciu o zasadę kosztów uzasadnionych, zasadę równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii oraz zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego. Jednocześnie, ustawowo zostały określone stawki opłat przesyłowych i dystrybucyjnych zawartych w taryfach zatwierdzonych w 2019 r. opracowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej – w wysokości nie wyższej niż stawki opłat brutto stosowane 31 grudnia 2018 r., uwzględniając zmniejszenie stawek opłaty przeje-

ściowej. Mając na uwadze, że ustawa z 28 grudnia 2018 r. budziła szereg wątpliwości interpretacyjnych, co znalazło odzwierciedlenie w przedłożonych Prezesowi URE, po dniu wejścia w życie wspomnianej ustawy, wnioskach przedsiębiorstw energetycznych o zatwierdzenie taryf w zakresie przesyłania oraz dystrybucji energii elektrycznej, Prezes URE wystąpił do ministra energii o dokonanie stosownej nowelizacji ww. ustawy. Mając na uwadze powyższe okoliczności, postępowania administracyjne w sprawie zatwierdzania taryf dla 5 największych OSD oraz Operatora Systemu Przesyłowego (OSP) były kontynuowane w 2019 r.

Zatwierdzenie 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 zarówno w centrali urzędu ([departament DRE](#)), jak i [oddziałach terenowych](#)⁴⁸⁾.

⁴⁸⁾ Dodatkowe informacje dotyczące działalności oddziałów terenowych URE prezentowane są w części XI Sprawozdania.

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 departamencie DRE

Ogółem w zakresie taryf dla energii elektrycznej wydano w 2018 r. 65 decyzji administracyjnych, w tym:

- 23 decyzje o zatwierdzeniu taryfy dla energii elektrycznej dla przedsiębiorstw energetyki przemysłowej,
- 42 decyzje dotyczące zmiany zatwierdzonych taryf dla energii elektrycznej, w tym:
 - 14 decyzji dla operatorów, którzy z dniem 1 lipca 2007 r. dokonali rozdzielenia działalności;

– 28 decyzji dla przedsiębiorstw energetyki przemysłowej.

Do 31 grudnia 2018 r. nie zostały zakończone 32 postępowania administracyjne w sprawie zatwierdzenia taryf dla energii elektrycznej bądź ich zmian, w tym:

- 1 postępowanie o zatwierdzenie taryfy dla operatora systemu przesyłowego,
- 4 postępowania o zatwierdzenie taryfy dla przedsiębiorstw pełniących funkcję sprzedawców z urzędu,
- 5 postępowań o zatwierdzenie taryfy dla operatorów, którzy z dniem 1 lipca 2007 r. dokonali rozdzielenia działalności,
- 22 postępowania o zatwierdzenie taryf lub ich zmian dla przedsiębiorstw energetyki przemysłowej.

Powodem tak dużej liczby spraw, które pozostały do rozpatrzenia na rok następny, było przede wszystkim zapowiadane wejście w życie ustawy z 28 grudnia 2018 r. (opisane szerzej powyżej).

Statystyka ilościowa prowadzonych postępowań w oddziałach terenowych

Ogółem, w zakresie taryf dla energii elektrycznej, w oddziałach terenowych w 2018 r. rozpoznawano 185 wniosków, z czego 140 zakończyło się wydaniem decyzji, a 45 wg stanu na 31 grudnia 2018 r. nadal było w toku. W okresie sprawozdawczym oddziały terenowe z upoważnienia Prezesa URE zatwierdziły 73 taryfy na energię elektryczną, dokonały zmian 58 taryf, w tym w 22 przypad-

kach w zakresie zmiany okresu ich obowiązywania. W 5 przypadkach odmówiono zatwierdzenia taryfy, a w 2 dokonania zmiany taryfy. Ponadto, 2 z toczących się postępowań zakończyły się ich umorzeniem.

Przedsiębiorstwa energetyczne w 2018 r. wystąpiły do Prezesa URE o zatwierdzenie cen i stawek opłat energii elektrycznej wyższych od ostatnio stosowanych średnio o 3,98%. W wyniku działań regulacyjnych prowadzonych przez oddziały terenowe w trakcie postępowań o zatwierdzenie taryf dla energii elektrycznej, ostateczny wskaźnik spadku ukształtował się na poziomie 0,22%.

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

Obowiązki sprawozdawcze i informacyjne wytwórców energii elektrycznej w małych instalacjach OZE

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

1 000 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 2018 r. do złożenia kwartalnego sprawozdania przez wytwórców prowadzących działalność gospodarczą polegającą na wytwarzaniu energii elektrycznej w instalacji OZE wykorzystującej biomasę, w tym w kogeneracji lub wykorzystującej biogaz inny niż biogaz rolniczy w kogeneracji (sprawozdania składane do departamentów DEK i DZO), było zobowiązanych 46 przedsiębiorstw energetycznych, co oznacza, że w 2018 r. przeanalizowano 130 takich sprawozdań. Natomiast oddziały terenowe przeanalizowały 1 887 takich sprawozdań kwartalnych.

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.

Obowiązki sprawozdawcze i informacyjne operatorów systemów elektroenergetycznych

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.

Ponadto 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.

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 środków z tytułu opłaty OZE

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

W myśl art. 100 ust. 2a ustawy OZE, zobowiązanym do przekazywania Prezesowi URE wyżej wymienionych informacji w analogicznym terminie, jest również operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego.

Zgodnie z brzmieniem art. 40 ust. 2 ustawy OZE, operatorzy systemów dystrybucyjnych elek-

troenergetycznych, 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 2018 r. obowiązek ten został zrealizowany, a szczegółowe informacje przedstawione zostały w części IV Sprawozdania (pkt 5. *Wyznaczenie sprzedawców zobowiązanych*).



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 |
|---|---|--|--|
| Aukcje przeprowadzone w latach 2016-2017 | | | |
| 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 w brzmieniu obowiązującym przed wejściem w życie ustawy z 7 czerwca 2018 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw | 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 tj. od zakończenia okresu wsparcia | Obowiązek do zakończenia 2018 r. nie był 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 w brzmieniu obowiązującym przed wejściem w życie ustawy z 7 czerwca 2018 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw | 30 dni od zakończenia każdego roku kalendarzowego | 1. Obowiązek za 2017 r. był realizowany do 30 stycznia 2018 r. 2. Obowiązek za 2018 r. był realizowany do 30 stycznia 2019 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 w brzmieniu obowiązującym przed wejściem w życie ustawy z 7 czerwca 2018 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw | 30 dni od dnia wytworzenia po raz pierwszy tej energii | Obowiązek jest realizowany na bieżąco |
| 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 w brzmieniu obowiązującym przed wejściem w życie ustawy z 7 czerwca 2018 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw | 30 dni od zakończenia każdego roku kalendarzowego | 1. Obowiązek za 2017 r. był realizowany do 30 stycznia 2018 r. 2. Obowiązek za 2018 r. był realizowany do 30 stycznia 2019 r. |
| Aukcje przeprowadzone w 2018 r. | | | |
| Oświadczenie o pomocy inwestycyjnej, o której mowa w art. 39 ust. 1 ustawy OZE, udzielonej po dniu złożeniu oświadczenia, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 9 ustawy OZE | art. 39 ust. 7 ustawy OZE w brzmieniu obowiązującym po wejściu w życie ustawy z 7 czerwca 2018 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw | Najpóźniej w dziesiątym dniu miesiąca następującego po miesiącu, w którym nastąpiło udzielenie pomocy inwestycyjnej | Żaden podmiot w 2018 r. nie złożył oświadczenia |
| Oświadczenie o nieudzieleniu pomocy inwestycyjnej, o której mowa w art. 39 ust. 1 ustawy OZE w poprzednim roku kalendarzowym, albo oświadczenie o wartości tej pomocy | art. 39 ust. 9 ustawy OZE w brzmieniu obowiązującym po wejściu w życie ustawy z 7 czerwca 2018 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw | 30 dni od zakończenia roku kalendarzowego | Obowiązek za 2018 r. był realizowany do 30 stycznia 2019 r. |
| Informacja o stanie wykonania harmonogramu, o którym mowa w art. 75 ust. 5 pkt 6 ustawy OZE | art. 83 ust. 1 pkt 1 ustawy OZE w brzmieniu obowiązującym po wejściu w życie ustawy z 7 czerwca 2018 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw | 30 dni od zakończenia każdego roku kalendarzowego | Obowiązek za 2018 r. był realizowany do 30 stycznia 2019 r. |

| Rodzaj informacji | Podstawa prawna jej przekazania | Termin przekazania | Uwagi |
|--|---|--|---|
| Informacja o dniu wytworzenia oraz wprowadzenia energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii do sieci, potwierdzona przez operatora sieci przesyłowej elektroenergetycznej lub operatora sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej i jej sprzedaży po raz pierwszy w ramach systemu aukcyjnego | art. 83 ust. 1 pkt 2 ustawy OZE w brzmieniu obowiązującym po wejściu w życie ustawy z 7 czerwca 2018 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw | 30 dni od dnia sprzedaży energii elektrycznej po raz pierwszy w ramach wygranej oferty aukcyjnej | Obowiązek jest realizowany na bieżąco |
| Informacja o ilości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, jaką wytwórca sprzedał w poprzednim roku kalendarzowym w ramach systemu aukcyjnego | art. 83 ust. 1 pkt 3 ustawy OZE w brzmieniu obowiązującym po wejściu w życie ustawy z 7 czerwca 2018 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw | 30 dni od zakończenia każdego roku kalendarzowego | Obowiązek za 2018 r. był realizowany do 30 stycznia 2019 r. |

Źródło: URE.

Obowiązki sprawozdawcze i informacyjne przedsiębiorstw energetycznych, które otrzymały zaświadczenie o możliwości sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej zgodnie z przepisami art. 70a-70f ustawy OZE

| Rodzaj informacji | Podstawa prawna jej przekazania | Termin przekazania | Uwagi |
|---|---------------------------------|---|---|
| Oświadczenie o pomocy inwestycyjnej, o której mowa w art. 39a ust. 1 ustawy OZE, udzielonej po dniu złożeniu oświadczenia, o którym mowa w art. 70b ust. 3 pkt 6 ustawy OZE | art. 39a ust. 7 ustawy OZE | Najpóźniej w dziesiątym dniu miesiąca następującego po miesiącu, w którym nastąpiło udzielenie pomocy inwestycyjnej | Żaden podmiot w 2018 r. nie złożył oświadczenia |
| Oświadczenie o nieudzieleniu pomocy inwestycyjnej, o której mowa w art. 39a ust. 1 ustawy OZE w poprzednim roku kalendarzowym, albo oświadczenie o wartości tej pomocy | art. 39a ust. 9 ustawy OZE | 30 dni od zakończenia roku kalendarzowego | Obowiązek za 2018 r. był realizowany do 30 stycznia 2019 r. |
| Informacja o stanie wykonania harmonogramu, o którym mowa w art. 70b ust. 4 pkt 1 lit. e ustawy OZE | art. 70b ust. 11 ustawy OZE | 30 dni od zakończenia każdego roku kalendarzowego | Obowiązek za 2018 r. był realizowany do 30 stycznia 2019 r. |

Źródło: URE.



3. 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 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 2018 r. Prezes URE wyznaczył 2 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 2018 r. Prezes URE dokonał zmian w 23 decyzjach wyznaczających OSD.

Uchylenie, stwierdzenie wygaśnięcia decyzji w sprawie wyznaczenia OSD

W 2018 r. Prezes URE w 6 przypadkach stwierdził wygaśnięcie decyzji w sprawie wyznaczenia OSD.

W wyniku ww. decyzji, według stanu na koniec 2018 r., na rynku energii elektrycznej funkcjonowało 183 operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, w tym 5 prawnie wydzielonych OSD.

.....

4. Zatwierdzanie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci

Operator Systemu Przesyłowego

Do najważniejszych zmian wprowadzonych do IRIESP i zatwierdzonych w 2018 r. przez Prezesa URE należy zaliczyć:

- wprowadzenie do IRIESP modyfikacji procesu certyfikowania Obiektów Redukcji (ORed) w związku ze świadczeniem usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie Operatora Sys-

temu przesyłowego oraz nowego programu w ramach usługi DSR – Programu Bieżącego Uproszczonego, w którym przedmiotem rozliczeń jest wykorzystanie rezerwy interwencyjnej (decyzja z 22 października 2018 r.),

- zmiany zapisów IRIESP dotyczących funkcjonowania Rynku Bilansującego (RB) w zakresie związanym z działalnością Wyznaczonych Operatorów Rynku Energii Elektrycznej (ang. NEMO) w taki sposób, aby umożliwić funkcjonowanie wielu NEMO w polskim obszarze rynkowym (decyzja z 30 października 2018 r.),
- wprowadzenie do IRIESP zmian limitów cen energii elektrycznej na RB stanowiących wypełnienie zobowiązania Polski wskazanego w decyzji notyfikacyjnej Komisji Europejskiej w sprawie wdrożenia w Polsce rynku mocy z 7 lutego 2018 r.⁴⁹⁾ oraz modyfikacji mechanizmów RB w wyniku doświadczeń uzyskanych z ich funkcjonowania i rozwoju zasad RB przy uwzględnieniu uwarunkowań aktualnego modelu RB (decyzja z 18 grudnia 2018 r.).

Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych

W 2018 r. Prezes URE zatwierdził zmiany IRIESD dla: ENERGA OPERATOR S.A. (zmieniona czterokrotnie), TAURON Dystrybucja S.A. (zmieniona

⁴⁹⁾ *European Commission Brussels, 7.2.2018 C(2018) 601 final, subject: State aid No SA.46100 (2017/N) – Poland – Planned Polish capacity mechanism* (opublikowana: http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/272253/272253_1977790_162_2.pdf).

trzykrotnie), innogy Stoen Operator Sp. z o.o., ENEA Operator Sp. z o.o. oraz PGE Dystrybucja S.A. (zmienione dwukrotnie).

Zmiany IRIESD miały na celu głównie wprowadzenie lub aktualizację standardowych profili zużycia wykorzystywanych w bilansowaniu handlowym miejsc dostarczania energii elektrycznej dla odbiorców o mocy umownej nie większej niż 40 kW.

W związku z wykorzystaniem liczników zdalnego odczytu jako przedpłatowych układów pomiarowo-rozliczeniowych, w tym przy wznawianiu dostarczania energii elektrycznej, oraz z konieczności uwzględnienia nowelizacji przepisów ustawy – Prawo energetyczne, a także ustawy ADR, zmienione zostały IRIESD ENERGA OPERATOR S.A. oraz TAURON Dystrybucja S.A.

W przypadku ENERGA OPERATOR S.A., w celu dokładniejszego planowania bezwzględnej krzywej dostaw energii, dokonano zmiany IRIESD poprzez wprowadzenie nowego mechanizmu wyznaczania bezwzględnej krzywej godzinowego zapotrzebowania na energię elektryczną.

.....

5. Budowa wspólnego rynku energii elektrycznej – wdrożenie wytycznych i kodeksów sieciowych

Wytyczne i kodeksy sieciowe

Rozporządzenie 714/2009 przyznało Komisji Europejskiej kompetencję do przyjęcia kodek-

sów 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 ich implementacji do prawa krajowego.

Rozporządzenia zawierają bezpośrednio obowiązujące normy prawa, ale także określają metody, warunki, wymogi i zasady, które mają zostać opracowane przez poszczególne podmioty (OSP i Wyznaczonych Operatorów Energii Elektrycznej – NEMO), a następnie podlegają zatwierdzeniu odpowiednio przez wszystkie europejskie organy regulacyjne, wszystkie organy regulacyjne danego regionu lub indywidualnie przez każdy organ regulacyjny (lub inny właściwy organ zainteresowanego państwa członkowskiego).

Zgodnie z nowelizacją ustawy – Prawo energetyczne przyjętą w 2018 r. użytkownicy systemu, w tym odbiorcy, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączone do sieci operatora systemu elektroenergetycznego, lub korzystający z usług świadczonych przez tego operatora, będą obowiązani stosować się do warunków i wymagań oraz procedur postępowania i wymiany informacji określonych w metodach, warunkach, wymogach i zasadach przyjętych na podstawie kodeksów sieci oraz wytycznych Komisji Europejskiej.

Wszystkie planowane kodeksy sieci oraz wytyczne Komisji Europejskiej zostały już ogłoszone (zakres regulacji poszczególnych kodeksów sieci i wytycznych został przedstawiony w Sprawozdaniu Prezesa URE za 2017 rok). Wobec tego podjęto prace zmierzające do realizacji obowiązków wynikających z tych aktów prawa UE.

Tabela 12. Obowiązujące rozporządzenia Komisji Europejskiej (kodeksy sieciowe i wytyczne KE)

| Nazwa kodeksu sieci / wytycznych | Publikacja |
|---|---------------------------------------|
| 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, s. 24 |
| Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1719 z 26 września 2016 r. ustanawiające wytyczne dotyczące długoterminowej alokacji zdolności przesyłowych | Dz. Urz. UE L 259 z 27.09.2016, s. 42 |
| Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2195 z 23 listopada 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące bilansowania | Dz. Urz. UE L 312 z 28.11.2017, s. 6 |
| Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1388 z 17 sierpnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący przyłączenia odbioru | Dz. Urz. UE L 223 z 18.08.2016, s. 10 |
| Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci | Dz. Urz. UE L 112 z 27.04.2016, s. 1 |
| 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 | Dz. Urz. UE L 241 z 8.09.2016, s. 1 |
| Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/1485 z 2 sierpnia 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej | Dz. Urz. UE L 220 z 25.08.2017, s. 1 |
| Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2196 z 24 listopada 2017 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych | Dz. Urz. UE L 312 z 28.11.2017, s. 54 |

Źródło: Opracowanie własne URE.

Rozporządzenie 2015/1222

Prezes URE w ramach obowiązków wynikających z rozporządzenia 2015/1222 brał udział we wzajemnych konsultacjach, współpracy i wspólnej koordynacji organów regulacyjnych. Większość warunków lub metod przedłożonych przez OSP lub NEMO zgodnie z tym rozporządzeniem zostało zatwierdzonych, część została na wspólny wniosek organów regulacyjnych przekazana do ACER. Z uwagi na intensywne prace zmierzające do wdrożenia jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego część zatwierdzonych już warunków lub metod wymagała zmiany.

Tabela 13. Stan prac nad procedowanymi przez Prezesa URE w 2018 r. metodami lub warunkami wynikającymi z rozporządzenia 2015/1222, które podlegają zatwierdzeniu przez wszystkie organy regulacyjne (status podano na koniec 2018 r.)

| Warunki lub metody | Podmioty wnioskujące | Status |
|--|----------------------|------------------------------------|
| Druga zmiana regionów wyznaczania zdolności przesyłowych | OSP | Przekazanie sprawy do ACER |
| Metoda zabezpieczająca | NEMO | Decyzje Prezesa URE ⁵⁰⁾ |

⁵⁰⁾ <http://bip.ure.gov.pl/download/3/9669/20180131ZatwierdzenianawniosekEPEXSPOTSE.pdf>, <http://bip.ure.gov.pl/download/3/9668/20180131ZatwierdzenianawniosekNordPoolAS.pdf>, <http://bip.ure.gov.pl/download/3/9667/20180131ZatwierdzenianawniosekTowarowejGieldyEnergiiSA.pdf>

| Warunki lub metody | Podmioty wnioskujące | Status |
|---|----------------------|--|
| Algorytm łączenia cen i algorytm handlu ciągłego, w tym zbiór wymogów OSP związanych z efektywną alokacją zdolności przesyłowych i zbiór wymogów NEMO w zakresie efektywnego kojarzenia | NEMO | Decyzja ACER ⁵¹⁾ |
| Produkty w procesie jednolitego łączenia rynków dnia następnego | NEMO | Decyzje Prezesa URE ⁵²⁾ |
| Metoda planowanych wymian wynikających z jednolitego łączenia rynków dnia następnego | OSP | Współpraca i wspólna koordynacja organów regulacyjnych w celu osiągnięcia porozumienia |
| Produkty w procesie jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego | NEMO | Decyzje Prezesa URE ⁵³⁾ |
| Metoda wyceny zdolności przesyłowych dnia bieżącego | OSP | Przekazanie sprawy do ACER |
| Metoda planowanych wymian wynikających z jednolitego łączenia rynków dnia następnego | OSP | Współpraca i wspólna koordynacja organów regulacyjnych w celu osiągnięcia porozumienia |
| Propozycja czasu otwarcia bramki dla transgranicznego rynku dnia bieżącego i czasu zamknięcia bramki dla transgranicznego rynku dnia bieżącego | OSP | Decyzja ACER ⁵⁴⁾ |

Źródło: Opracowanie własne URE.

⁵¹⁾ https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2008-2018%20on%20the%20NEMOs%20proposal%20on%20DA%20and%20ID%20Algorithms.pdf

⁵²⁾ <http://bip.ure.gov.pl/download/3/9695/20180131ZatwierdzenieprzedlozonychprzezEPEXSPOTSEproduktow.pdf>, <http://bip.ure.gov.pl/download/3/9693/20180131ZatwierdzenieprzedlozonychprzezNordPoolASproduktow.pdf>, <http://bip.ure.gov.pl/download/3/9694/20180131ZatwierdzenieprzedlozonychprzezTowarowaGieldeEnergiiSaproduktow.pdf>

⁵³⁾ <http://bip.ure.gov.pl/download/3/9698/20180131ZatwierdzenieprzedlozonychprzezEPEXSPOTSAproduktow.pdf>, <http://bip.ure.gov.pl/download/3/9696/20180131ZatwierdzenieprzedlozonychprzezNordPoolASproduktow.pdf>, <http://bip.ure.gov.pl/download/3/9697/20180131ZatwierdzenieprzedlozonychprzezTowarowaGieldeEnergiiSaproduktow.pdf>

⁵⁴⁾ https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2004-2018%20on%20IDCZGTs.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 są w toku.

Tabela 14. Stan prac nad procedowanymi przez Prezesa URE w 2018 r. metodami lub warunkami wynikającymi z rozporządzenia 2016/1719, które podlegają zatwierdzeniu przez wszystkie organy regulacyjne (status podano na koniec 2018 r.)⁵⁵⁾

| Warunki lub metody | Podmioty wnioskujące | Status |
|---|----------------------|--|
| Metoda tworzenia wspólnego modelu sieci | OSP | Decyzja Prezesa URE ⁵⁵⁾ |
| Metoda podziału dochodu z ograniczeń | OSP | Współpraca i wspólna koordynacja regulatorów w celu osiągnięcia porozumienia |

Źródło: Opracowanie własne URE.

Rozporządzenie 2017/2195

Stosownie do art. 4 ust. 1 rozporządzenia 2017/2195, OSP opracowują warunki lub metody wymagane na podstawie tego rozporządzenia i w odpowiednich terminach określonych w tym rozporządzeniu przedkładają je właściwym organom regulacyjnym do zatwierdzenia. Prezes URE

⁵⁵⁾ <http://bip.ure.gov.pl/download/3/10133/20180713Zatwierdzeniemetodytworzeniawspolnegomodelusieci.pdf>

w ramach obowiązków wynikających z rozporządzenia 2017/2195, brał udział we wzajemnych konsultacjach, współpracy i wspólnej koordynacji organów regulacyjnych. Prace nad przedłożonych przez wszystkich OSP warunkami lub metodami cały czas trwają.

Tabela 15. Stan prac nad procedowanymi przez Prezesa URE w 2018 r. metodami lub warunkami wynikającymi z rozporządzenia 2017/2195, które podlegają zatwierdzeniu przez wszystkie organy regulacyjne (status podano na koniec 2018 r.)

| Warunki lub metody | Podmioty wnioskujące | Status |
|---|----------------------|--|
| Ramy dla ustanowienia europejskiej platformy dla wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywnością nieautomatyczną | OSP | Współpraca i wspólna koordynacja regulatorów w celu osiągnięcia porozumienia |
| Ramy dla ustanowienia europejskiej platformy dla wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywnością automatyczną | OSP | Współpraca i wspólna koordynacja regulatorów w celu osiągnięcia porozumienia |
| Ramy dla ustanowienia europejskiej platformy dla procesu kompensowania niezbilansowań | OSP | Współpraca i wspólna koordynacja regulatorów w celu osiągnięcia porozumienia |
| Metoda klasyfikacji na potrzeby określenia celu aktywacji ofert energii bilansującej | OSP | Współpraca i wspólna koordynacja regulatorów w celu osiągnięcia porozumienia |
| Metody wyceny energii bilansującej i międzyobszarowych zdolności przesyłowych stosowane na potrzeby wymiany energii bilansującej lub obsługi procesu kompensowania niezbilansowań | OSP | Współpraca i wspólna koordynacja regulatorów w celu osiągnięcia porozumienia |
| Zasady rozliczenia pomiędzy OSP planowej wymiany energii | OSP | Współpraca i wspólna koordynacja regulatorów w celu osiągnięcia porozumienia |

| Warunki lub metody | Podmioty wnioskujące | Status |
|---|----------------------|--|
| Harmonizacja głównych cech rozliczania niezbilansowań | OSP | Współpraca i wspólna koordynacja regulatorów w celu osiągnięcia porozumienia |

Źródło: Opracowanie własne URE.

Rozporządzenie 2017/1485

Prezes URE w ramach obowiązków wynikających z rozporządzenia 2017/1485, brał udział we wzajemnych konsultacjach, współpracy i wspólnej koordynacji organów regulacyjnych. Część warunków lub metod przedłożonych przez OSP zostało już zatwierdzonych, podczas gdy prace nad innymi są w toku.

Tabela 16. Stan prac nad procedowanymi przez Prezesa URE w 2018 r. metodami lub warunkami wynikającymi z rozporządzenia 2017/1485, które podlegają zatwierdzeniu przez wszystkie organy regulacyjne (status podano na koniec 2018 r.)

| Warunki lub metody | Podmioty wnioskujące | Status |
|---|----------------------|--|
| Metoda tworzenia wspólnego modelu sieci | OSP | Decyzja Prezesa URE ⁵⁶⁾ |
| Metoda dotycząca kluczowych wymogów organizacyjnych, funkcji i zakresów odpowiedzialności | OSP | Współpraca i wspólna koordynacja organów regulacyjnych w celu osiągnięcia porozumienia |

⁵⁶⁾ <http://bip.ure.gov.pl/download/3/10129/20180703Zatwierdzeniepropozycjidotyczącejmetodytworzeniawspólnychmodelisiec.pdf>

| Warunki lub metody | Podmioty wnioskujące | Status |
|---|----------------------|--|
| Metoda koordynacji analiz bezpieczeństwa | OSP | Współpraca i wspólna koordynacja organów regulacyjnych w celu osiągnięcia porozumienia |
| Metoda oceny znaczenia elementów koordynacji wyłączeń | OSP | Współpraca i wspólna koordynacja organów regulacyjnych w celu osiągnięcia porozumienia |

Źródło: Opracowanie własne URE.

Wdrażanie wytycznych i kodeksów sieciowych na poziomie regionalnym i krajowym

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. Granice polskiego obszaru rynkowego przypisane zostały do trzech niezależnych CCR (Hansa – granica polsko-szwedzka, Core – granica polsko-niemiecka, polsko-czeska i polsko-słowacka, Baltic – granica polsko-litewska). Ponadto rozporządzenie 2017/2195 jako region wskazuje poza CCR także odpowiedni obszar geograficzny oraz obszar synchroniczny. Rozporządzenie 2017/1485 wyróżnia

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).

dodatkowo blok regulacyjny mocy i częstotliwości (blok LFC), który oznacza część obszaru synchronicznego lub cały obszar synchroniczny, fizycznie wydzielony przez punkty pomiaru w połączeniach wzajemnych z innymi blokami LFC, obejmujące co najmniej jeden obszar LFC, eksploatowane przez co najmniej jednego OSP wypełniającego obowiązki regulacji mocy i częstotliwości.

Prezes URE aktywnie uczestniczył we współpracy na poziomie regionalnym.

Poniższe tabele przedstawiają stan prac nad procedowanymi przez Prezesa URE w 2018 r. metodami lub warunkami wynikającymi z wytycznych i kodeksów sieci, które podlegają zatwierdzeniu przez organy regulacyjne danego regionu.

Tabela 17. Stan prac nad procedowanymi przez Prezesa URE w 2018 r. metodami lub warunkami wynikającymi z rozporządzenia 2015/1222, które podlegają zatwierdzeniu przez organy regulacyjne danego regionu (status podano na koniec 2018 r.)

| Warunki lub metody | CCR | Podmioty wnioskujące | Status |
|--|--------|----------------------|------------------------------------|
| Wspólna metoda wyznaczania zdolności przesyłowych i zastosowanie podejścia opartego na skoordynowanych zdolnościach przesyłowych netto | Baltic | OSP | Decyzja Prezesa URE ⁵⁸⁾ |
| Wspólna metoda wyznaczania zdolności przesyłowych | Core | OSP | Przekazanie sprawy do ACER |

⁵⁸⁾ <http://bip.ure.gov.pl/download/3/10303/20181023Zatwierdzeniewspolnejmetodywyznaczaniazdolnosciprzesylowych.pdf>

| Warunki lub metody | CCR | Podmioty wnioskujące | Status |
|--|--------|----------------------|--|
| Wspólna metoda wyznaczenia zdolności przesyłowych i zastosowanie podejścia opartego na skoordynowanych zdolnościach przesyłowych netto | Hansa | OSP | Decyzja Prezesa URE ⁵⁹⁾ |
| Metoda koordynowanego redysponowania i zakupów przeciwnych | Baltic | OSP | Współpraca i wspólna koordynacja organów regulacyjnych w celu osiągnięcia porozumienia |
| Metoda koordynowanego redysponowania i zakupów przeciwnych | Hansa | OSP | Współpraca i wspólna koordynacja organów regulacyjnych w celu osiągnięcia porozumienia |
| Procedury rezerwowe | Baltic | OSP | Decyzja Prezesa URE ⁶⁰⁾ |
| Procedury rezerwowe | Core | OSP | Decyzja ACER ⁶¹⁾ |
| Podział kosztów redysponowania lub zakupów przeciwnych | Baltic | OSP | Współpraca i wspólna koordynacja organów regulacyjnych w celu osiągnięcia porozumienia |
| Podział kosztów redysponowania lub zakupów przeciwnych | Hansa | OSP | Współpraca i wspólna koordynacja organów regulacyjnych w celu osiągnięcia porozumienia |

Źródło: Opracowanie własne URE.

Prezes URE na podstawie rozporządzenia 2015/1222 zatwierdził zmianę warunków dotyczących alokacji transgranicznych zdolności przesyłowych i innych niezbędnych mechanizmów umożliwiających działanie więcej niż jednego NEMO w Polsce⁶²⁾. Na koniec 2018 r. toczyło się postępowanie w sprawie zatwierdzenia drugiej zmiany tych warunków.

Tabela 18. Stan prac nad procedowanymi przez Prezesa URE w 2018 r. metodami lub warunkami wynikającymi z rozporządzenia 2016/1719, które podlegają zatwierdzeniu przez wszystkie organy regulacyjne danego regionu (status podano na koniec 2018 r.).⁶³⁾

| Warunki lub metody | CCR | Podmioty wnioskujące | Status |
|---|------|----------------------|--|
| Zmiana regionalnego modelu długoterminowych praw przesyłowych | Core | OSP | Decyzja Prezesa URE ⁶³⁾ |
| Zmiana załącznika do ujednoliconego regulaminu alokacji długoterminowych zawierającego wymagania regionalne | Core | OSP | Współpraca i wspólna koordynacja organów regulacyjnych w celu osiągnięcia porozumienia |

Źródło: Opracowanie własne URE.

Prezes URE na podstawie rozporządzenia 2016/1719 zatwierdził zasady nominacji grafików wymiany energii elektrycznej odniesieniu do długoterminowych praw przesyłowych między ob-

szarami rynkowymi pomiędzy Austrią, Chorwacją, Czechami, Niemcami, Węgrami, Polską, Słowacją i Słowenią⁶⁴⁾.

Tabela 19. Stan prac nad procedowanymi przez Prezesa URE w 2018 r. warunkami lub metodami wynikającymi z rozporządzenia 2016/1719, które podlegają zatwierdzeniu przez wszystkie organy regulacyjne z regionu, którego to dotyczy, zgodnie z art. 5 ust. 3 oraz przez każdy organ regulacyjny każdego z zainteresowanych krajów członkowskich w poszczególnych przypadkach zgodnie z art. 5 ust. 4 (status podano na koniec 2018 r.)

| Warunki lub metody | Podmioty wnioskujące | Status |
|--|--|--|
| Ramy dla ustanowienia europejskiej platformy dla wymiany energii bilansującej z rezerw zastępczych | OSP obszaru geograficznego, w którym wszyscy OSP będą dokonywać przeprowadzania procesu zastępowania rezerw zgodnie z częścią IV rozporządzenia 2017/1485 ⁶⁵⁾ | Decyzja Prezesa URE ⁶⁶⁾ |
| Zgłoszenie przez OSP wyznaczonego na terenie Polski chęci kontynuowania stosowania modelu centralnego dysponowania dla określania grafików wytwarzania oraz grafików zużycia energii | OSP stosujący model centralnego dysponowania w momencie wejścia w życie rozporządzenia 2016/1719, w danym przypadku | Przyjęcie zgłoszenia bez zastrzeżeń przez Prezesa URE po uprzedniej weryfikacji ⁶⁷⁾ |

⁶⁴⁾ <http://bip.ure.gov.pl/download/3/10202/20180905Zatwierdzeniezasadnominacjigrafikowwymianyenergieelektrycznej.pdf>

⁶⁵⁾ OSP Czech, Francji, Włoch, Polski, Portugalii, Rumunii, Hiszpanii i Wielkiej Brytanii.

⁶⁶⁾ <https://www.ure.gov.pl/download/9/9739/DecyzjaPSESAdotzatwierdzeniaramwdrazaniawymianyenergiibilansujacej.pdf>

⁶⁷⁾ Właściwy organ regulacyjny weryfikuje, czy zadania i obowiązki OSP są zgodne z definicją „modelu centralnego dysponowania” zawartą w art. 2 pkt 18 rozporządzenia 2017/2195.

10-2018%20on%20the%20Core%20CCR%20TSOs%20proposal%20for%20fallback%20procedures.pdf

⁶²⁾ <http://bip.ure.gov.pl/download/3/9960/Nr792514z30052018.pdf>

⁶³⁾ <http://bip.ure.gov.pl/download/3/10069/20180705Zatwierdzeniezmianyregionalnegomodeludlugoterminowychprawprzesylowych.pdf>

⁵⁹⁾ <http://bip.ure.gov.pl/download/3/10422/20181215Zatwierdzeniewspolnejmetodywyznacnianiazdolnosciprzesylowychwregioniewywn.pdf>

⁶⁰⁾ <http://bip.ure.gov.pl/download/3/9848/20180329WniosekPolskichSieciElektroenergetycznychSAdotyczacegozatwierdzeniaproce.pdf>

⁶¹⁾ https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%20

| Warunki lub metody | Podmioty wnioskujące | Status |
|--|---|------------------------------------|
| Warunki dotyczące bilansowania | OSP z danego państwa członkowskiego | Postępowanie przed Prezesem URE |
| Zwolnienie OSP dla polskiego obszaru geograficznego z obowiązku umożliwienia dostawcom usług bilansujących przekazywania ich zobowiązań do dostarczenia mocy bilansującej | OSP obszaru geograficznego, na którym miał miejsce zakup mocy bilansującej, w danym przypadku | Decyzja Prezesa URE ⁶⁸⁾ |
| Przyznanie odstępstwa od wdrożenia wymogów dotyczących rozliczania energii bilansującej oraz rozliczania niezbilansowania wynikających z art. 45, 46, 47, 48, 49, 54 i 55 rozporządzenia 2017/2195 w zakresie stosowanej konwencji znaków określających energię bilansującą dodatnią i energię bilansującą ujemną, na maksymalny okres derogacji dwóch lat, tj. do dnia 18 grudnia 2020 r. | OSP z danego państwa członkowskiego, w danym przypadku | Decyzja Prezesa URE ⁶⁹⁾ |

Źródło: URE.

Tabela 20. Stan prac nad procedowanymi przez Prezesa URE w 2018 r. metodami lub warunkami wynikającymi z rozporządzenia 2017/1485, które podlegają zatwierdzeniu przez wszystkie organy regulacyjne odpowiedniego regionu (status podano na koniec 2018 r.)⁷⁰⁾

| Warunki lub metody | Podmioty wnioskujące | Status |
|-----------------------|--|------------------------------------|
| Określenie bloków LFC | Wszyscy OSP z danego obszaru synchronicznego | Decyzja Prezesa URE ⁷⁰⁾ |

⁶⁸⁾ <https://www.ure.gov.pl/download/9/9912/Decyzjaozwolnieniezobowumozdostswusbilan.pdf>

⁶⁹⁾ <http://bip.ure.gov.pl/download/3/10410/20181206PrzyznaniePolskimSieciomElektroenergetycznymSAodstepstwa.pdf>

⁷⁰⁾ <http://bip.ure.gov.pl/download/3/10201/20180907ZatwierdzeniepropozycjiPolskichSieciElektroenergetycznychSA.pdf>

| Warunki lub metody | Podmioty wnioskujące | Status |
|--|--|--|
| Założenia i metoda analizy kosztów i korzyści | OSP obszaru synchronicznego Europy kontynentalnej (CE) i nordyckiego obszaru synchronicznego | Współpraca i wspólna koordynacja organów regulacyjnych w celu osiągnięcia porozumienia |
| Zasady określania wielkości rezerwy utrzymania częstotliwości (FCR) | OSP obszaru synchronicznego Europy kontynentalnej (CE) | Współpraca i wspólna koordynacja organów regulacyjnych w celu osiągnięcia porozumienia |
| Limity wielkości wymiany i współdzielenia rezerwy odbudowy częstotliwości (FRR) między obszarami synchronicznymi | OSP obszaru synchronicznego Europy kontynentalnej (CE) | Współpraca i wspólna koordynacja organów regulacyjnych w celu osiągnięcia porozumienia |
| Limity wielkości wymiany i współdzielenia rezerw zastępczych (RR) między obszarami synchronicznymi | OSP obszaru synchronicznego Europy kontynentalnej (CE) | Współpraca i wspólna koordynacja organów regulacyjnych w celu osiągnięcia porozumienia |

Źródło: URE.

6. Działania związane z rynkiem mocy

18 stycznia 2018 r. weszła w życie ustawa o rynku mocy, która wprowadziła nowy mechanizm pomocy publicznej, mający na celu zagwarantowanie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej⁷¹⁾.

⁷¹⁾ Przedmiotowy system pomocy publicznej został zatwierdzony decyzją Komisji Europejskiej z 7 lutego 2018 r. State aid No. SA.46100 (2017/N) – Poland – Planned Polish capacity

Wprowadzenie rynku mocy oznacza zmianę architektury rynku energii z rynku jednotowarowego na dwutowarowy, gdzie transakcjom kupna-sprzedaży będzie podlegać nie tylko wytworzona energia elektryczna, ale również moc dyspozycyjna netto, czyli gotowość do dostarczania energii do sieci.

Poprzez rynek mocy kontraktowana będzie z kilkuletnim wyprzedzeniem moc zapewniająca pokrycie prognozowanego zapotrzebowania odbiorców na moc w danym roku. Kontrakty⁷²⁾ są przyznawane w systemie aukcji holenderskiej, tj. aukcji składających się z wielu rund z ceną malejącą. Jednostki rynku mocy, które wygrają aukcję będą zmuszone do pozostawiania w gotowości oraz dostarczania mocy w godzinach, w których będzie występowało największe zapotrzebowanie na energię elektryczną wśród krajowych odbiorców. Ustawa o rynku mocy przewiduje, że dostawy mocy odbędą się w latach 2021-2047. Obowiązki mocowe ukształtowane w wyniku aukcji będą mogły podlegać dalszemu obrotowi na rynku wtórnym.

Ustawa o rynku mocy nałożyła na Prezesa URE szereg obowiązków związanych z realizacją usta-

mechanizm (C(2018) 601 final), opublikowaną 18 kwietnia 2018 r., http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/272253/272253_1977790_162_2.pdf.

⁷²⁾ Ustawa o rynku mocy wprowadziła nową usługę – obowiązek mocy polegającą na: (i) pozostawianiu przez jednostkę rynku mocy w gotowości do dostarczania mocy elektrycznej do systemu, oraz (ii) zobowiązaniu do dostawy określonej mocy do systemu w okresie zagrożenia, czyli w godzinie określonej przez operatora systemu przesyłowego (OSP) jako godzina, w której nadwyżka mocy dostępnej dla OSP w okresie n+1 jest niższa niż wielkość określona na podstawie art. 9g ust. 4 pkt 9 Prawa energetycznego.

wy. Do najważniejszych, zrealizowanych w roku sprawozdawczym, należy zaliczyć zatwierdzenie przez Prezesa URE decyzją z 30 marca 2018 r.⁷³⁾ Regulaminu rynku mocy (po przeprowadzeniu postępowania administracyjnego oraz po otrzymaniu postanowienia Ministra Energii z 29 marca 2018 r.), zatwierdzenie i ogłoszenie ostatecznych wyników aukcji mocy⁷⁴⁾. Wypełniając dyspozycję art. 34 ust. 1 ustawy o rynku mocy, Prezes URE zaopiniował również parametry do aukcji głównej przedłożone przez ministra właściwego ds. energii.

Ponadto, Prezes URE wydał szereg informacji oraz komunikatów dotyczących przede wszystkim obowiązku poddania się certyfikacji ogólnej w 2018 r., informację przedstawiającą wykaz usług, o których mowa w art. 16 ust. 2 pkt 3 ustawy o rynku mocy⁷⁵⁾. Prezes URE udzielał także odpowiedzi uczestnikom rynku mocy na wiele pytań, które pojawiły się w związku z obowiązywaniem nowej ustawy, w szczególności w zakresie obowiązków poddania się certyfikacji ogólnej i certyfikacji do aukcji.

Stosownie do wymagań ustawy o rynku mocy, Prezes URE otrzymał od operatora, którym w myśl art. 2 ust. 1 pkt 27 ustawy o rynku mocy jest PSE S.A., informacje dotyczące:

- utworzenia rejestru rynku mocy w zakresie funkcjonalności pozwalających na przeprowadzenie certyfikacji ogólnej oraz certyfikacji do aukcji,
- utworzenia dedykowanego systemu teleinformatycznego w zakresie funkcjonalności pozwalających na przeprowadzenie aukcji głównych,
- przebiegu certyfikacji ogólnej, certyfikacji do aukcji oraz przebiegu aukcji głównych na lata dostaw 2021-2023.

Certyfikacja ogólna w 2018 r.

Zgodnie z zapisami ustawy, właściciele jednostek fizycznych o mocy co najmniej 2 MW obowiązani są rokrocznie poddać się certyfikacji ogólnej. W 2018 r. w jej ramach złożono 1 196 wniosków, a wpisano do rejestru 1 167 jednostek. Moc osiągalna netto jednostek fizycznych wpisanych do rejestru opiewa na 47,1 GW. Z tytułu niepoddania się certyfikacji ogólnej wszczęto w 2018 r. 19 postępowań o wymierzenie kary pieniężnej.

Aukcje główne na lata dostaw 2021-2023

Warunkiem uczestnictwa w aukcjach głównych było uprzednie przystąpienie do certyfikacji ogólnej, a następnie do certyfikacji do aukcji. 15 listopada 2018 r. odbyła się aukcja główna na rok dostaw 2021, 5 grudnia – na 2022, a 21 grudnia – na 2023.

Tabela 21. Dane dotyczące aukcji głównych na lata dostaw 2021-2023

| Rok dostaw | Liczba ofert, które wygrały aukcję główną | Sumaryczna wielkość obowiązków mocowych wynikająca z zawartych umów mocowych dla danego roku dostaw [MW] |
|------------|---|--|
| 2021 | 160 | 22 427,066 |
| 2022 | 120 | 23 038,875 |
| 2023 | 94 | 23 215,010 |

Źródło: URE.

Proces wdrażania ustawy o rynku mocy w 2018 r. przebiegał terminowo oraz bez zakłóceń.



7. 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.

⁷³⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/rynek-mocy/7485,Regulamin-rynku-mocy-zatwierdzony-przez-Prezesa-URE.html>

⁷⁴⁾ <https://bip.ure.gov.pl/bip/rynek-mocy/3767,Ostateczne-wyniki-aukcji-glownej.html>

⁷⁵⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/7456,Informacja-nr-222018.html>

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

Prezes URE prowadzi czynności z zakresu monitoringu wypełniania przez operatorów systemów elektroenergetycznych ich obowiązków, wynikających 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 2010-2018 wynika, że

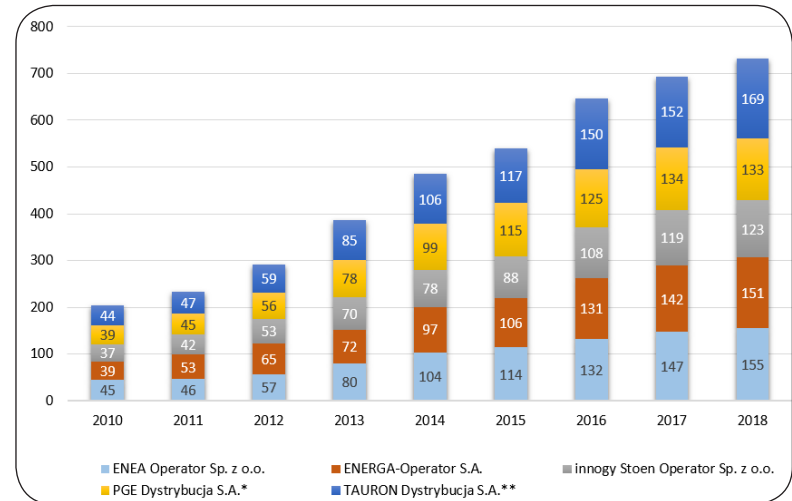
liczba umów GUD podpisanych przez wszystkich OSD ze sprzedawcami systematycznie rosła. Na koniec 2010 r. liczba ważnych GUD w zależności od operatora wynosiła od 37 do 45, natomiast w 2018 r. przedział ten wynosił od 123 do 169 umów. Najwięcej, tj. 169 umów GUD na koniec 2018 r. obowiązywało na obszarze TAURON Dystrybucja S.A.

Zestawienie zawartych generalnych umów dystrybucji przez poszczególnych operatorów w ostatnich dziewięciu latach przedstawia rys. 15.

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 2018 r. Prezes URE kontynuował monitorowanie stanu wdrożenia do powszechnego stosowania wzoru GUD-K. Z analizy monitoringu Preze-

Rysunek 15. Przyrost liczby GUD zawartych w latach 2010-2018



* W odniesieniu do lat 2010-2015 dla PGE Dystrybucja S.A. podano średnią liczbę GUD ze wszystkich Oddziałów. Liczbę GUD za lata 2016-2018 opracowano na podstawie ankiet miesięcznych dot. informacji o odbiorcach, którzy zmienili sprzedawcę oraz postępach prac nad GUD – odpowiednio za grudzień 2016 r. oraz za grudzień 2018 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 2016-2018 zaczerpnięto z ankiety miesięcznej dot. informacji o odbiorcach, którzy zmienili sprzedawcę oraz postępach prac nad GUD – odpowiednio za grudzień 2016 r. oraz za grudzień 2018 r.

Źródło: URE na podstawie danych przekazanych przez OSD.

sa URE, jak również informacji przekazanych przez OSD wynika, że proces podpisywania GUD-K rozpoczął się w 2014 r. Z końcem 2018 r. odnotowano, w zależności od OSDp, od 25 do 31 ważnych GUD-K zawartych z poszczególnymi sprzedawca-

mi, co może świadczyć w porównaniu np. z ilością zawieranych GUD przez sprzedawców o braku powszechności przyjęcia się tego wzorca, a także ograniczonej gotowości sprzedawców do podejmowania sprzedaży energii do odbiorców w gospodarstwach domowych.

Biorąc pod uwagę powyższe, w kwietniu 2018 r., w ramach prac 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, odbyło się spotkanie przy udziale przedstawicieli URE, na którym m.in. został omówiony zakres zmian oraz sposób ich wprowadzenia w obowiązujących IRIESD. Zgodnie z ustaleniami przyjętymi na tym spotkaniu proces konsultacji projektu zmian IRIESD prowadzony przez 5 OSDp został wydłużony z dotychczas stosowanego okresu 2 tygodni do 4 tygodni, a w połowie tych konsultacji operatorzy przeprowadzili warsztaty dla użytkowników systemu.

Monitorowanie mechanizmów bilansowania systemu elektroenergetycznego

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

Na koniec 2018 r. w procesach rynku bilansującego uczestniczyło 127 podmiotów, w tym 22 wytwórców, 9 odbiorców końcowych, 8 odbiorców sieciowych, 81 przedsiębiorstw obrotu, 1 giełda energii, 5 OSD oraz PSE S.A. jako OSP. Dane techniczno-handlowe były zgłaszane przez 46 operatorów rynku i dotyczyły 352 jednostek graficznych.

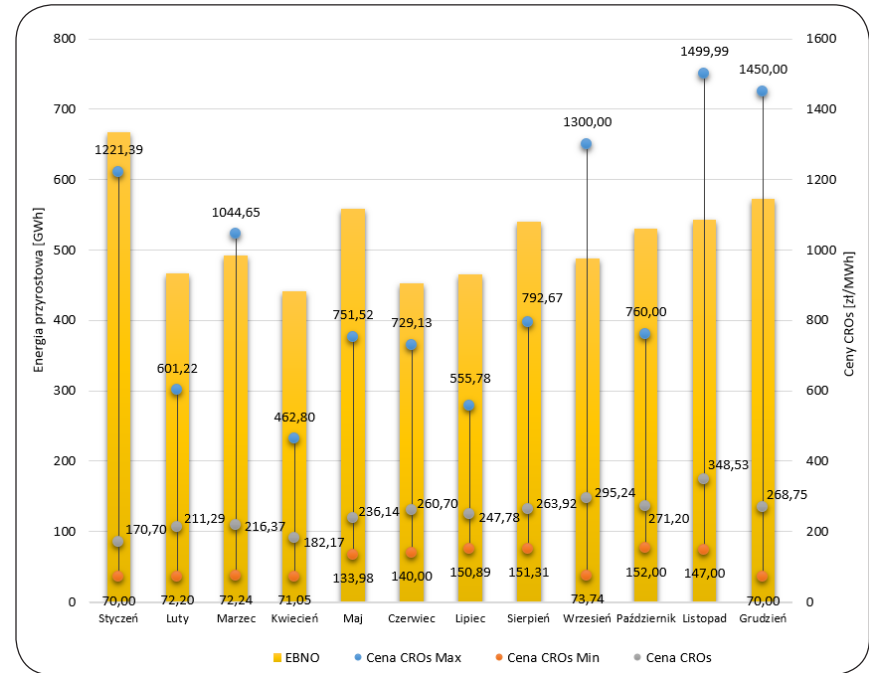
Na rys. 16 przedstawiono informacje o wolumenie energii bilansującej nieplanowanej odebranej z rynku bilansującego EBNO (zakup z RB) oraz cenach rozliczeniowych niezbilansowania na tym rynku w poszczególnych miesiącach 2018 r.

W 2018 r. łączny wolumen energii bilansującej nieplanowanej odebranej z rynku bilansującego EBNO wyniósł 6,22 TWh i był mniejszy o ok. 8% w porównaniu do roku poprzedniego. Stanowi to ok. 4% krajowego zużycia energii elektrycznej brutto. W 2018 r. łączny wolumen energii bilansującej nieplanowanej dostarczonej na rynek bilansujący EBND (sprzedaż na RB) wy-

niósł 9,51 TWh i był większy o 3,29 TWh od łącznego wolumenu energii elektrycznej odebranej z tego rynku (EBNO).

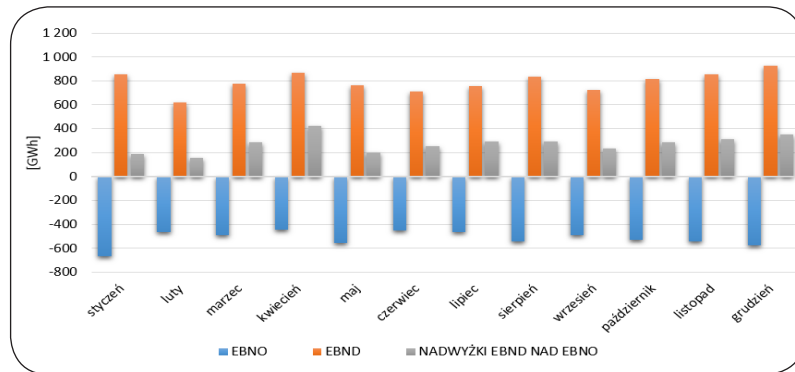
W 2018 r. uczestnicy rynku dostarczyli na rynek bilansujący 17,04 TWh energii bilansującej nieplanowanej i planowanej łącznie (suma wolumenów EBND + EBPD). Zgodnie ze specyfiką rynku bilansującego taka sama ilość energii została odebrana przez uczestników rynku (suma wolumenów EBNO

Rysunek 16. Energia odebrana (EBNO) i ceny energii bilansującej na rynku bilansującym (CROs) w 2018 r.



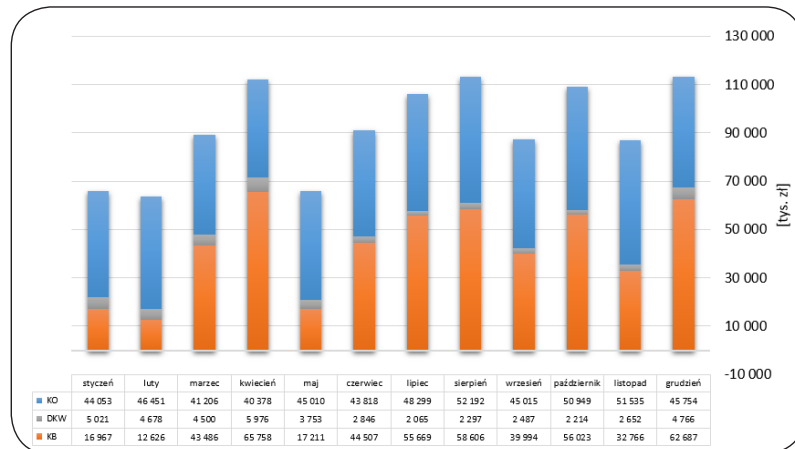
Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 17. Nadwyżki energii dostarczonej (EBND) nad energią odebraną (EBNO) na tle wolumenów tych energii w poszczególnych miesiącach w 2018 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 18. Koszty bilansowania zapotrzebowania odbiorców (KB), koszty usuwania ograniczeń (KO) oraz koszty wynikające z realokacji USE (DKW) w 2018 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

+ EBPO). W 2018 r. występowało przekontraktowanie uczestników rynku, przy czym wielkość przekontraktowania była większa niż w 2017 r.

Na rys. 17 przedstawiono informacje o wielkości nadwyżek energii dostarczonej (EBND) nad energią odebraną (EBNO) w 2018 r.

Wartość maksymalnej ceny rozliczeniowej odchylenia (CRO) na rynku bilansującym wahała się w przedziale od 462,80 zł/MWh do 1 499,99 zł/MWh, natomiast średnioważone miesięczne ceny CRO zmieniały się w przedziale od 170,70 zł/MWh do 348,53 zł/MWh. W dwóch miesiącach roku maksymalna cena przekraczała 1 000 zł/MWh, w dwóch 1 300 zł/MWh (w 2017 r. wystąpiło osiem miesięcy, w których maksymalna cena przekraczała 1 300,00 zł/MWh), a w jednym miesiącu wystąpiła cena na poziomie 1 499,99 zł/MWh. Opisanie 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 554,2 mln zł. Kształtowanie się tych kosztów, jak również kosztów bilansowania oraz kosztów wynikających z realokacji Umów Sprzedaży Energii (USE) w poszczególnych miesiącach 2018 r. przedstawiono na rys. 18.

Koszty bilansowania zapotrzebowania odbiorców (KB) wahały się w przedziale od 12 626 tys. zł do 65 758 tys. zł, przy czym graniczne wartości kosztów poniesionych przez OSP wystąpiły w lutym i kwietniu 2018 r.⁷⁶⁾ Natomiast koszty usuwania ograniczeń (KO) oraz koszty wynikające z realokacji USE (DKW) zawierały się w przedziałach odpowiednio: od 40 378 tys. zł do 52 192 tys. zł oraz od 2 065 tys. zł do 5 976 tys. zł.

Operacyjna rezerwa mocy (ORM) jest pozyskiwana przez operatora systemu przesyłowego na zasadach opisanych w IRIESP zatwierdzonej przez Prezesa URE⁷⁷⁾. Rozliczenia tej rezerwy są dokonywane godzinowo, jak również uzupełniająco

⁷⁶⁾ Dodatnia wartość oznacza koszty ponoszone na RB (płatności dla Uczestników Rynku Bilansującego), natomiast ujemna wartość oznacza przychody uzyskiwane na RB (płatności od Uczestników Rynku Bilansującego).

⁷⁷⁾ <http://bip.ure.gov.pl/download/3/5005/20141106ZmianaInstrukcjiRuchuiEksploatacjiSieciPrzesylowejPolskichSieciElektroen.pdf>
<http://bip.ure.gov.pl/download/3/4011/20131210ZmianaInstrukcjiRuchuiEksploatacjiSieciPrzesylowejPolskichSieciElektroen.pdf>

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 2018 r. wyniosła 3 765, z czego dla 1 859 godzin cena rozliczeniowa była równa cenie referencyjnej (42,58 zł/MWh). W godzinach tych rozliczona ORM była nie większa niż minimalna wymagana przez OSP wielkość godzinowa tej rezerwy równa 3 541,9 MW-h. Średnia ważona godzinowa cena rozliczeniowa ORM w 2018 r. wyniosła 40,38 zł/MWh, a średnia godzinowa ilość tej rezerwy wyniosła 3 734,9 MW-h.

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 publikacji na centralnej platformie informacyjnej

na rzecz przejrzystości dostępnej pod adresem <http://transparency.entsoe.eu>.

Zobowiązania publikacyjne wynikające z rozporządzenia 543/2013 dla polskiego obszaru rynkowego wypełniane są przez PSE S.A., jako operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego w Polsce, natomiast zobowiązania publikacyjne dotyczące połączeń transgranicznych w zakresie oferowanych i alokowanych zdolności przesyłowych na profilu synchronicznym wypełniane są w imieniu PSE S.A. oraz innych OSP w regionie przez właściwe podmioty odpowiedzialne za proces alokacji zdolności przesyłowych tj. Biuro Aukcyjne JAO S.A. dla aukcji rocznych, miesięcznych i dobowych oraz CEPS a.s. pełniący funkcję Biura Alokacji dla rynku dnia bieżącego wymiany międzysystemowej.

W efekcie prowadzonych wspólnie przez ENTSO-E i operatorów systemów przesyłowych działań mających na celu poprawę jakości i dostępności danych zaktualizowany został regulamin korzystania z platformy informacyjnej. Kontynuowane są również prace mające na celu poprawę czytelności danych publikowanych na platformie informacyjnej. Równolegle platforma informacyjna jest rozwijana w związku z nowymi obowiązkami publikacyjnymi wynikającymi z aktualizacji podręcznika procedur. W 2018 r. zakończono prace nad implementacją pierwszej aktualizacji podręcznika. OSP uruchomił dostosowany do nowych wymagań mechanizm udostępniania danych na platformę. W przygotowaniu są kolejne aktualizacje podręcznika procedur platformy. W grudniu 2018 r. została przedłożona do opinii ACER aktualizacja podręcz-

nika wynikająca z obowiązków publikacji danych przewidzianych w rozporządzeniu 2017/2195. W przygotowaniu jest również wersja podręcznika procedur uwzględniająca realizację wymagań publikacji danych na podstawie rozporządzenia 2017/1485. Po uzyskaniu opinii dot. zaktualizowanego na podstawie rozporządzenia 2017/2195 podręcznika procedur, ENTSO-E uruchomiło projekt dostosowania platformy. Nowy zakres i harmonogram prac dostosowawczych po stronie ENTSO-E przełożył się również na realizację projektów dostosowania mechanizmu udostępniania danych na platformę przez operatorów systemów przesyłowych. PSE S.A. uruchomiła projekt dostosowania do wymagań rozporządzenia 2017/2195 mechanizmu udostępniającego dane. Zakończenie prac zostało zaplanowane na czwarty kwartał 2019 r.

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.

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 elektroenergetycz-

nym 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 2018 r. PSE S.A. zrealizowała następujące działania nawiązujące do tego zakresu:

- opracowano we współpracy z OSD „Plan wyłączeń przez automatykę SCO” (grudzień 2018 r.),
- opracowano we współpracy z OSD aktualizację „Planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej”, obowiązującą w okresie 1.09.2018 r. – 31.08.2019 r. Aktualizacja Planu została uzgodniona z Prezesem URE (decyzja Prezesa URE z 13 lipca 2018 r.),
- opracowano we współpracy z OSD „Plan wyłączeń awaryjnych” obowiązujący w okresie 1.01.2019 r. – 31.12.2019 r. (grudzień 2018 r.),
- opracowywano i aktualizowano instrukcje szczegółowe odbudowy KSE,
- przeprowadzono szkolenia służb dyspozytorskich OSP/OSD i wytwórców z zakresu planów odbudowy,
- kontynuowano, rozpoczęte w II połowie 2008 r., szkolenia służb dyspozytorskich OSP z zakresu planów odbudowy i współpracy podczas *stanów Blackout i Emergency* z wykorzystaniem symulatora systemowego DUtrain. Odbyły się wspólne 2 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 32 szkolenia dla pracowników OSP z udziałem m.in. DIRE i OSD, 1 szkolenie interTSO (CEPS-PSE), 10 szkoleń dla pracowników CN, RCN i ZES oraz 13 szkoleń dla pracowników OSD z udziałem pracowników OSP,

- w IV kwartale 2018 r. zrealizowano prace związane z wdrożeniem przepisów rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2196 z 24 listopada 2017 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i odbudowy systemów elektroenergetycznych (dalej: NC ER), dotyczące opracowania:
 - (1) „Planu obrony systemu”;
 - (2) „Planu odbudowy”;
 - (3) „Warunków działania w charakterze dostawców usług w zakresie odbudowy”;
 - (4) „Wykazu SGU odpowiedzialnych za wdrożenie w swoich instalacjach środków wynikających z przepisów prawa krajowego, wykazu środków, które mają być wdrażane przez przedmiotowych SGU i terminy wdrożenia każdego ze środków”, na podstawie art. 11 ust. 4 lit. c) i e) oraz art. 23 ust. 4 lit. c) i e) NC ER;

Opracowania wymienione w punktach (1) – (4) powyżej przekazano do Prezesa URE. Dokumenty wymienione w punktach (3) i (4) Prezes URE zatwierdza zgodnie z zapisami art. 4 ust. 3 NC ER. W zakresie *Planu odbudowy* realizowane są działania operacyjne w sieci elektroenergetycznej (próby rozruchu autonomicznego i próby systemowe uruchomienia bloków ze źródeł zdalnych) zgodnie z wytycznymi IRESP – Ko-

rzystanie pkt 2.2.3.3.2.4. oraz instrukcjami wewnętrznymi PSE S.A., będące ćwiczeniami zdolności KSE do odbudowy systemu.

W trakcie 2018 r. OSP nie zgłaszał do ministra energii, na podstawie przepisów, o których mowa w art. 11c ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne, wniosku o konieczności wprowadzenia przez Radę Ministrów ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej, w drodze rozporządzenia, o którym mowa w art. 11 ust. 7 powołanej ustawy.

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 stosują przejrzyste i niedyskryminacyjne procedury rynkowe przy jej zakupie.

PSE S.A. dokonuje zakupu ww. energii elektrycznej poprzez wyłonienie dostawcy w wyniku prowadzonego postępowania przetargowego, w ramach którego, z ofert złożonych przez uczestników przetargu spełniających wymagania formalne, wybierana jest oferta najlepsza z ekonomicznego punktu widzenia. Z wyłonionym w wyniku przetargu dostawcą PSE S.A. zawiera umowę dwustronną. 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 zbilansowania zapotrzebowania energii na pokrywanie strat w sieci przesyłowej, brakująca część energii elektrycznej rozliczana jest w ramach RB. Z uwagi na dużą godzinową zmienność ilości

energii na pokrywanie strat w sieci przesyłowej (okresem rozliczeniowym jest godzina), na RB następuje rozliczenie odchyleń 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. Koszty energii elektrycznej na pokrycie strat powstałych w sieci przesyłowej przenoszone są przez opłatę sieciową zmienną w taryfie PSE S.A.

Zgodnie z powyższym, w 2018 r. PSE S.A. poniosła następujące koszty energii na pokrywanie różnicy bilansowej, które obejmowały (w następujących ilościach i wielkościach)⁷⁸⁾:

- zakup energii elektrycznej na podstawie umowy dwustronnej zawartej z dostawcą energii: 1 722 430 MWh (łącznie koszt tej energii wyniósł 310 864,2 tys. zł),
- wolumen energii rozliczony na Rynku Bilansującym⁷⁹⁾ w ramach bilansowania zakupu energii na pokrycie różnicy bilansowej: 31 858 MWh (saldo rozliczeń na RB stanowiło przychód, który wyniósł 4 813,6 tys. zł).

W 2018 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:

- budowa linii 400 kV Ostrołęka – Olsztyn Mątki,
- budowa linii 400 kV od stacji 400/110 kV Czarna do stacji 220/110 kV Polkowice,
- budowa linii 400 kV Skawina – nacięcie linii Tarnów-Tuczna, Rzeszów-Tuczna⁸⁰⁾,
- uruchomienie drugiego toru linii 400 kV Kromolice-Plewiska wraz z utworzeniem gwiazdy 220 kV relacji Plewiska-Konin z odczepem do Poznań-Południe⁸⁰⁾,
- rozbudowa stacji 220/110 kV Adamów,
- rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 220/110 kV Groszowice,
- rozbudowa stacji 400/110 kV Tarnów wraz z instalacją urządzeń do kompensacji mocy biernej,
- rozbudowa rozdzielni 400 kV w stacji 400/110 kV Ostrów wraz z instalacją urządzeń do kompensacji mocy biernej⁸⁰⁾,
- rozbudowa stacji 220/110 kV Skawina o rozdzielnię 400 kV i 110 kV⁸⁰⁾ (zakończono rozbudowę rozdzielni 400 i 110 kV, do realizacji pozostała modernizacja rozdzielni 220 kV),
- rozbudowa stacji 220/110 kV Glinki,
- program wymiany izolatorów na liniach i stacjach elektroenergetycznych NN;

⁸⁰⁾ Inwestycja została przekazana do ruchu, natomiast nie została zakończona pod względem formalnym.

(2) w zakresie wyprowadzenia mocy ze źródeł wytwórczych:

- rozbudowa stacji 220/110 kV Skawina w celu przełączenia bloku nr 3 El. Skawina.

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 2018 r. poszczególni operatorzy poinformowali o przeprowadzeniu szeregu wspólnych działań z OSP. Poniżej zaprezentowano skrócone zestawienie zrealizowanych projektów, według relacji stron.

1. Jak poinformowała innogy Stoen Operator Sp. z o.o. – zostały wykonane, a w dalszej kolejności przesłane do PSE S.A. dobowe prognozy zapotrzebowania na moc oraz prognozy mocy generowanej przez wytwórców przyłączonych do jej sieci dystrybucyjnej. Standardowo pracownicy Dyspozycji innogy Stoen Operator uczestniczyli w dwóch edycjach szkolenia obszarowego „Aktualne aspekty procesu przygotowania i prowadzenia ruchu Krajowego Systemu Elektroenergetycznego” organizowanego przez OSP w miesiącach maj i listopad 2018 r. Szkolenia te dotyczyły m.in. omówienia zaistniałych awarii, istniejących zagrożeń w prowadzeniu ruchu sieci, bezpieczeństwa KSE. Zakres tych szkoleń obejmował również problematykę związaną z bilansowaniem systemu krajowego oraz ewentualnym zagrożeniem blackoutu.

⁷⁸⁾ Podane ilości i wartości różnicy bilansowej są wielkościami księgowymi wg stanu na dzień sporządzenia informacji, przed zatwierdzeniem sprawozdania finansowego przez biegłego rewidenta.

⁷⁹⁾ 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.

Ponadto w ramach utrzymywania wysokiego poziomu kwalifikacji pracownicy Dyspozycji Innowy Stoen Operator uczestniczyli w specjalistycznym szkoleniu dyspozytorskim wykorzystującym symulator sieci elektroenergetycznej dla ćwiczenia usuwania rozległych awarii sieciowych, w warunkach symulujących rzeczywiste sytuacje awaryjne. Szkolenie powyższe było realizowane w sesjach, przez cały 2018 r., przy udziale dyspozytorów innych OSD współpracujących z Innowy Stoen Operator oraz PSE S.A. i firmy PSE Innowacje.

2. Zgodnie z informacją od spółki ENEA Operator Sp. z o.o. – w celu utrzymania odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej, służby ENEA Operator współpracują z służbami operatora systemu przesyłowego PSE S.A. oraz z służbami pozostałych operatorów systemów dystrybucyjnych (TAURON Dystrybucja, ENERGA OPERATOR) w zakresie prowadzenia ruchu sieci koordynowanej 110 kV na terenie ENEA Operator oraz z ww. służbami w zakresie planowania prac na sieci 110 kV. Współpraca oparta jest o IRiESD oraz IRiESP, a także instrukcje współdziałania służb dyspozytorskich. Od 2017 r. w ramach poprawienia bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej ENEA Operator współpracuje z PSE Innowacje Sp. z o.o. w zakresie cyklicznych szkoleń dyspozytorów mocy na symulatorze KSE.
3. Według relacji przedsiębiorstwa ENERGA OPERATOR S.A. w 2018 r. – w ramach wykonania przywołanego obowiązku przez to przedsiębiorstwo energetyczne, przeprowadzono m.in.:

- aktualizację kwestionariuszy dla planów odbudowy KSE,
 - aktualizację i weryfikację planów podziału sieci 110 kV na „wyspy”,
 - opracowanie planów ograniczeń dla trybu normalnego,
 - opracowanie planów ograniczeń awaryjnych A1-A5,
 - aktualizację nastaw automatyki SCO – plany ograniczeń dla trybu automatycznego,
 - uczestnictwo w opracowaniu instrukcji ścieżek odbudowy systemu po rozległej awarii systemowej (blackout),
 - bieżące uzgodnienia układów pracy sieci przy wyłączeniach elementów infrastruktury sieciowej OSD i OSP.
4. Powołując się na informacje od TAURON Dystrybucja S.A. – w ramach wykonania przywołanego obowiązku przez to przedsiębiorstwo energetyczne, zostały podjęte działania polegające m.in. na:
 - utrzymaniu ciągłej współpracy służb dyspozytorskich operatora systemu przesyłowego i TAURON Dystrybucja S.A. zarówno podczas sporządzania planów pracy systemu elektroenergetycznego, jak też podczas prowadzenia ruchu tego systemu,
 - wykonaniu cyklicznych przeglądów planów działania na wypadek zagrożenia wystąpieniem awarii o znacznych rozmiarach oraz odbudowy systemu elektroenergetycznego po wystąpieniu takiej awarii,
 - corocznej aktualizacji planów wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej dla odbiorców,

- przeprowadzeniu wspólnych szkoleń i warsztatów (w szczególności szkoleń na symulatorze zdarzeń sieciowych) dla służb dyspozytorskich operatora systemu przesyłowego i TAURON Dystrybucja S.A.

Pracownicy zatrudnieni w ramach „Dyspozycji Mocy” uczestniczyli w cyklicznych szkoleniach organizowanych przez OSP dla wszystkich operatorów sieci. Grupa pracowników z oddziału gdańskiego tej dyspozycji uczestniczyła w kursie na symulatorze sieci elektroenergetycznej w siedzibie PSE S.A.

5. Według relacji PGE Dystrybucja S.A. – w ramach wykonania przywołanego obowiązku przez to przedsiębiorstwo energetyczne, zostały podjęte działania polegające m.in. na opracowaniu i przekazaniu do OSP:
 - planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, podlegającego uzgodnieniu z Prezesem URE,
 - planu wprowadzania ograniczeń w trybie awaryjnym zgodnie z zasadami opisanymi w IRiESP,
 - planu wprowadzania ograniczeń w trybie automatycznym, jako plan nastawień automatyki SCO sporządzony według wytycznych OSP, realizacja nastawienia przekaźników SCO według planu nastawień,
 - w ramach aktualizacji Planów obrony i odbudowy KSE zostały zaktualizowane:
 - a) tzw. Kwestionariusze C i D dotyczące możliwości pracy odpowiednio stacji i elektrowni w warunkach zaniku napięcia i ich wykorzystania w procesie odbudowy KSE;

b) „Plany podziału sieci 110 kV na wyspy” adekwatnie do obszaru działania oddziałów.

Ponadto PGE Dystrybucja S.A. utrzymuje system łączności dyspozytorskiej, w tym łączności z Obszarowymi Dyspozycjami Mocy operatora systemu przesyłowego niezbędny m.in. do likwidacji zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, zapewnia urządzenia transmisyjne umożliwiające transmisję w trybie on-line danych do systemów SCADA w centrach dyspozytorskich PGE Dystrybucja S.A. i umożliwia ich transmisję do systemów SCADA służb dyspozytorskich OSP. Pracownicy spółki uczestniczą w szkoleniach służb dyspozytorskich organizowanych przez OSP, w szczególności w zakresie realizacji zadań wynikających z realizacji procedur określonych w planach obrony.

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, operatorzy systemów elektroenergetycznych dystrybucyjnych wykorzystali wiele form przekazu tej informacji. 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:

- dane teleadresowe,
- IRIESD,

- informacje o warunkach przyłączenia do sieci OSD wraz z wzorcami wniosków oraz niezbędne formularze,
- informacje o warunkach świadczenia usług dystrybucji (wzorcach umów o świadczenie usług dystrybucji dla odbiorców, wytwórców, sprzedawców, podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie),
- informacje o wartości dostępnej mocy przyłączeniowej dla źródeł zgodnie z art. 7 ust. 8l ustawy – Prawo energetyczne,
- taryfy dla dystrybucji energii elektrycznej,
- informacje o obszarach i terminach planowanych wyłączeń w sieci elektroenergetycznej, w szczególności niskonapięciowej.

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

- Biur Obsługi Klienta na terenie działania danej OSD,
- Elektronicznych Biur Obsługi Klienta (poprzez portale przyłączeniowe), w ramach których zainteresowani mogą przeprowadzić elektronicznie 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 elektroenergetycznego⁸¹⁾, przeprowadzono czynności z zakresu monitoringu zamieszczenia przez przedsiębiorstwa energetyczne wskaźników jakościowych (wskaźników przerw: SAIDI, SAIFI oraz MAIFI) na stronach internetowych tych przedsiębiorstw. Dane za 2017 r. zostały zamieszczone na stronach internetowych OSD zgodnie z terminem określonym w rozporządzeniu, tj. do 31 marca 2017 r., zaś dane za 2018 r. powinny być zamieszczone do 31 marca 2019 r.

W przypadku 5 największych OSD, informacje objęte powyższym obowiązkiem zostały sformułowane poprawnie i zamieszczone terminowo. Nadmienić należy, że wspomniane powyżej wskaźniki jakościowe zostaną wykorzystane dla celów regulacji 5 największych OSD (regulacja jakościowa), za okres regulacji obejmujący lata 2016-2020 według zasad zawartych w odrębnym zestawie 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.

⁸¹⁾ Dz. U. z 2007 r. Nr 93, poz. 623 z późn. zm.

Wypełnienie powyższego obowiązku było monitorowane także w przypadku przedsiębiorstw energetyki przemysłowej, posiadających status operatora systemu dystrybucyjnego (tzw. OSDn). W ocenie Prezesa URE, wypełnienie przywołanego obowiązku zostało przeprowadzone w sposób zadowalający. Większość danych została opublikowana zgodnie z terminem ustawowym i w sposób poprawny lub (w doraźnych przypadkach) skorygowana na polecenie urzędu po monicie telefonicznym, bez konieczności skierowania pism monitorujących w danej sprawie.

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

W związku z obowiązkiem nałożonym na przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej przepisem wynikającym 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 przepisie). Zgodnie z treścią przepisu, te dane winny być aktualizowane i upublicznione na stronie internetowej przedsiębiorstwa co najmniej raz na kwartał.

W ocenie Prezesa URE 5 największych OSD zamieszczało dane objęte obowiązkiem terminowo,

niezwłocznie po zakończeniu każdego kwartału kalendarzowego.

Z kolei wypełnianie przywołanego obowiązku przez grupę przedsiębiorstw energetyki przemysłowej (OSDn), w zdecydowanej większości przedsiębiorstw z tej grupy zostało ocenione jako terminowe lub zrealizowane z nieznacznym opóźnieniem (przedsiębiorstwa uzupełniły dane w następstwie kilku dni po zakończeniu kwartału), jednak z zachowaniem trzymiesięcznej częstości publikacji danych. W świetle udzielonych wyjaśnień przedstawionych przez OSDn, ustalono kluczowe przyczyny ewentualnego niezachowania terminu wypełnienia obowiązku tj.:

- zmiany personalne w strukturze zespołów przygotowujących dane,
- współpraca przedsiębiorstwa ze specjalistyczną firmą zewnętrzną, w kwestiach administrowania stroną internetową (na zasadzie outsourcingu usług informatycznych),
- ataki hackerskie i utrata danych.

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 34 podmiotów z grupy przedsiębiorstw energetyki przemysłowej wszczęto postępowania administracyjne o wymierzenie kary pieniężnej, z czego, po przeanalizowaniu udzielonych wyjaśnień, wymierzono karę pieniężną 3 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).

ENERGA OPERATOR S.A. poinformowała o niezastąpieniu w 2018 r. przypadków odmownych.

Operatorzy: innogy Stoen Operator Sp. z o.o. oraz TAURON Dystrybucja S.A. poinformowali o pojedynczych przypadkach odmownych:

- innogy Stoen Operator Sp. z o.o. – 1 przypadek dla sieci WN, elektrociepłownia gazowo-parowa, z uwagi na brak technicznych warunków przyłączenia, o których mowa w art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne,
- TAURON Dystrybucja S.A. – 1 przypadek dla sieci, farma wiatrowa, z uwagi na odmowę PSE S.A. odnośnie uzgodnienia warunków przyłączenia tej farmy (z uwagi na brak możliwości odbioru wyprodukowanej energii).

Natomiast – zgodnie z relacją ze strony pozostałych operatorów systemu dystrybucyjnego – odnotowano zaistnienie zauważalnej liczby przypadków odmownych udzielonym wytwórcom, zgodnie z informacją poniżej:

- ENEA Operator Sp. z o.o. – 12 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 i jest zgodny z opracowaniem pt. „Kryteria techniczne oceny możliwości przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci dystrybucyjnej średniego napięcia Operatora Systemu Dystrybucyjnego” (publikacja: strona internetowa przedsiębiorstwa). W zakresie odmowy na napięciu WN – podstawą był brak uzgodnienia projektu warunków przyłączenia przez OSP,

- PGE Dystrybucja S.A. – 47 przypadków dla sieci SN oraz 2 przypadki dla sieci WN głównie dla wytwórców energii w źródłach odnawialnych (fotowoltaiczne), w sytuacji, gdy odmowę przyłączenia uzasadniała indywidualna ekspertyza wpływu pracy źródła na sieć, odpowiedź odmowną uzasadniano także 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 2018 r. sprawozdania z realizacji planu rozwoju za 2017 r. zostały objęte 64 przedsiębiorstwa energetyczne. W terminie ustawowym sprawozdania przedstawiło 5 największych OSD, OSP oraz 58 przedsiębiorstw posiadających koncesję na dystrybucję energii. Do końca 2018 r. Prezes

URE w przypadku jednego przedsiębiorstwa wydał decyzję o odstąpieniu od wymierzenia kary. Decyzja ta dotyczyła postępowania administracyjnego wszczętego w IV kwartale 2017 r.

W przypadku monitorowania obowiązku uzgadniania projektów planów rozwoju z Prezesem URE, ustalono, że w 2018 r. zobligowanych do przedłożenia planu rozwoju było 10 przedsiębiorstw energetyki przemysłowej – wszystkie te podmioty plany przedłożyły. Ponadto, 2 przedsiębiorstwa przedłożyły do uzgodnienia projekt planu rozwoju, który spełniał warunki zwolnienia z obowiązku uzgodnienia planu. Wobec powyższego, prowadzone postępowania stały się bezprzedmiotowe. Do końca 2018 r. Prezes URE wydał decyzję wymierzającą przedsiębiorstwu karę pieniężną i decyzję umarzającą prowadzone postępowanie. Decyzje te dotyczyły postępowań administracyjnych wszczętych w IV kwartale 2017 r. Jedno postępowanie administracyjne, wszczęte w 2018 r. zakończyło się wydaniem decyzji odstępującej od wymierzenia kary pieniężnej.

Ponadto, w 2018 r. 8 przedsiębiorstw było zobligowanych do uzgodnienia aktualizacji planu rozwoju. Aktualizacje planu rozwoju przedłożyły 8 przedsiębiorstw energetyki przemysłowej.

Do końca 2018 r. Prezes URE wydał dwie decyzje o odstąpieniu od wymierzenia kary za nieprzedłożenie do uzgodnienia aktualizacji planu rozwoju. Decyzje te dotyczyły postępowań administracyjnych wszczętych w IV kwartale 2017 r.

Weryfikacja IRiESD „małych” operatorów sieci dystrybucyjnej

W 2018 r. [oddziały terenowe URE](#) prowadziły weryfikację IRiESD, o której 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. Weryfikacja ta odbywała się zgodnie z decyzją Prezesa URE nr 3/2015 z 19 marca 2015 r. w sprawie wprowadzenia procedury przeprowadzania weryfikacji instrukcji ruchu i eksploatacji sieci operatorów, o których mowa w art. 9 d ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne pod względem spełnienia wymagań określonych w tej ustawie.

W okresie sprawozdawczym w zakończonych, na czas opracowania niniejszego Sprawozdania, postępowaniach weryfikacyjnych nie stwierdzono naruszeń przepisów prawa w zakresie objętym okresowym planem weryfikacji IRiESD, stanowiących podstawę 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 2018 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.

W niektórych 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.

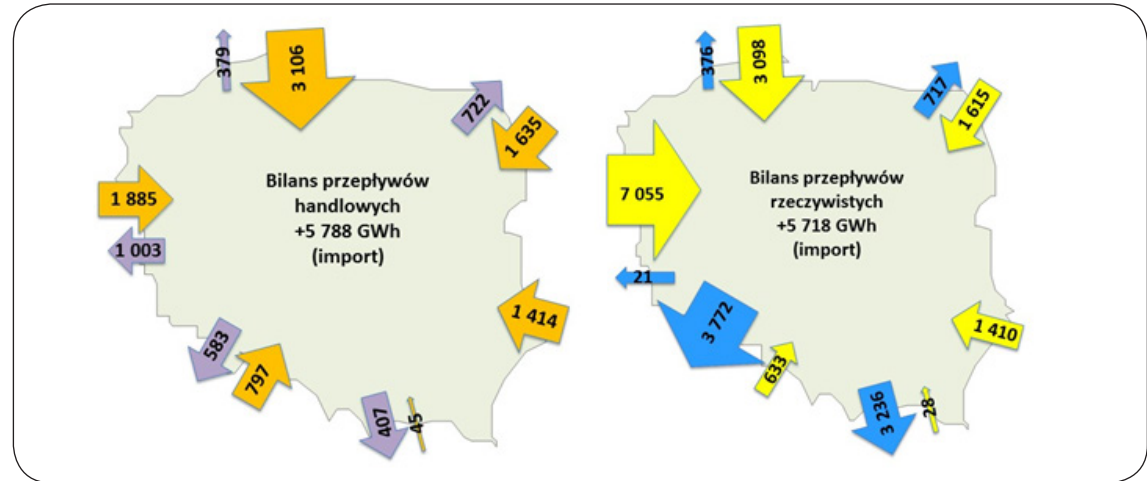
7.2. Kontrolowanie realizacji obowiązków w zakresie warunków dostępu do sieci

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 2018 r. zostały przedstawione na rys. 19.

Bilans handlowy – saldo na granicach Polski w 2018 r. – wyniósł +5 788 GWh (import). Eksport energii elektrycznej wyniósł łącznie 3 093 GWh

Rysunek 19. Bilans handlowych i rzeczywistych przepływów energii elektrycznej na połączeniach z innymi krajami w 2018 r. [GWh]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

i zmniejszył się o ok. 33% w porównaniu do roku poprzedniego. Natomiast import energii elektrycznej był głównie realizowany ze Szwecji, Litwy, Ukrainy oraz Czech i wyniósł łącznie 8 881 GWh (wzrost o ok. 27% w porównaniu do roku poprzedniego).

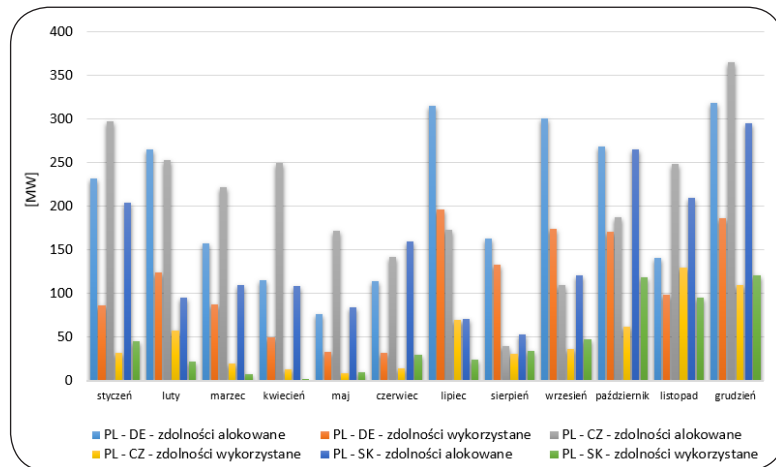
Jednocześnie należy zwrócić uwagę na utrzymującą się od wielu lat istotną różnicę pomiędzy handlowymi i rzeczywistymi przepływami energii elektrycznej na granicach synchronicznych (Niemcy, Czechy, Słowacja), która jest skutkiem nieplanowych przepływów energii elektrycznej, przyczyniających się do znacznego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

W 2018 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*.

Na rys. 20 i 21 (str. 70) przedstawiono średnie miesięczne ilości zdolności przesyłowych alokowanych i wykorzystanych na połączeniach synchronicznych w 2018 r. – odpowiednio w kierunku eksportu i importu.

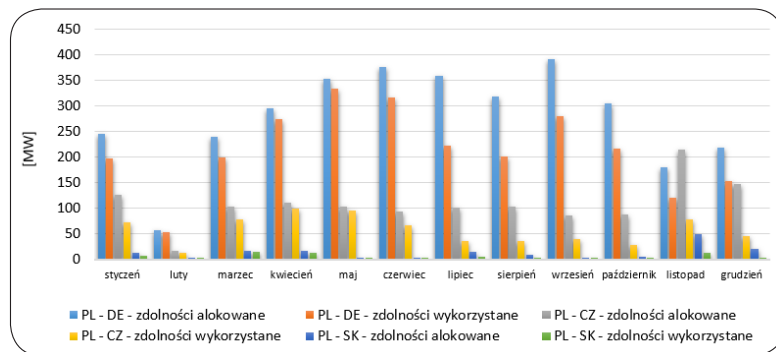
Podział łącznych mocy przesyłowych oferowanych na profilu technicznym (łącznie: Niemcy,

Rysunek 20. Zestawienie średnich miesięcznych zdolności przesyłowych, udostępnianych w skoordynowanych aukcjach, alokowanych i wykorzystanych w kierunku eksportu w 2018 r. na poszczególnych połączeniach synchronicznych [MW]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 21. Zestawienie średnich miesięcznych zdolności przesyłowych, udostępnianych w skoordynowanych aukcjach, alokowanych i wykorzystanych w kierunku importu w 2018 r. na poszczególnych połączeniach synchronicznych [MW]

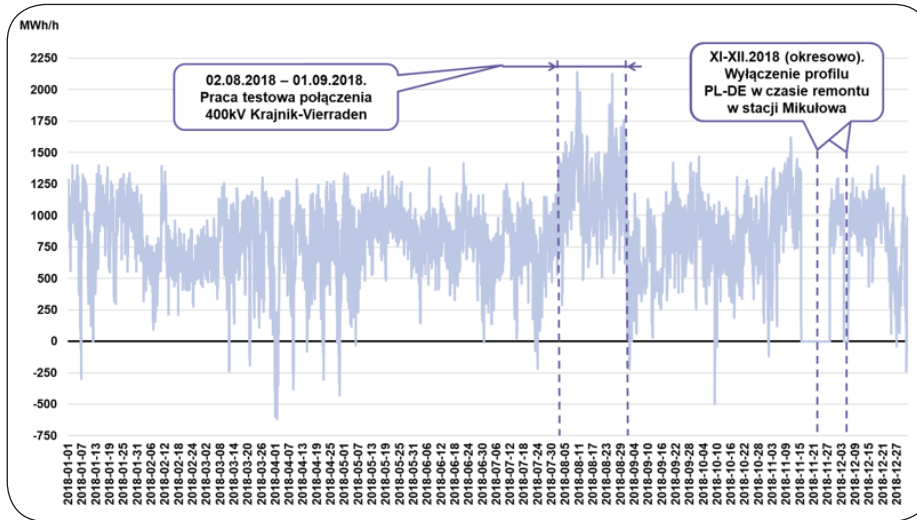


Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Czechy, Słowacja) pomiędzy profile handlowe (oddzielnie: Niemcy, Czechy, Słowacja) odbywa się według rankingu cenowego składanych przez tych uczestników ofert. Przedstawione powyżej dane wskazują, że w przypadku eksportu uczestnicy rynku w skali całego 2018 r. nie wykazywali wyraźnych preferencji, choć w poszczególnych miesiącach te preferencje się zmieniały. Jednocześnie stopień wykorzystania alokowanych zdolności przesyłowych może świadczyć, że w największym stopniu były wykorzystywane moce przesyłowe alokowane do Niemiec. Natomiast w przypadku importu energii elektrycznej w 2018 r. dominowała alokacja i wykorzystanie na kierunkach z Niemiec i Czech. W szczególności, najwięcej oferowanych mocy przesyłowych zostało alokowanych z Niemiec, a następnie z Czech. Zróżnicowanie ilości oferowanych i alokowanych mocy przesyłowych w 2018 r. w poszczególnych miesiącach w dużej mierze wynika z funkcjonowania fi-

zycznych przesuwników fazowych i problemów z tym związanych. Zgodnie z umową pomiędzy PSE a 50Hertz, w 2016 r. PSE S.A. uruchomiły przesuwniki fazowe po stronie polskiej na połączeniu południowym (Mikułowa-Hagenwerder), 50Hertz natomiast miało zainstalować przesuwniki w swojej stacji elektroenergetycznej, na połączeniu północnym (Krajnik-Vierraden). Z uwagi na opóźnienie w realizacji inwestycji po stronie niemieckiej, efektywna regulacja przepływów za pomocą przesuwników zainstalowanych w stacji Mikułowa wymagała czasowego wyłączenia linii 220 kV Krajnik – Vierraden, stanowiącej najsłabszy i często przeciążający się element profilu Polska-Niemcy. 2 sierpnia 2018 r. załączono do pracy testowej zmodernizowane połączenie Krajnik-Vierraden. Połączenie jest obecnie przystosowane do pracy na 380/400kV, a po stronie niemieckiej w stacji Vierraden zainstalowano 2 z 4 przewidzianych przesuwników fazowych. Niepełny układ przesuwników jest wynikiem braku przebudowy do napięcia 380 kV wychodzących ze stacji Vierraden linii 220 kV, co skutkowało koniecznością wstawienia 2 tymczasowych transformatorów 380/220 kV w miejscach przewidzianych dla kolejnych 2 przesuwników. Praca testowa zakończyła się 1 września 2018 r., jednak połączenie było jeszcze okresowo uruchamiane w trakcie modernizacji w stacji Mikułowa.

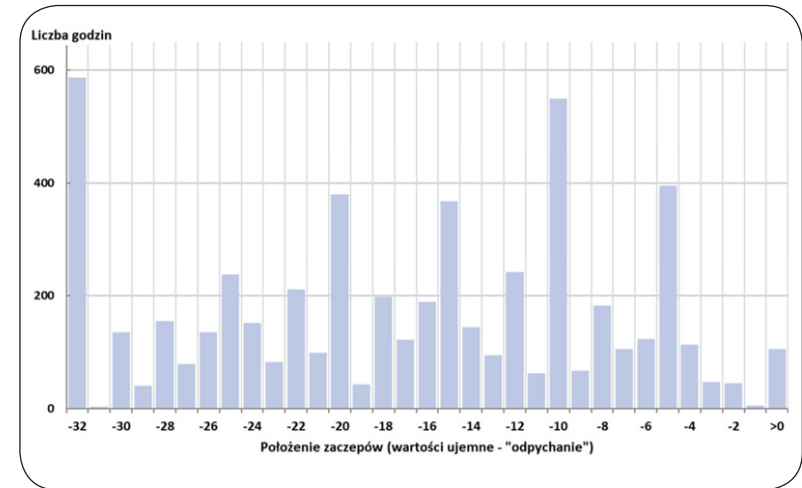
Planowe prace w stacji Mikułowa przeprowadzono w listopadzie i grudniu 2018 r., po szczegółowych ustaleniach ze stroną niemiecką oraz po skoordynowaniu wyłączeń w regionie – w trakcie modernizacji wystąpiły okresy, gdy Polska nie mia-

Rysunek 22. Przepływy fizyczne Niemcy → Polska w 2018 r.

Źródło: PSE S.A.

ła żadnego połączenia z Niemcami. Tymczasowe wyłączenie linii Krajnik – Vierraden w 2016 r. spowodowało obniżenie przepływów fizycznych i niegrafikowych. Ich poziom w 2018 r. był podobny do tego z 2017 r., za wyjątkiem wartości w sierpniu 2018 r. – z uwagi na pracę testową połączenia Krajnik-Vierraden (rys. 22).

Wykorzystanie przesuwników w stacji Mikułowa, rozumiane jako ustawienie zaczepek w pozycji niezerowej (innej niż neutralna), miało miejsce w 65% godzin pracy przesuwników w 2018 r., z czego konieczność nastawienia maksymalnego położenia zaczepek w pozycji „odpychania” (zaczep -32) miała miejsce w 7% godzin. Średnia nie-

Rysunek 23. Histogram niezerowego położenia zaczepek przesuwników w stacji Mikułowa w 2018 r.

Źródło: PSE S.A.

zerowa nastawa zaczepek wyniosła -17. Statystykę położenia zaczepek pokazano na rys. 23.

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 energii⁸²⁾. Powodują one również, że znaczna część mocy przesyłowych jest udostępniana w krótszych horyzontach czasowych.

⁸²⁾ Więcej o tym zagadnieniu w Sprawozdaniach z działalności Prezesa URE w 2015 r., 2016 r. oraz w 2017 r.

W szczególności, zdolności przesyłowe w kierunku importu były udostępniane wyłącznie na aukcjach dobowych – średnio 81% oferowanych zdolności przesyłowych oraz na aukcjach w dniu realizacji dostaw – średnio 19% oferowanych zdolności przesyłowych. Podobnie, zdolności przesyłowe w kierunku eksportu były udostępniane wyłącznie na aukcjach dobowych – średnio 63% oraz na aukcjach w dniu realizacji dostaw – średnio 37% oferowanych zdolności przesyłowych.

W 2018 r., podobnie jak w latach wcześniejszych, były podejmowane międzyoperatorskie działania zaradcze, tj. środki o charakterze do-
rażnym mające na celu zapewnienie bezpiecznej

pracy połączonych systemów. Działania te obejmowały redispatching dwustronny oraz redispatching wielostronny (MRA), przy czym w 2018 r., podobnie do 2017 r., nie było konieczności użycia MRA do zapewnienia bezpieczeństwa na przekroju Polska-Niemcy (kryterium N-1). Wolumen MRA występujący w wysokości 1,5 GWh jedynie w październiku 2018 r. wynikał z realizacji umów wielostronnych dotyczących środków zaradczych. Skala redispatchingu dwustronnego w 2018 r. była zbliżona do wolumenu w 2017 r. i znacząco mniejsza niż w okresie sprzed uruchomienia fizycznych przesuwników fazowych w stacji Mikułowa i wyłączenia linii Krajnik-Vierraden. Średniomiesięczny wolumen w 2018 r. wyniósł 1,01 GWh, przy czym zaobserwować można zwiększony wolumen:

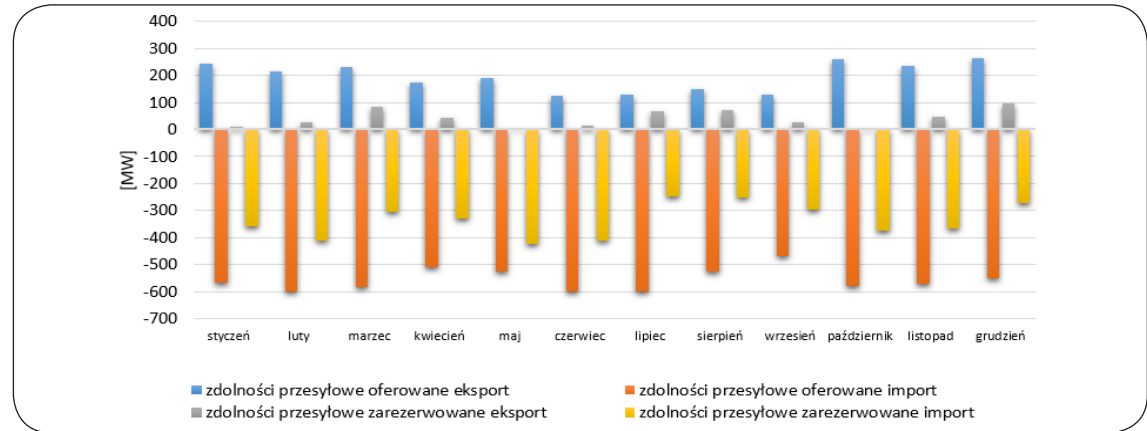
- w okresie 2 lutego – 6 marca 2018 r. (5,16 GWh), z uwagi na planowe, sekwencyjne wyłączenie autotransformatorów AT1 / AT2 w stacji Mikułowa,
- w sierpniu 2018 r. (5,37 GWh), co było skutkiem koniecznych działań do likwidacji przeciążeń na niezmodernizowanych liniach 220 kV wychodzących ze stacji Vierreden przy pracy testowej połączenia Krajnik-Vierraden.

Alokacja zdolności przesyłowych na połączeniach stałoprądowych Polska-Szwecja oraz Polska-Litwa w 2018 r. była realizowana w trybie aukcji typu *implicit* w oparciu o mechanizm *market coupling* prowadzony przez TGE S.A. i Nord Pool AS.

Na rys. 24 i 25 przedstawiono średnie miesięczne wartości oferowanych i alokowanych zdolności przesyłowych w 2018 r.

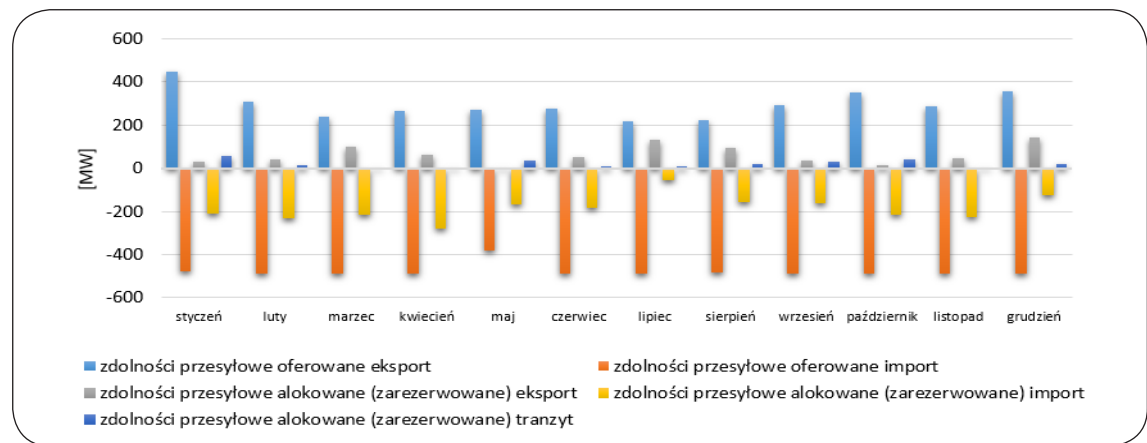
Z przedstawionych danych wynika, że w 2018 r. ceny energii elektrycznej były w większości czasu

Rysunek 24. Zestawienie średnich miesięcznych wartości zdolności przesyłowych oferowanych i alokowanych w 2018 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 2018 r. na połączeniu Polska-Litwa [MW]



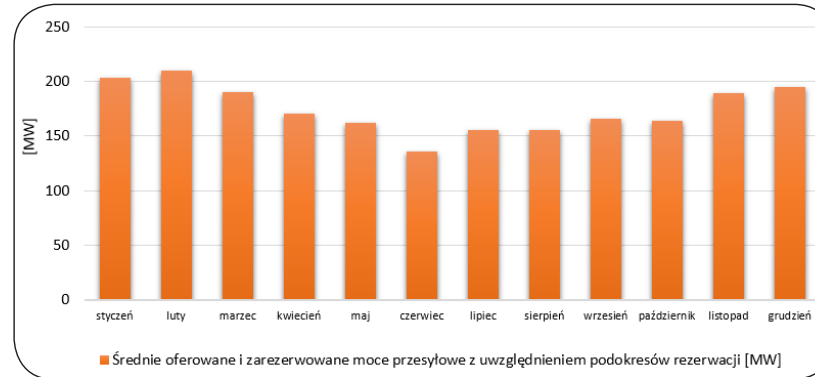
Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

niższe na rynku skandynawskim, co w konsekwencji skutkowało w głównej mierze importem energii elektrycznej do Polski ze Szwecji, ograniczanym 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 okresowo 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 oferowano oraz alokowano zdolności przesyłowe dla celów tranzytu ze Szwecji na Litwę o wartości średniej ok. 21 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 awaryjnymi wyłączeniami linii.

Na rys. 26 przedstawiono średnie miesięczne wartości oferowanych zdolności przesyłowych na połączeniu międzysystemowym Polska-Ukraina, w kierunku importu w 2018 r.

Rysunek 26. Średnie oferowane zdolności przesyłowe na połączeniu międzysystemowym Polska-Ukraina, kierunek import, w 2018 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Koncentracja udostępnianych przez PSE S.A. mocy przesyłowych alokowanych w przetargach na połączeniach synchronicznych w 2018 r.

W przetargach rocznym oraz miesięcznych na rezerwację mocy na przekrojach granicznych Polski w 2018 r. nie oferowano zdolności przesyłowych. Z kolei w przetargach dobowych zdolności przesyłowych na przekrojach granicznych Polski, zdolności przesyłowe były alokowane w kierunku eksportu i importu. Zdolności przesyłowe w ciągu całego okresu (2018 r. – przetargi dobowe) zostały alokowane w sumie dla 25 różnych podmiotów (uczestników rynku). Maksymalny udział w rynku dla jednego podmiotu wyniósł około 25,90%.

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 2018 r. nie wystąpiły ograniczenia alokowanych zdolności przesyłowych (redukcje).

Z kolei na połączeniu Polska-Ukraina ze względu

na awaryjne przedłużenie wyłączenia linii Zamość – Dobrotwór wystąpiła redukcja alokowanych zdolności przesyłowych w okresie 22 czerwca 2018 r. godz. 18.00 – 25 czerwca 2018 r. godz. 19.00. Sumaryczna wielkość redukcji wyniosła 9 785 MWh.

Przychody z alokacji zdolności przesyłowych na połączeniach z krajami UE i sposób ich wykorzystania w 2018 r.

Ostateczna wielkość przychodów z tytułu alokacji zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej na połączeniach z krajami UE w okresie od 1 stycznia do 31 grudnia 2018 r. wyniosła 137 915 800 zł. Suma ta jest pomniejszona

szona o kwoty zwrócone uczestnikom wymiany systemowej przez OSP, z uwagi na dokonanie przez tych uczestników zwrotu części nabytych przez nich rocznych i miesięcznych praw przesyłowych do alokowania w ramach aukcji dobowych oraz z uwagi na niezrealizowanie przez tych uczestników praw przesyłowych w aukcjach dobowych.

Powyższa suma 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. zgodnie z celami określonymi 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 okresie od 1 stycznia do 31 grudnia 2018 r. OSP wydatkował z Funduszu Celowego kwotę 75 300 000 zł.

7.3. Monitorowanie warunków przyłączenia podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywanie napraw tej sieci

Monitorowanie przez Prezesa URE warunków przyłączenia podmiotów do sieci i ich realizacji odbywa się w [oddziałach terenowych URE](#) wielopłaszczyznowo.

Przede wszystkim przedsiębiorstwa energetyczne zobowiązane są na bieżąco powiadamiać Prezesa URE o każdym przypadku odmowy wydania warunków o przyłączenie do sieci, wraz ze wskazaniem jej przyczyn i podmiotów ubiegających się o przyłączenie. W 2018 r. przedsiębiorstwa energetyczne zgłosiły 150 przypadków odmowy wydania warunków o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej na łączną moc 455,99 MW, głównie instalacjom fotowoltaicznym. Na tym tle wyróżnia się obszar podlegający właściwości Południowego Oddziału Terenowego URE z siedzibą w Katowicach, z którego przedsiębiorstwa energetyczne nie zgłosiły żadnego przypadku odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej.

135 odmów przyłączenia do sieci było spowodowane brakiem warunków technicznych przyłączenia do sieci – WT (łączna moc przyłączeniowa 260,35 MW), a 15 względami ekonomicznymi – WE (łączna moc przyłączeniowa 195,64 MW).

Należy zauważyć, że liczba odmów przyłączenia do sieci uległa zwiększeniu w odniesieniu do 2017 r. (wzrost o 183%). Było to spowodowane w głównej mierze przekroczeniem dopuszczalnych wartości napięć i istniejących zapasów mocy oraz zagrożeniem bezpieczeństwa funkcjonowania sieci elektroenergetycznej (tab. 22 str. 75).

Oddziały terenowe monitorują warunki przyłączenia podmiotów do sieci i sposób ich realizacji również poprzez rozpatrywanie skarg na działalność przedsiębiorstw energetycznych i wniosków zgłaszanych przez odbiorców. W 2018 r., podobnie jak w latach ubiegłych, zgłaszane skargi dotyczyły zarówno przebiegu samej procedury przyłączeniowej, jak i poszczególnych kwestii dotyczących technicznych aspektów realizacji procesu przyłączenia do sieci. Należy podkreślić, że znaczna liczba skarg dotyczyła braku dotrzymania przez OSD zobowiązań umownych w zakresie terminów realizacji przyłączeń do sieci.

We wszystkich tego rodzaju sprawach podjęte przez URE działania są adekwatne do okoliczności konkretnego przypadku. Poza interwencjami podejmowanymi w samym przedsiębiorstwie energetycznym, niejednokrotnie prowadzonymi do zmiany stanowiska OSD w danej kwestii, oddziały terenowe udzielały także wyjaśnień lub wskazywały inne sposoby rozwiązania problemu i możliwości dochodzenia praw odbiorców energii elektrycznej, m.in. poprzez skorzystanie z pomocy Koordynatora ds. negocjacji przy Prezesie URE oraz możliwość skierowania sprawy na drogę postępowania sądowego, o ile okazywało się to konieczne. W ramach powyższych działań prze-

Tabela 22. Odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznych

| Województwo | Przyczyna | Grupa przyłączeniowa | | | | | | moc* [MW] |
|---------------------|-----------|----------------------|----|-----|----|---|----|--------------|
| | | I | II | III | IV | V | VI | |
| dolnośląskie | WE | - | - | - | - | - | - | - |
| | WT | 1 | - | 1 | - | - | - | 27 |
| kujawsko-pomorskie | WE | - | - | - | - | - | - | - |
| | WT | - | - | 21 | - | - | - | 20 |
| lubelskie | WE | - | - | - | - | - | - | - |
| | WT | - | - | 10 | - | - | - | 12 |
| lubuskie | WE | - | - | - | - | - | - | - |
| | WT | - | - | - | - | - | - | - |
| łódzkie | WE | - | 1 | 10 | - | - | - | 73 |
| | WT | - | 1 | 5 | - | - | - | 14 |
| małopolskie | WE | - | - | - | - | - | - | - |
| | WT | - | - | - | - | - | - | - |
| mazowieckie | WE | - | 1 | 1 | 1 | - | - | 123 |
| | WT | - | - | - | - | - | - | - |
| opolskie | WE | - | - | - | - | - | - | - |
| | WT | - | - | - | - | - | - | - |
| podkarpackie | WE | - | - | - | - | 1 | - | 0 |
| | WT | - | - | 5 | - | 5 | - | 5 |
| podlaskie | WE | - | - | - | - | - | - | - |
| | WT | - | - | 17 | - | - | - | 24 |
| pomorskie | WE | - | - | - | - | - | - | - |
| | WT | - | - | 10 | 1 | 1 | - | 29 |
| śląskie | WE | - | - | - | - | - | - | - |
| | WT | - | - | - | - | - | - | - |
| świętokrzyskie | WE | - | - | - | - | - | - | - |
| | WT | - | - | - | - | - | - | - |
| warmińsko-mazurskie | WE | - | - | - | - | - | - | - |
| | WT | - | - | 14 | - | - | - | 18 |
| wielkopolskie | WE | - | - | - | - | - | - | - |
| | WT | - | 2 | 30 | - | 1 | - | 97 |
| zachodniopomorskie | WE | - | - | - | - | - | - | - |
| | WT | - | - | 10 | - | - | - | 15 |

* Moc przyłączeniowa z wniosku.

Źródło: URE.

kazywano również zainteresowanym podmiotom informację o możliwości wystąpienia z wnioskiem o rozstrzygnięcie przez Prezesa URE sporu dotyczącego odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci.

Ponadto, oddziały terenowe URE dodatkowo monitorują warunki przyłączania podmiotów do sieci i ich realizację także podczas prowadzonych przez siebie postępowań wyjaśniających lub administracyjnych. Jeżeli w ich trakcie ujawnione zostaną informacje o problemach podmiotów dotyczących przyłączenia do sieci, przedsiębiorstwo energetyczne jest zobowiązane do przekazania wyjaśnień i ewentualnie do podjęcia działań mających na celu wyeliminowanie problemów odbiorców. Również prowadzone postępowania administracyjne w zakresie rozstrzygania sporów o odmowę zawarcia umowy o przyłączenie były w okresie sprawozdawczym skutecznym narzędziem do weryfikacji prawidłowości postępowania OSD w zakresie ustalania warunków przyłączenia lub odmowy ich wydania.

W sferze zainteresowania oddziałów terenowych URE znajdują się także kwestie związane z występującymi awariami sieci elektroenergetycznych. W ramach prowadzonego monitoringu w tym zakresie zwrócono się do operatorów działających na terenie poszczególnych województw, z prośbą o przesłanie informacji o awariach sieci oraz innych nieplanowanych i planowanych przerwach w dostarczaniu energii elektrycznej oraz o podjętych działaniach (tab. 23 str. 76).

Ze zgromadzonych informacji wypływa wniosek, że większość awarii jest wynikiem zjawisk

Tabela 23. Awarie sieci elektroenergetycznych

| Województwo | nN | SN | WN | Planowane | | | | Nieplanowane bez katastrofalnych /z katastrofalnymi | | MAIFI [szt.] | | |
|---|---------|--------|----|--|--------|------------------|---------------|---|--|--------------|------------------|--|
| | | | | SAIFI [szt./odb.] | | SAIDI [min/odb.] | | SAIFI [szt./odb.] | | | SAIDI [min/odb.] | |
| | | | | | | | | | | | | |
| dolnośląskie | 7 047 | 5 253 | 45 | 0,24 | 30,94 | 2,63/2,63 | 129,55/130,34 | 2,27 | | | | |
| kujawsko-pomorskie | bd | bd | bd | 0,65 | 96,80 | 3,65/3,65 | 174,40/178,80 | 8,30 | | | | |
| lubelskie (PGE Dystrybucja S.A.) | 27 811 | 2 842 | bd | 1,55 | 229,84 | 77,27 | 1 100,19 | 37,49 | | | | |
| lubuskie i zachodnio-pomorskie (ENEA Operator S.A.) | 15 589 | 48 457 | 35 | 0,24 | 47,00 | 3,36/3,36 | 156/159 | 4,36 | | | | |
| łódzkie (PGE Dystrybucja) | 32 608 | bd | bd | SAIFI 3,63 (łącznie planowane, nieplanowane) SAIDI 256,46 (łącznie planowane, nieplanowane) | | | | 6,23 | | | | |
| małopolskie (TAURON Dystrybucja S.A.) | 14 891 | 8 948 | 23 | 0,46 | 53,47 | 2,38/2,38 | 112,83/112,93 | 5,96 | | | | |
| małopolskie (PGE Dystrybucja S.A.) | 273 | 25 | 0 | 0,99 | 143,42 | 3,52/3,52 | 217,08/217,08 | 10,76 | | | | |
| mazowieckie (PGE Dystrybucja S.A.) | 49 126 | bd | bd | SAIFI 4,48 (łącznie planowane, nieplanowane) SAIDI 378,36 (łącznie planowane, nieplanowane) | | | | 3,55 | | | | |
| mazowieckie (innogy STOEN) | 103 371 | 1 142 | | 0,15 | 11,44 | 1,88 | 111,09 | 0,55 | | | | |
| opolskie | 3 983 | 1 755 | 4 | 0,33 | 40,23 | 2,21/2,21 | 91,75/91,79 | 2,48 | | | | |
| podkarpackie (PGE Dystrybucja S.A.) | 16 708 | 894 | 3 | 0,55 | 90,55 | 2,99/2,99 | 190,48/197,60 | 7,55 | | | | |
| podlaskie (PGE Dystrybucja S.A.) | 15 453 | 4 153 | 10 | 0,37 | 83,09 | 4,39/4,39 | 231,87/243,55 | 10,37 | | | | |
| pomorskie (ENERGA OPERATOR S.A.) | bd | bd | bd | 0,22 | 34,50 | 1,86/1,87 | 83,00/83,80 | 4,24 | | | | |
| śląskie (TAURON Dystrybucja S.A.) | bd | bd | bd | 0,31 | 49,54 | 1,92/1,92 | 90,37/90,37 | 2,20 | | | | |
| świętokrzyskie (PGE Dystrybucja S.A.) | bd | bd | bd | SAIFI 4,24 (łącznie planowane, nieplanowane) SAIDI 359,15 (łącznie planowane, nieplanowane) | | | | 7,82 | | | | |
| warmińsko-mazurskie (PGE Dystrybucja S.A.) | bd | bd | bd | 0,34 | 86,33 | 4,43/44,40 | 208,51/212,37 | 7,16 | | | | |
| wielkopolskie | bd | bd | bd | 0,61 | 103,60 | 4,96/4,96 | 244,9/247,70 | 13,92 | | | | |
| zachodnio-pomorskie (Energa Operator S.A.) | 3 827 | 1 892 | 7 | 0,25 | 45,40 | 2,08/2,08 | 114/115 | 6,15 | | | | |

Źródło: URE.

atmosferycznych o charakterze ekstremalnym, sporadycznie zdarzają się awarie elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej, głównie linii napowietrznych. W celu zachowania ciągłości dostaw energii elektrycznej do odbiorców stosowane jest m.in. zasilanie wydzielonej sieci elektroenergetycznej z agregatów prądotwórczych. W celu ograniczenia przerw w dostawach energii elektrycznej do odbiorców systematycznie zwiększany jest zakres prac realizowanych w technologii prac pod napięciem. OSD wskazywały także, że w ramach zapobiegania awariom podejmują m.in. następujące działania eksploatacyjne: uruchomienie programu wymiany znacznej ilości linii napowietrznych na kablowe, wymiana odcinków linii elektroenergetycznej na izolowane, automatyzacja pracy sieci poprzez instalowanie rozłączników sterowanych falami radiowymi, prowadzenie bieżących zabiegów eksploatacyjnych, w tym oględzin, przeglądów pomiarów, konserwacji i remontów odcinków sieci zagrożonych wystąpieniem awarii i uszkodzeń, zmniejszenie czasookresów wycinki drzew i gałęzi. Niektóre OSD wskazywały na coraz częstsze wykorzystywanie śmigłowców do oceny stanu sieci, jak i do szybkiej lokalizacji i określenia zakresu uszkodzeń w sytuacjach awaryjnych.

Przedsiębiorstwa energetyczne wskazały, że w przypadku wystąpienia awarii sieci, priorytet w usuwaniu mają awarie zagrażające życiu i zdrowiu, a następnie kolejność ich usuwania odbywa się wg poziomu napięcia sieci. W pierwszej kolejności naprawiane są sieci WN, następnie SN i w ostatniej kolejności nN. Taki sposób postępowania umożliwił jak najszybsze przywraca-

nie napięcia jednocześnie dużym grupom odbiorców. Przedsiębiorstwa energetyczne podkreślały, że prace w zakresie zlokalizowania miejsca wystąpienia uszkodzeń w sieci, wykonania niezbędnych przełączeń oraz naprawcze dla przywrócenia zasilania odbiorcom są podejmowane niezwłocznie po wystąpieniu awarii przez pracowników OSD i współpracujących zewnętrznych firm wykonawczych. Jednocześnie OSD wskazywały, 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. Najbardziej awaryjne i wyeksploatowane odcinki sieci na podstawie wieloletniej i okresowej oceny są typowane do modernizacji.

7.4. Monitorowanie 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. 4,58%) skorzystało do tej pory z takiej możliwości. Mimo tej stosunkowo małej aktywności odbiorców, monitorowanie

Tabela 24. Prawo wyboru sprzedawcy, stan na koniec 2018 r.

| Operator systemu dystrybucyjnego | Liczba odbiorców TPA* | | Wolumen dostarczonej energii w ramach TPA [MWh] | Udział energii dostarczonej w ramach TPA w stosunku do całkowitej en. dostarczonej przez dane przedsiębiorstwo [%] |
|----------------------------------|--------------------------------------|----------------------------|---|--|
| | stan na koniec 2018 r. (narastająco) | | w okresie 1 stycznia – 31 grudnia 2018 r. | w okresie 1 stycznia – 31 grudnia 2018 r. |
| | | w tym jedn. samorządu ter. | | |
| PGE Dystrybucja S.A. | 211 173 | 1 531 | 16 504 702 | 45,35 |
| ENERGA OPERATOR S.A. | 182 638 | 2 355 | 10 196 849 | 45,39 |
| TAURON Dystrybucja S.A. | 223 895 | 631 | 29 105 837 | 58,33 |
| ENEA Operator Sp. z o.o. | 114 599 | 486 | 8 369 873 | 42,11 |
| innogy Stoen Operator Sp. z o.o. | 72 293 | 32 | 4 258 312 | 55,83 |
| Razem 5 dużych OSD | 804 598 | 5 035 | 68 435 573 | 50,22 |
| OSD Energetyki Przemysłowej | 2 365 | x | 2 406 151 | 29,61 |
| Suma OSD | 806 963 | x | 70 841 725 | 49,06 |

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

Źródło: URE na podstawie danych przedstawionych przez OSD.

zmiany sprzedawcy pozwala dostrzegać jego pozytywne i negatywne strony oraz definiować bariery rozwoju rynku konkurencyjnego. I tak, sytuacja w zakresie korzystania z TPA przez odbiorców przyłączonych do sieci poszczególnych OSD została przedstawiona w tab. 24.

W 2018 r. monitorowaniem objętych zostało 41 OSD, tj. 5 dużych, wydzielonych w procesie *unbundlingu* oraz 36⁸³⁾ tzw. OSD „przemysłowych”,

⁸³⁾ Dane do Sprawozdania pozyskano z jednorazowego badania rocznego. Badaniem za 2018 r. objęte są jedynie przedsiębiorstwa zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej oraz spełniające kryterium – minimum 100 odbiorców przyłączonych do sieci elektroenergetycznej. W 2017 r. objętych badaniem zo-

działających jako przedsiębiorstwa zintegrowane pionowo, tzn. prowadzące równocześnie działalność sieciową i obrotową.

Kolejna tabela zawiera dane przedstawiające, w jaki sposób kształtowała się sytuacja w zakresie wyboru sprzedawcy na terenie poszczególnych operatorów systemów dystrybucyjnych z wyszczególnieniem odbiorców w gospodarstwach domowych.

stało 25 przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo, podczas gdy w 2018 r. rozszerzono grupę badaną do 45 przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo. W wyniku otrzymanych danych w jednorazowym badaniu rocznym za 2018 r. liczba przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo spełniających przyjęte kryteria zmniejszyła się do 36 podmiotów.

Tabela 25. Prawo wyboru sprzedawcy – sytuacja w różnych grupach odbiorców przemysłowych/komercyjnych i w gospodarstwach domowych (stan na koniec 2018 r.)

OSD przyłączeni do sieci NN

| Operator systemu dystrybucyjnego | Liczba odbiorców TPA* | | Wolumen dostarczonej energii w ramach TPA [MWh] | |
|----------------------------------|--------------------------------------|----------------|---|------------------|
| | stan na koniec 2018 r. (narastająco) | | w okresie 1 stycznia – 31 grudnia 2018 r. | |
| | A, B, C | G | A, B, C | G |
| PGE Dystrybucja S.A. | 43 502 | 167 671 | 16 139 908 | 364 794 |
| ENERGA OPERATOR S.A. | 56 383 | 126 255 | 9 947 281 | 249 568 |
| TAURON Dystrybucja S.A. | 56 453 | 167 442 | 28 753 450 | 352 387 |
| ENEA Operator Sp. z o.o. | 31 540 | 83 059 | 8 176 489 | 193 384 |
| innogy Stoen Operator Sp. z o.o. | 11 887 | 60 406 | 4 056 572 | 201 740 |
| Razem 5 dużych OSD | 199 765 | 604 833 | 67 073 700 | 1 361 873 |
| OSD Energetyki Przemysłowej | 2 194 | 171 | 2 366 918 | 39 233 |
| Suma OSD | 201 959 | 605 004 | 69 440 618 | 1 401 106 |

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

Źródło: URE na podstawie danych przedstawionych przez OSD.

W 2018 r. w dalszym ciągu Prezes URE udostępniał porównywarke ofert cenowych dla gospodarstw domowych na stronach internetowych URE, dzięki której odbiorcy w gospodarstwach domowych mogli dokonać wyboru najkorzystniejszej oferty. Na koniec 2018 r. kalkulator zawierał oferty 36 sprzedawców (zarówno sprzedawców „zasiedziały”, jak i alternatywnych). Czynnikiem wpływającym na zaobserwowany stan był spadek aktywności w pozyskiwaniu nowych klientów przez spółki obrotu energią elektryczną, m.in. przez alternatywnych sprze-

dawców. Na rynku detalicznym zaobserwowano także negatywne zjawiska. W 2018 r., jak i w latach poprzednich, do URE docierały sygnały – głównie od odbiorców w gospodarstwach domowych – dotyczące stosowania przez niektórych sprzedawców agresywnej polityki sprzedażowej podczas prezentacji oferty i zawierania nowych umów sprzedaży wprowadzając odbiorców w błąd. 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.

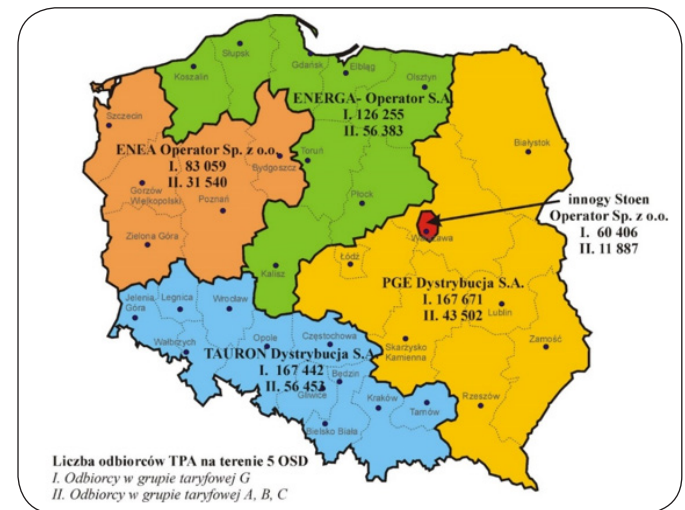
Oceniając wskaźniki zmiany sprzedawcy pamiętać należy jednak, że w ujęciu globalnym ciągle stosunkowo niewielu odbiorców (ok. 4,58%) skorzystało do tej pory z prawa do zmiany sprzedawcy. Mimo, że w stosunku do 2017 r. nastąpił nieznaczny wzrost tego wskaźnika (w 2017 r. poziom ten wyniósł 4,15%), to jednak jego dynamika spada.

Z analizy danych przedstawionych przez poszczególnych operatorów wynika, że korzystanie z prawa TPA było zróżnicowane w zależności od regionu kraju. Na koniec 2018 r. największa licz-

ba odbiorców w grupach A, B, C, którzy zmienili sprzedawcę, wystąpiła na terenie działania TAURON Dystrybucja S.A. (było to 56 453 odbiorców). Natomiast w segmencie odbiorców w gospodarstwach domowych największa liczba odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę wystąpiła na terenie działania PGE Dystrybucja S.A. – 167 671 odbiorców. Niewiele mniejsza liczba odbiorców w tym segmencie wystąpiła na terenie działania TAURON Dystrybucja S.A. – 167 442 odbiorców.

W 2018 r. największy wolumen energii elektrycznej dostarczonej w ramach TPA zakupili odbiorcy przyłączeni do sieci spółki TAURON Dys-

Rysunek 27. Korzystanie z prawa wyboru sprzedawcy na terenie działania poszczególnych operatorów systemów dystrybucyjnych (stan na koniec 2018 r., narastająco)



Źródło: URE.

Tabela 26. Informacje w zakresie dostawy energii elektrycznej do grup odbiorców końcowych, w tym do odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę, łącznie z liczbą zmian sprzedawcy

| Grupy odbiorców wg skali zakupu [MWh] | Liczba odbiorców ogółem stan na 2018 r. [szt.] | Energia dostarczona ogółem w 2018 r. [MWh] | Liczba odbiorców TPA wg grup taryfowych (stan na 2018 r. narastająco) | | Energia dostarczona w TPA wg grup taryfowych [MWh] w 2018 r. | |
|---------------------------------------|--|--|---|----------------|--|------------------|
| | | | A, B, C | G | A, B, C | G |
| OSD przyłączeni do sieci NN | | | | | | |
| > 2 000 | 6 290 | 64 386 663 | 3 919 | 16 | 53 795 974 | 56 677 |
| 50 – 2 000 | 119 904 | 27 742 873 | 43 455 | 3 354 | 11 174 227 | 474 913 |
| < 50 | 17 435 389 | 44 130 020 | 152 391 | 601 463 | 2 103 499 | 830 283 |
| RAZEM | 17 561 583 | 136 259 556 | 199 765 | 604 833 | 67 073 700 | 1 361 873 |
| OSD Energetyki Przemysłowej | | | | | | |
| > 2 000 | 619 | 6 471 710 | 200 | 2 | 2 003 127 | 29 151 |
| 50 – 2 000 | 5 084 | 1 208 959 | 947 | 33 | 343 010 | 9 669 |
| < 50 | 69 942 | 445 331 | 1 047 | 136 | 20 782 | 412 |
| RAZEM | 75 645 | 8 126 000 | 2 194 | 171 | 2 366 919 | 39 233 |
| OSD RAZEM | | | | | | |
| > 2 000 | 6 909 | 70 858 373 | 4 119 | 18 | 55 799 101 | 85 829 |
| 50 – 2 000 | 124 988 | 28 951 832 | 44 402 | 3 387 | 11 517 238 | 484 582 |
| < 50 | 17 505 331 | 44 575 351 | 153 438 | 601 599 | 2 124 281 | 830 695 |
| SUMA OSD | 17 637 228 | 144 385 556 | 201 959 | 605 004 | 69 440 619 | 1 401 106 |

Źródło: URE.

trybucja S.A., w której energia dostarczona do odbiorców korzystających z prawa wyboru sprzedawcy stanowiła ponad 58,33% całości dostaw (29 105,837 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.

Całkowita ilość energii elektrycznej sprzedanej w 2018 r. odbiorcom końcowym na warunkach rynkowych, tzn. po skorzystaniu z zasady TPA (dostarczonej sieciami dystrybucyjnymi) wyniosła

70 841,725 GWh, tj. 49,06% energii dostarczonej ogółem odbiorcom końcowym. Warto wskazać, że w 2017 r. odbiorcom końcowym na warunkach rynkowych, tzn. po skorzystaniu z zasady TPA dostarczonej energią elektryczną w ilości 66 673,476 GWh, tj. 47,48% 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 nadal podlegają procesowi zatwierdzenia przez Prezesa URE. Przy czym należy wskazać, że taryfy zatwierdzone przez Prezesa URE stosowane są wyłącznie w zakresie pełnienia funkcji sprzedawcy z urzędu. Sprzedawca, który nie pełni funkcji sprzedawcy z urzędu stosuje cenniki, które nie są zatwierdzone przez Prezesa URE⁸⁴⁾.

7.5. Ocena realizacji Programów Zgodności

Sprawozdania z realizacji programów, w których określono przedsięwzięcia, jakie należy pod-

⁸⁴⁾ Jedynie przedsiębiorstwa innogy Polska S.A. oraz TAURON Sprzedaż GZE Sp. z o.o., którzy pełnią funkcję sprzedawców z urzędu stoją na stanowisku, że zostały zwolnione z obowiązku przedstawiania taryfy do zatwierdzenia na mocy „Stanowiska Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z dnia 28 czerwca 2001 r. w sprawie zwolnienia przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem i obrotem energią elektryczną z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia”. Spór, który wystąpił w tym zakresie między tymi przedsiębiorstwami a Prezesem URE, był przedmiotem postępowań sądowych. Sąd Najwyższy wydał rozstrzygnięcie w zakresie tych sporów, zgodnie ze stanowiskiem tych przedsiębiorstw. Dlatego też przedsiębiorstwa te w rozliczeniach z odbiorcami z grupy G, dla których pełnią funkcję sprzedawców z urzędu, stosują własne cenniki, które nie są zatwierdzone przez Prezesa URE.

jąć w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu (tzw. Program Zgodności), w tym szczegółowe obowiązki pracowników wynikające z tych programów, zostały przesłane Prezesowi URE w ustawowym terminie. W sprawozdaniach tych Inspektorzy ds. zgodności ujęli wymagane przez Prezesa URE zagadnienia, jednakże – podobnie jak w poprzednich latach – sprawozdania różniły się od siebie stopniem szczegółowości opisanych działań. Sprawozdania podlegają publikacji na stronie internetowej urzędu.

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.

Skargi i wnioski oraz naruszenia Programów Zgodności

W 2018 r. Prezes URE nie prowadził postępowań w sprawie naruszeń Programu Zgodności. Z informacji przekazanych w sprawozdaniach, nie odnotowano przypadków dyskryminacji użytkowników systemu, nie stwierdzono również poważnych naruszeń lub zagrożeń dla realizacji postanowień Programu. Inspektor ds. zgodności

jednego z OSD wskazał na jedno zgłoszenie dotyczące podejrzania nieprzestrzegania przez pracownika Oddziału postanowień Programu. W wyniku przeprowadzonego audytu nie stwierdzono naruszeń. W innym OSD, w sierpniu 2018 r. zaobserwowano, że system informatyczny służący do obsługi procesu zmiany sprzedawcy oraz wymiany informacji między OSD a spółkami obrotu w szczególnych przypadkach udostępniał informacje dotyczące użytkownika systemu niewłaściwej spółce obrotu. W sprawozdaniu Inspektor wskazał, że sytuacja ta występowała w ściśle określonej kombinacji zdarzeń, niezależnie od tego, które spółki obrotu uczestniczyły w procesie oraz, że niezwłocznie po zidentyfikowaniu problemu wdrożono środki zaradcze (więcej w części XII. *Uwagi końcowe*).

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 2018 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. Inspektorzy kładli duży nacisk na szczególnie istotną kwestię, jaką jest konsultowanie projektowanych rozwiązań w zakresie architektury IT czy centrów obsługi klienta pod kątem przestrzegania zasad Programu.

Pozostałe działania związane z zapewnieniem niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu dystrybucyjnego

W ostatnich latach Prezes URE zwracał uwagę w swoich Sprawozdaniach na zagadnienia takie jak: outsourcing części usług do podmiotów powiązanych z przedsiębiorstwem zintegrowanym pionowo, kwestia odróżniania się OSD od sprzedawców z ich grup kapitałowych adresami stron internetowych, adresami mailowymi pracowników, numerami telefonów i marką czy tworzenie wspólnych dla OSD i pozostałych spółek grupy kapitałowej systemów informatycznych. W związku z tym, podejmując w 2018 r. prace nad aktualizacją *Ramowych wytycznych do treści Programów zgodności*, Prezes URE zwrócił uwagę m.in. na te tematy. Do dyskusji zaproszeni zostali Inspektorzy ds. zgodności. Ostateczny kształt dokumentu został również skonsultowany z operatorami. W efekcie powstały *Wytyczne do treści Programów zgodności opracowywanych przez operatorów systemów dystrybucyjnych i operatora systemu magazynowania*. W Wytycznych rozszerzeniu uległ zakres tematyczny, który powinien obejmować Program Zgodności (przykładowo: zarządzanie infrastrukturą siecią i jej rozwojem – w tym obszarze ICT; zasady dzielenia się wiedzą z uczestnikami rynku, działania marketingowe i sponsoring operatora; funkcjonowanie operatora w przedsiębiorstwie zintegrowanym pionowo; centralizacja lub outsourcing usług i zakupów operatora). Wskazano, że Programy Zgodności powinny odnosić się również do bardziej ogólnych kwestii związanych z regu-

łami prawidłowo przeprowadzonego *unbundlingu* (przykładowo kwestii związanych z niezależnością, z oddzielną marką, logo czy oddzielnymi siedzibami i odrębną obsługą klienta, gdzie pośrednio może ujawniać się dyskryminacja).

W 2019 r. Prezes URE oczekuje dostosowania przez operatorów Programów Zgodności do zaktualizowanych Wytycznych.



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 zwrócono się do 5 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 koordynowanej sieci 110 kV – w świetle spoczywa-

jącego na nich obowiązku wynikającego z art. 9c ust. 3 pkt 14 ustawy – Prawo energetyczne. W odpowiedzi, poszczególne OSD udzieliły szczegółowych wyjaśnień oraz przedstawiły informacje na temat przerw w dostawach energii elektrycznej spowodowanych awariami sieciowymi w 2018 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 2018 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 koordynowanej 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 2018 r., operator systemu przesyłowego dysponował następującą strukturą mocy zainstalowanej i osiągalnej w elektrowniach krajowych:

Tabela 27. Struktura mocy zainstalowanej w elektrowniach krajowych (na koniec roku)

| Wyszczególnienie | Moc zainstalowana [MW] | | |
|---|------------------------|---------|-----------------------|
| | 2017 r. | 2018 r. | dynamika zmiany (r/r) |
| Moc zainstalowana elektrowni krajowych | 43 421 | 45 939 | 5,80% |
| w elektrowniach zawodowych | 34 268 | 36 638 | 6,92% |
| w elektrowniach zawodowych wodnych | 2 328 | 2 341 | 0,56% |
| w elektrowniach zawodowych ciepłych | 31 939 | 34 296 | 7,38% |
| – na węglu kamiennym | 20 247 | 23 215 | 14,66% |
| – na węglu brunatnym | 9 352 | 8 752 | -6,42% |
| – gazowych | 2 341 | 2 330 | -0,47% |
| w źródłach wiatrowych i innych odnawialnych | 6 341 | 6 621 | 4,42% |
| w elektrowniach przemysłowych | 2 813 | 2 680 | -4,73% |
| Moc zainstalowana w JWCD | 26 952 | 29 128 | 8,07% |
| Moc zainstalowana w nJWCD | 16 470 | 16 811 | 2,07% |

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Tabela 28. Struktura mocy osiągalnej w elektrowniach krajowych (na koniec roku)

| Wyszczególnienie | Moc osiągalna [MW] | | |
|---|--------------------|---------|-----------------------|
| | 2017 r. | 2018 r. | dynamika zmiany (r/r) |
| Moc osiągalna elektrowni krajowych | 43 332 | 45 650 | 5,35% |
| w elektrowniach zawodowych | 34 525 | 36 582 | 5,96% |
| w elektrowniach zawodowych wodnych | 2 376 | 2 391 | 0,63% |
| w elektrowniach zawodowych ciepłych | 32 149 | 34 191 | 6,35% |
| – na węglu kamiennym | 20 416 | 23 069 | 12,99% |
| – na węglu brunatnym | 9 406 | 8 806 | -6,38% |
| – gazowych | 2 327 | 2 316 | -0,47% |
| w źródłach wiatrowych i innych odnawialnych | 6 242 | 6 452 | 3,36% |
| w elektrowniach przemysłowych | 2 565 | 2 615 | 1,95% |
| Moc osiągalna w JWCD | 27 356 | 29 461 | 7,69% |
| Moc osiągalna w nJWCD | 15 976 | 16 189 | 1,33% |

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 osiągalna 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 2018 r.), należy stwierdzić, że moc zainstalowana

w krajowym systemie elektroenergetycznym wyniosła 45 939 MW, a moc osiągalna – 45 650 MW, co stanowi wzrost odpowiednio o 5,80% oraz o 5,35% w stosunku do 2017 r. Średnie roczne zapotrzebowanie na moc ukształtowało się na poziomie 23 322,7 MW przy maksymalnym zapotrzebowaniu na poziomie 26 447,6 MW, co oznacza odpowiednio wzrost o 1,49% oraz wzrost o 0,83%. Relacja mocy dyspozycyjnej do mocy osiągalnej w 2018 r. pozostawała na podobnym poziomie jak w 2017 r. i wyniosła 66,1% (spadek o 1,2 punktu procentowego w stosunku do 2017 r.).

Elektrownie pozostające w dyspozycji operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego posiadały 63% udziału w mocy zainstalowanej w KSE.

Moc osiągalna JWCD zwiększyła się w stosunku do 2017 r. o 2 105 MW. Moc osiągalna nJWCD w 2018 r. zwiększyła się o 213 MW w porównaniu z 2017 r. Tendencja wzrostowa w 2018 r., zarówno jeżeli chodzi o moc zainstalowaną, jak i osiągalną, była kontynuowana i dotyczyła elektrowni zawodowych ciepłych, w których nastąpił wzrost mocy zainstalowanych o ok. 7,38% oraz mocy osiągalnej o 6,35%, ze szczególnym wskazaniem na źródła zasilane węglem kamiennym, z dynamicznym wzrostem mocy zainstalowanej o ok. 14,66% oraz mocy osiągalnej 12,99%.

Natomiast w 2018 r. zaburzeniu uległa tendencja wzrostowa w przyroście mocy zainstalowanej oraz osiągalnej w segmencie źródeł gazowych odnotowując symboliczny spadek o 0,47% (nadmienić należy, że w 2017 r. zmiany te wynosiły: dla mocy zainstalowanej wzrost o 45,4% oraz dla mocy osiągalnej wzrost o 45,8%). Ujemny przyrost mocy odnotowały również elektrownie zawodowe

cieplne, działające w oparciu o technologie zasilnia węglem brunatnym, według danych: spadek mocy zainstalowanej o 6,42% oraz spadek mocy osiągalnej o 6,38% – w porównaniu z 2017 r.

W 2018 r. zmianie uległa tendencja spadkowa w przyroście obu wyszczególnionych mocy dla segmentu źródeł wiatrowych i OZE odnotowując roczny przyrost mocy zainstalowanej o 4,42% oraz roczny przyrost mocy osiągalnej o 3,36%.

Tabela 29. Wybrane dane dotyczące funkcjonowania KSE w 2018 r. (dane na podstawie średnich rocznych wartości ze szczytu wieczornego)

| Wyszczególnienie | Wartość [MW] | | dynamika zmiany (r/r) |
|---|---------------------|--------------------|-----------------------|
| | 2017 r. | 2018 r. | |
| Moc osiągalna elektrowni krajowych | 42 584,30 | 43 776,90 | 2,80% |
| Moc dyspozycyjna elektrowni krajowych | 28 678,30 | 28 926,60 | 0,87% |
| Zapotrzebowanie na moc | 22 979,70 | 23 322,70 | 1,49% |
| | 26 230,60 | 26 447,60 | |
| Maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc | 9 stycznia 2017 r. | 28 lutego 2018 r. | 0,83% |
| | godz. 17:30 | godz. 18:30 | |
| Rezerwa mocy w dniu, w którym wystąpiło maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc | 3 745,30 | 4 941,60 | 31,94% |
| | 11 785,30 | 12 210,60 | |
| Minimalne krajowe zapotrzebowanie na moc | 17 kwietnia 2017 r. | 24 czerwca 2018 r. | 3,61% |
| | godz. 5:45 | godz. 4:45 | |
| Rezerwa mocy w dniu, w którym wystąpiło minimalne krajowe zapotrzebowanie na moc | 14 707,30 | 12 055,40 | -18,03% |

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

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 2018 r. średnie roczne zapotrzebowanie na moc (w odniesieniu do wartości ze szczytu wieczornego) wyniosło 23 322,7 MW, co stanowiło wzrost o ok. 1,49% w stosunku do 2017 r., natomiast zapotrzebowanie maksymalne w dobowych szczytach obciążenia wyniosło 26 447,6 MW, co stanowi wzrost o ok. 0,83% w stosunku do 2017 r.

Na rys. 28 odwzorowano zmiany zapotrzebowania na moc szczytową w poszczególnych miesiącach 2018 r. w porównaniu z referencyjnymi wielkościami sprzed roku. Dodatkowo zaprezentowano wielkość mocy dyspozycyjnej dla OSP odpowiadającej chwili wystąpienia w danym miesiącu dziennego ekstremum.

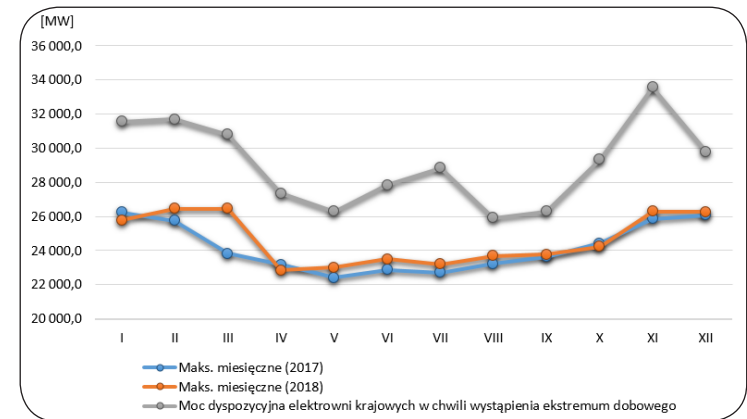
Jak wynika z wykresu, praktycznie w ciągu całego 2018 r. zapotrzebowanie na moc szczytową pozostawało na poziomie wyższym, niż rok wcześniej, z zachowaniem dynamiki zmian tego zapotrzebowania, jak w tab. 30 (str. 84).

Zmiany krajowego zapotrzebowania na moc w porannych i wieczornych szczytach zapotrzebowania zostały przedstawione na rys. 29 (str. 84).

Największy spadek krajowego zapotrzebowania na moc szczytową w odniesieniu do reprezentatywnego miesiąca w 2017 r. nastąpił w kwietniu 2018 r. w szczycie porannym. Natomiast w przypadku szczytu wieczornego, krajowe zapotrzebowanie na moc szczytową w 2018 r. osiągnęło wartości na poziomie praktycznie nie mniejszym niż ustalone dla wszystkich reprezentatywnych miesięcy w roku poprzednim.

Nadmienić należy, że 28 lutego 2018 r. miało miejsce największe w historii KSE zapotrzebowanie na moc w wysokości 26 447,66 MW (w szczycie wieczornym).

Rysunek 28. Maksymalne miesięczne krajowe zapotrzebowanie na moc szczytową dla dni roboczych w latach 2017-2018

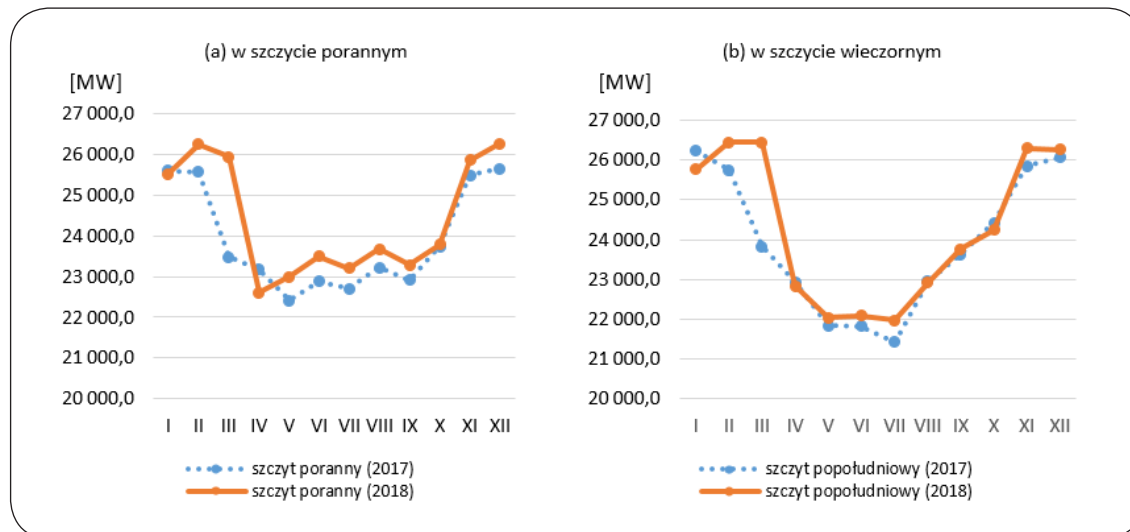


Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Tabela 30. Maksymalna miesięczna moc szczytowa w KSE [MW]

| Wyszczególnienie | I | II | III | IV | V | VI | VII | VIII | IX | X | XI | XII |
|-------------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Maks. miesięczne (2017) | 26 230,6 | 25 745,7 | 23 824,3 | 23 172,2 | 22 413,0 | 22 874,8 | 22 700,4 | 23 221,4 | 23 629,9 | 24 421,2 | 25 847,6 | 26 070,3 |
| Maks. miesięczne (2018) | 25 764,1 | 26 447,6 | 26 440,1 | 22 837,2 | 22 999,0 | 23 503,0 | 23 205,2 | 23 680,3 | 23 763,2 | 24 240,1 | 26 291,9 | 26 253,7 |
| Zmiana (r/r) | -466,5 | 701,9 | 2 615,8 | -335,0 | 586,0 | 628,2 | 504,8 | 458,9 | 133,3 | -181,1 | 444,3 | 183,4 |

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 29. Zmiana krajowego zapotrzebowania na moc szczytową w wartościach odpowiadających ekstremum zapotrzebowania z dni roboczych poszczególnych miesięcy w 2018 r. w odniesieniu do 2017 r.

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Monitorowanie zaopatrzenia w energię elektryczną

W 2018 r. w Polsce zostało wyprodukowane 165 214 GWh energii elektrycznej, co stanowiło spadek o 638 GWh tj. o 0,38% w porównaniu z rokiem poprzednim. Z kolei zużycie energii elektrycznej w kraju osiągnęło poziom 170 932 GWh, co daje przyrost w zestawieniu z rokiem poprzednim o 1,66%.

Wybrane dane dotyczące produkcji i zużycia energii elektrycznej przedstawiono w tab. 31 (str. 85).

Ponieważ produkcja energii elektrycznej w 2018 r. nie pokryła zużycia krajowego, należy zwrócić uwagę na kontynuację trendu z rosnącym udziałem importu energii elektrycznej w tym okresie.

Dominujący wolumen, bo aż 86,70% wytworzonej energii elektrycznej pochodziło z elektrowni i elektrociepłowni zawodowych. Z elektrowni ciepłych zawodowych pochodziło 85,37% energii, a jedynie 1,33% z elektrowni wodnych zawodowych. Udział elektrociepłowni przemysłowych w wytwarzaniu energii pozostał praktycznie niezmienny (6,07%).

Choć najważniejsza grupa elektrowni ciepłych zawodowych wygenerowała nieznacznie więcej energii niż rok wcześniej (wzrost o 1,45%), to na uwagę zasługuje ograniczenie produkcji w pod-segencie wytwórców w oparciu o węgiel brunatny – spadek produkcji energii o 5,60% zrekomensowane częściowo przez wzrost wytwarzania w oparciu o węgiel kamienny (wzrost o 3,14%).

Jednak na uwagę zasługuje znaczący wzrost produkcji energii elektrycznej w 2018 r. pochodzącej ze źródeł zasilanych paliwem gazowym (wzrost o 33,71%).

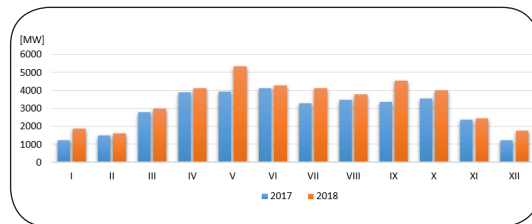
Tabela 31. Produkcja i zużycie energii elektrycznej w latach 2017-2018

| Wyszczególnienie | Wytwarzanie [GWh] | | | Struktura wytwarzania | |
|---|-------------------|---------|----------|-----------------------|---------|
| | 2017 r. | 2018 r. | dynamika | 2017 r. | 2018 r. |
| Produkcja energii elektrycznej brutto w kraju | 165 852 | 165 214 | -0,38% | 100,00% | 100,00% |
| w elektrowniach zawodowych | 141 790 | 143 234 | 1,02% | 85,49% | 86,70% |
| w elektrowniach zawodowych wodnych | 2 767 | 2 197 | -20,60% | 1,67% | 1,33% |
| w elektrowniach zawodowych ciepłych | 139 023 | 141 037 | 1,45% | 83,82% | 85,37% |
| – na węglu kamiennym | 79 868 | 82 375 | 3,14% | 48,16% | 49,86% |
| – na węglu brunatnym | 51 983 | 49 072 | -5,60% | 31,34% | 29,70% |
| – gazowych | 7 172 | 9 590 | 33,71% | 4,32% | 5,80% |
| w źródłach wiatrowych i innych odnawialnych | 14 005 | 11 958 | -14,62% | 8,44% | 7,24% |
| w elektrowniach przemysłowych | 10 057 | 10 022 | -0,35% | 6,06% | 6,07% |
| Krajowe zużycie energii elektrycznej brutto | 168 139 | 170 932 | 1,66% | - | - |

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Monitorowanie ubytków

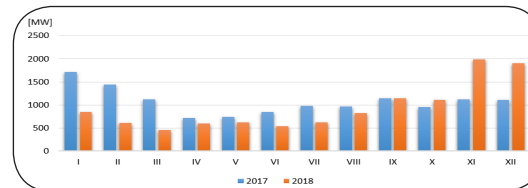
Na rys. 30 zobrazowano wielkości średnich miesięcznych ubytków mocy w JWCD spowodowanych remontami kapitalnymi i średnimi na podstawie danych z dobowych szczytów krajowego zapotrzebowania na moc w 2018 r. oraz ich porównanie z analogicznymi wielkościami rok wcześniej.

Rysunek 30. 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 2018 r. kształtowały się na średnich poziomach powyżej wielkości odnoszących się do referencyjnych okresów 2017 r.

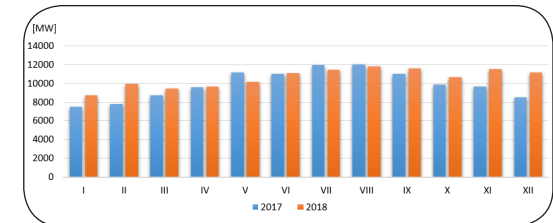
Poniżej przedstawiono wielkości średnich miesięcznych ubytków mocy w JWCD spowodowanych awariami w oparciu o dane z dobowych szczytów krajowego zapotrzebowania na moc w 2018 r. oraz ich porównanie z analogicznymi wielkościami rok wcześniej.

Rysunek 31. Ubytki spowodowane awariami

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Ubytki mocy spowodowane awariami pracy JWCD w 2018 r. ukształtowały się na średnim poziomie znacznie niższym niż w 2017 r., z jednoczesnym wskazaniem na skumulowanie tych awarii pod koniec 2018 r. (listopad i grudzień).

Poniżej zobrazowano graficznie zestawienie wielkości średnich miesięcznych pozostałych ubytków mocy w JWCD w oparciu o dane z dobowych szczytów krajowego zapotrzebowania na moc w 2018 r. w porównaniu z analogicznymi wielkościami rok wcześniej.

Rysunek 32. 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 2018 r. (z wyłączeniem miesięcy letnich) 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. Zgodnie z przedstawioną informacją, 6 lutego 2018 r. o godz. 11:25 podczas prac planowych w obwodach wtórnych w rozdzielni 110 kV Gdańsk Błonia (własność PSE S.A.), w wyniku błędu pracownika, został wygenerowany impuls wyłączający linię 110 kV Rafineria tor 1. Linia wyłączyła się jednostronnie. Wyłączenie to spowodowało ograniczenia u odbiorców ENERGA S.A. O/Gdańsk w wysokości 12 MW w godz. 11:25 – 11:34. Ograniczenia zniesiono po załączeniu ww. linii 110 kV.

W ramach monitoringu awarii sieciowych na obszarach działania przedsiębiorstw energetycznych Prezes URE zwrócił się również do 5 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 skrótowe zestawienie najbardziej znaczących awarii sieciowych z obszarów działalności poszczególnych OSD, według relacji stron.

1. Jak poinformowała spółka innogy Stoen Operator Sp. z o.o. – na obszarze jej działania nie wystąpiły awarie o charakterze rozległym, natomiast odnotowano wystąpienie awarii sieciowych

wych spowodowanych głównie uszkodzeniami mechanicznymi kabli nN, SN oraz WN. Do najważniejszych (w skutkach) należały:

- 13 lutego 2018 r. – rozległa awaria sieci 110 kV, wyłączenie w stacji Południowa kierunek Służewiec i w EC Siekierki kierunki Stegny oraz Służewiec. Bez napięcia znalazły się stacje 110/15 kV: Służewiec, Stegny, Cybernetyki oraz system 2 w stacji Południowa (w stacji Południowa zadziałała automatyka SZR rozdzielni 15 kV). Bezpośrednią przyczyną awarii było mechaniczne uszkodzenie linii kablowej 110 kV Południowa – Służewiec. Rozległość awarii była spowodowana nie-selektywnym działaniem zabezpieczeń w EC Siekierki w polach Stegny i Służewiec. Awaria objęła 95 173 klientów, niedostarczona energia: 851 936 kWh,
- 16 maja 2018 r. RPZ Koło c. 42 kierunek RSM Ordon wyłączenie z zabezpieczenia ziemnozwarciowego, RPZ Koło c. 5 kierunek RSM Tyszkiewicza wyłączenie z zabezpieczenia ziemnozwarciowego, RPZ Koło c. 42 kierunek RSM Ordon K261 uszkodzony został kabel SN. Awaria objęła 14 888 klientów, niedostarczona energia: 42 320 kWh,
- 25 lipca 2018 r. RSM Grodzieńska c. 208 kierunek stacja nr 10453 uszkodził się kabel 15 kV w tej pętli, nie wyłączył wyłącznik w tym polu, co spowodowało wyłączenie zasilacza K-361/364 oraz Transformatora IB w RPZ Targówek (układ Ib w RPZ Targówek oraz układ 1 sekcji 2 w RSM Grodzieńska bez napięcia). W RSM Grodzieńska zadziałała

automatyka SZR, ale załączył na nie wyłączone uszkodzenie w c. 208. Awaria objęła 19 724 klientów, niedostarczona energia: 28 010 kWh,

- 4 grudnia 2018 r. – uszkodzone przekładniki w st. 15/0,4 kV R3023, uszkodzony kabel 5 kV w relacji RSM Grodzieńska na kierunku stacja R3023, w stacji RPZ Targówek celka 15 kV numer 7, nr kabla K-361/364, uszkodzony odłącznik szynowy. Awaria dotknęła ok. 23 194 klientów, niedostarczona energia: 153 987 kWh.

2. Zgodnie z informacją od spółki ENEA Operator Sp. z o.o. – na obszarze jej działania wystąpiły 33 zdarzenia w sieci WN, 8 591 zdarzeń w sieci SN oraz 25 338 zdarzeń w sieci niskiego napięcia. W porównaniu do 2017 r., w roku sprawozdawczym na terenie spółki występowało znacznie mniej gwałtownych burz i niekorzystnych zjawisk pogodowych. Na obszarze obsługiwanym przez ENEA Operator wystąpiły 2 awarie masowe. W nocy z 18 na 19 stycznia 2018 r. przeszedł orkan Fryderyka. W jego wyniku doszło do wyłączenia 2 linii wysokiego napięcia 110 kV. Żadne Główne Punkty Zasilające nie zostały pozbawione zasilania. W kulminacyjnym momencie Orkan Fryderyka doprowadził do wyłączenia 1 853 stacji SN/nn, co skutkowało pozbawieniem prądu ponad 48 tys. odbiorców. W dniach 21-22 czerwca 2018 r. nad obszarem północno-zachodniej Polski przeszły gwałtowne burze. W krytycznym momencie bez zasilania było 5 linii 110 kV i 145 linii SN, awaryjnie wyłączono 2 227 stacji SN/nn, co przełożyło się na

ok. 77 tys. odbiorców pozbawionych napięcia. Żadne Główne Punkty Zasilające nie zostały pobawione zasilania.

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 2018 r. dla spółki wynosi ok. 7 195 MWh.

3. Według relacji przedsiębiorstwa ENERGA OPERATOR S.A. w 2018 r.:

- w sieci dystrybucyjnej obejmującej linie 110 kV odnotowano 358 zdarzeń, które spowodowały wyłączenia poszczególnych jej elementów. W zdecydowanej większości przypadków (261) były to wyłączenia przemijające, skutecznie eliminowane przez automatykę zabezpieczeniową. Pozostała część zdarzeń (97) to wyłączenia trwałe, spowodowane działaniem zabezpieczeń lub prewencyjnym wyłączeniem linii przez dyspozytora. Spośród wszystkich wyłączeń trwałych, w 38 przypadkach nie udało się zdiagnozować przyczyny ich wystąpienia. W 18 przypadkach przyczyną wyłączeń były drzewa powodujące zwarcia i trwałe uszkodzenia infrastruktury sieciowej. Zarejestrowano również kilkadziesiąt wyłączeń transformatorów WN/SN spowodowanych: uszkodzeniami aparatury i osprzętu w polach transformatorów (izolatory, przekładniki, ograniczniki przepięć, oszynowanie pola) oraz działaniem

zabezpieczeń temperaturowych, gazowo przepływowych,

- w sieci SN: 10 163 zdarzeń awaryjnych skutkujących niedostarczeniem ok. 2 388 362 kWh energii elektrycznej,
 - w sieci nN: 60 230 zdarzeń awaryjnych skutkujących niedostarczeniem ok. 664 600 kWh energii elektrycznej.
4. Powołując się na informacje od TAURON Dystrybucja S.A., na terenie działania tego dystrybutora w 2018 r. wystąpiło łącznie 61 535 awarii sieciowych wywołujących przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej, z czego na poszczególne rodzaje sieci przypadło odpowiednio: sieć dystrybucyjna WN: 127 awarii, sieć dystrybucyjna SN: 27 589 awarii oraz sieć dystrybucyjna nN: 33 818 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. 3,5 GWh, zaś w związku z pracami prowadzonymi na sieci dystrybucyjnej (przerwy planowane) ok. 1,5 GWh.

Do najistotniejszych awarii sieciowych (w skutkach) należały:

- 23-25 września 2018 r. – w związku z silnym wiatrem (układ niżu Fabienne) na obszarze

bielskim, będzińskim, gliwickim, krakowskim oraz tarnowskim wyłączeniami zostało objęte 14 linii WN, 1 748 stacji SN/nN. Ograniczenia dotyczyły 104 tys. odbiorców,

- 29-31 października 2018 r. – w związku z silnym wiatrem na obszarze jeleniogórskim, krakowskim, opolskim, wałbrzyskim oraz wrocławskim wyłączeniami zostało objęte 12 linii WN oraz 676 stacji SN/nN. Ograniczenia dotyczyły 36 tys. odbiorców.

5. Według relacji PGE Dystrybucja S.A. – na obszarze działania spółki wystąpiło łącznie 170 311 awarii. Do najistotniejszych (w skutkach) należały:

- sieć WN – 47 awarii, sieć SN – 26 013 awarii oraz sieć nN – 144 251 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 5 885,3 MWh oraz z powodu przerw nieplanowanych 13 890,4 MWh. W Oddziale Warszawa wystąpiła największa wartość łącznej niedostarczonej energii – 5 597 MWh.

Jak wynika z danych, największe w skutkach ograniczenia w dostawach energii elektrycznej do odbiorców wystąpiły w czerwcu oraz we wrześniu 2018 r.

Tabela 32. Ograniczenia w dostawach do odbiorców w KSE w 2018 r. [w MWh]

| Wyszczególnienie | I | II | III | IV | V | VI | VII | VIII | IX | X | XI | XII |
|--|------------|------------|-----------|-----------|------------|--------------|------------|------------|--------------|------------|------------|----------|
| Ograniczenia dostaw energii z powodu braku mocy w KSE | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Ograniczenia dostaw energii z powodu awarii w sieci przesyłowej | 0 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Ograniczenia dostaw energii z powodu awarii w sieci dystrybucyjnej | 967 | 312 | 54 | 46 | 113 | 3 283 | 139 | 263 | 1 082 | 765 | 254 | 2 |
| w tym z powodu złych warunków atmosferycznych | 948 | 161 | 0 | 37 | 0 | 3 271 | 96 | 198 | 1 070 | 749 | 0 | 0 |
| RAZEM ograniczenia dostaw energii | 967 | 314 | 54 | 46 | 113 | 3 283 | 139 | 263 | 1 082 | 765 | 254 | 2 |

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Monitorowanie rezerw

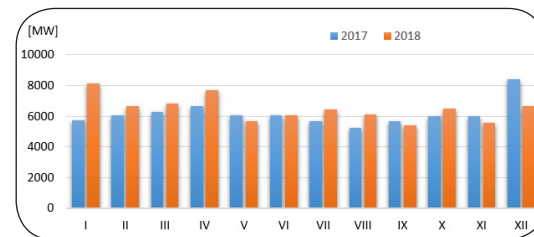
Zgodnie z obowiązującymi standardami bezpieczeństwa pracy KSE, wynikającymi z zapisów IRiESP na etapie planowania pracy systemu przez OSP:

- 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, a ponadto,
- moce wytwórcze w JWCD powinny zapewniać rezerwę nie mniejszą niż 9% planowanego zapotrzebowania dostępną w czasie nie dłuższym niż 1 godzina (zgodnie z pkt 4.3.4.19 (1) IRiESP) oraz
- 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 godzina (zgodnie z pkt 4.3.4.19 (2) IRiESP).

W rezultacie porównania średnich rocznych wielkości rezerw mocy w elektrowniach zawodowych, w 2018 r. stwierdzono wzrost tych rezerw o ok. 6% w stosunku do 2017 r., z 6 131 MW do 6 498 MW.

Na rys. 33 zobrazowano graficznie zestawienie wielkości średnich miesięcznych wielkości rezerw mocy w elektrowniach zawodowych w oparciu o dane z dobowych szczytów krajowego zapotrzebowania na moc w 2018 r. w porównaniu z analogicznymi wielkościami rok wcześniej.

Rysunek 33. Rezerwy mocy w elektrowniach zawodowych

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

W tab. 33 (str. 89) zaprezentowano stabelaryzowane zestawienie wielkości rezerw odpowiadających przedziałom czasowym, w których wystąpiło maksymalne oraz minimalne zapotrzebowanie na moc w danym miesiącu.

W 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 porannego szczytu zapotrzebowania na moc 2 sierpnia 2018 r. (13,60%). Na uwagę zasługuje także wybrany przypadek wystąpienia zwiększonego zapotrzebowania na moc (pojedyncze przedziały godzinowe) w szczycie wieczornym, dla którego nie udało się utrzymać 18% buforu rezerwy w stosunku do zapotrzebowania tj. w marcu 2018 r.

Maksymalne rezerwy mocy, zarówno dla szczytu porannego, jak i wieczornego, wystąpiły 25 grudnia 2018 r., kiedy zapotrzebowanie na moc znajdowało się na poziomie umiarkowanym, typowym dla dnia ustawowo wolnego od pracy.

Tabela 33. Wielkości rezerw mocy odpowiadające maksymalnemu i minimalnemu zapotrzebowaniu na moc

| Rok 2018 | 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 | 16-01-2018 16:45 | 25 764,1 | 7 015 | 27,23 | 01-01-2017 05:00 | 13 426,1 | 16 764 | 124,86 |
| Luty | 28-02-2018 18:30 | 26 447,6 | 5 291 | 20,00 | 04-02-2018 04:30 | 15 098,7 | 13 457 | 89,13 |
| Marzec | 01-03-2018 19:00 | 26 440,1 | 4 631 | 17,51 | 11-03-2018 06:15 | 14 457,0 | 13 316 | 92,11 |
| Kwiecień | 06-04-2018 20:15 | 22 837,2 | 6 243 | 27,34 | 01-04-2018 06:30 | 12 596,7 | 16 006 | 127,07 |
| Maj | 30-05-2018 13:00 | 22 999,0 | 5 358 | 23,30 | 27-05-2018 05:15 | 12 651,6 | 13 547 | 107,08 |
| Czerwiec | 21-06-2018 12:45 | 23 503,0 | 4 908 | 20,88 | 24-06-2018 04:45 | 12 210,6 | 12 682 | 103,86 |
| Lipiec | 27-07-2018 13:15 | 23 205,2 | 6 875 | 29,63 | 15-07-2018 05:30 | 12 642,7 | 12 208 | 96,56 |
| Sierpień | 02-08-2018 13:15 | 23 680,3 | 3 221 | 13,60 | 19-08-2018 06:00 | 12 768,9 | 11 907 | 93,25 |
| Wrzesień | 19-09-2018 19:45 | 23 763,2 | 4 311 | 18,14 | 02-09-2018 06:00 | 13 012,0 | 11 817 | 90,82 |
| Październik | 29-10-2018 17:00 | 24 240,1 | 6 500 | 26,81 | 14-10-2018 04:45 | 13 743,9 | 12 887 | 93,76 |
| Listopad | 29-11-2018 16:45 | 26 291,9 | 7 541 | 28,68 | 04-11-2018 03:45 | 13 911,8 | 11 201 | 80,52 |
| Grudzień | 14-12-2018 13:15 | 26 253,7 | 5 113 | 19,47 | 25-12-2018 03:00 | 13 281,2 | 17 434 | 131,27 |

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

W 2018 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 2018 r. były przedziały czasowe, w których wystąpił trwający powyżej jednej godziny spadek rezerwy mocy poniżej poziomu referencyjnego 9%. Przykładowo, w dniach: 24 września 2018 r. (w szczycie wieczornym o godzinie 19:30) oraz 23 maja 2018 r. (w szczycie porannym o godzinie

8:45), w pojedynczym kwadransie odpowiadającym zapotrzebowaniu na moc szczytową, wystąpiły najniższe w 2018 r. poziomy rezerwy mocy (JWCD ciepłe wirujące + JWCD wodne) w wysokości odpowiednio: 5,7% oraz 6,1%.

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 z Planu Koordynacyjnego Roczno (PKR) dla 2018 r., nadwyżka mocy dostępna dla OSP została zaplanowana na poziomie bezpiecznym dla zapewnienia bieżącego bezpieczeństwa funkcjonowania KSE za wyjątkiem okresów: styczeń-luty oraz wrzesień-listopad, kiedy to miał występować jej deficyt (zgodnie z obowiązującą IRIESP, przy planowaniu koordynacyjnym z horyzontem rocznym przyjmuje się, że niezbędna rezerwa mocy dyspozycyjnej ponad planowane zapotrzebowanie na moc powinna wynosić 18%) (tab. 34 str. 90).

W tab. 35 (str. 91) zaprezentowano uproszczony bilans mocy za 2018 r. zawierający wartości z wykonania. Dane dotyczą przedziałów czasowych odpowiadających wystąpieniu w danym miesiącu szczytowego zapotrzebowania na moc.

Z zestawienia wynika, że w przeważającym okresie 2018 r. w szczytach zapotrzebowania na moc dla poszczególnych dni, OSP dysponował nadwyżką mocy na poziomie bezpiecznym. Niemniej, dla wybranego okresu szczytowego za-

Tabela 34. Roczny bilans mocy 2018 r. na podstawie PKR (wartości w MW)

| Szczyt | I | II | III | IV | V | VI | VII | VIII | IX | X | XI | XII |
|--|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Moc dyspozycyjna elektrowni krajowych dostępna dla OSP | 29 555 | 29 719 | 29 038 | 27 685 | 26 309 | 26 670 | 26 958 | 26 776 | 27 224 | 28 167 | 29 141 | 29 944 |
| Krajowe zapotrzebowanie na moc | 25 596 | 25 390 | 24 391 | 22 942 | 22 128 | 22 300 | 22 509 | 22 518 | 23 300 | 23 883 | 25 100 | 25 338 |
| Nadwyżka mocy dostępna dla OSP | 3 959 | 4 329 | 4 647 | 4 743 | 4 182 | 4 370 | 4 449 | 4 258 | 3 924 | 4 285 | 4 041 | 4 607 |
| Wymagana przez OSP nadwyżka mocy (18% zapotrzebowania) | 4 607 | 4 570 | 4 390 | 4 130 | 3 983 | 4 014 | 4 052 | 4 053 | 4 194 | 4 299 | 4 518 | 4 561 |
| Różnica pomiędzy dostępną i wymaganą przez OSP nadwyżką mocy | -648 | -241 | 257 | 613 | 199 | 356 | 398 | 205 | -271 | -14 | -478 | 46 |

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

potrzebowania KSE na moc w sierpniu 2018 r. – wartość łącznej rezerwy mocy dostępnej dla OSP osiągnęła poziom poniżej zaplanowanego w PKR (tj. poniżej 18% zapotrzebowania), a także poniżej poziomu wynikającego 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 za-

równo 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 2018 r.:

- 1) 28 lutego 2018 r. wystąpiło największe w historii KSE godzinowe zapotrzebowanie na moc elektryczną (26 447,60 MW), które przekroczyło reprezentatywną wielkość z roku poprzedzającego o ponad 217 MW (wzrost o ok. 0,83% r/r),
- 2) wzrosło krajowe zużycie energii elektrycznej do poziomu 170,93 TWh, czyli o ponad 1,66% więcej w porównaniu z 2017 r. Tempo wzrostu tego zużycia było niższe niż tempo wzrostu PKB Polski w 2018 r., które według wstępnych szacunków GUS wynosiło 5,1%,
- 3) wielkość mocy zainstalowanej utrzymywała się na stosunkowo wysokim poziomie dochodzącym do 46 GW, przy uwzględnieniu dynamiki tego wzrostu o ponad 5,80% (r/r). Wzrostowi temu towarzyszył równoległy wzrost mocy osiągalnej o ok. 5,35% (r/r), czyli wartości obu mocy wzrosły szybciej niż w poprzednim 2017 r.,
- 4) poziom mocy dostępnej dla OSP w kontekście zapotrzebowania na tę moc w systemie elektroenergetycznym, z punktu widzenia wartości średniomiesięcznych dla 2018 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 zapotrzebowania 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,

Tabela 35. Roczny bilans mocy 2018 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 |
|--|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| | 16-01-2018 | 28-02-2018 | 01-03-2018 | 06-04-2018 | 30-05-2018 | 21-06-2018 | 27-07-2018 | 02-08-2018 | 19-09-2018 | 29-10-2018 | 29-11-2018 | 14-12-2018 |
| | 16:45 | 18:30 | 19:00 | 20:15 | 13:00 | 12:45 | 13:15 | 13:15 | 19:45 | 17:00 | 16:45 | 13:15 |
| Moc osiągalna elektrowni krajowych | 43 332 | 42 739 | 42 739 | 42 741 | 42 761 | 42 852 | 43 758 | 43 758 | 44 713 | 44 729 | 45 639 | 45 650 |
| Ubytki mocy elektrowni przemysłowych | 1 212 | 1 197 | 1 126 | 1 483 | 1 595 | 1 589 | 1 587 | 1 602 | 1 534 | 1 385 | 1 215 | 1 240 |
| Ubytki mocy elektrowni zawodowych | 10 579 | 9 877 | 10 840 | 13 987 | 14 893 | 13 430 | 13 328 | 16 249 | 16 901 | 14 166 | 10 871 | 14 620 |
| Moc dyspozycyjna elektrowni krajowych | 31 556 | 31 682 | 30 787 | 27 359 | 26 277 | 27 835 | 28 849 | 25 907 | 26 283 | 29 205 | 33 564 | 29 804 |
| elektrownie zawodowe | 30 204 | 30 314 | 29 349 | 26 277 | 25 308 | 26 839 | 27 858 | 24 931 | 25 202 | 27 975 | 32 164 | 28 428 |
| elektrownie przemysłowe | 1 353 | 1 367 | 1 438 | 1 082 | 970 | 996 | 991 | 976 | 1 082 | 1 230 | 1 400 | 1 376 |
| Obciążenie elektrowni krajowych | 24 541 | 26 109 | 25 875 | 20 878 | 20 857 | 21 723 | 21 524 | 21 765 | 21 973 | 22 705 | 26 023 | 24 691 |
| elektrownie zawodowe | 23 189 | 24 742 | 24 436 | 19 796 | 19 888 | 20 728 | 20 534 | 20 790 | 20 891 | 21 475 | 24 622 | 23 316 |
| elektrownie przemysłowe | 1 353 | 1 367 | 1 438 | 1 082 | 970 | 996 | 991 | 976 | 1 082 | 1 230 | 1 400 | 1 376 |
| Krajowe zapotrzebowanie na moc | 25 764 | 26 448 | 26 440 | 22 837 | 22 999 | 23 503 | 23 205 | 23 680 | 23 763 | 24 240 | 26 292 | 26 254 |
| Krajowe saldo wymiany międzysystemowej | 1 233 | 329 | 551 | 1 948 | 2 140 | 1 785 | 1 688 | 1 915 | 1 775 | 1 566 | 255 | 1 555 |
| Ubytki mocy z uwagi na warunki pracy sieci | 0 | 282 | 282 | 239 | 62 | 1 203 | 450 | 920 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Rezerwa mocy w elektrowniach zawodowych | 7 015 | 5 291 | 4 631 | 6 243 | 5 358 | 4 908 | 6 875 | 3 221 | 4 311 | 6 500 | 7 541 | 5 113 |
| Rezerwa mocy w JWCD | 6 647 | 4 942 | 4 228 | 5 627 | 4 372 | 4 345 | 6 332 | 2 704 | 3 914 | 5 818 | 7 187 | 4 706 |
| - JWCD ciepłe | 5 416 | 3 705 | 2 942 | 4 457 | 3 169 | 2 936 | 4 775 | 1 254 | 2 607 | 4 946 | 5 945 | 3 258 |
| rezerwa wirująca | 2 191 | 1 769 | 2 366 | 950 | 615 | 1 919 | 1 795 | 1 174 | 946 | 1 479 | 1 374 | 1 077 |
| rezerwa zimna | 3 225 | 1 936 | 576 | 3 507 | 2 554 | 1 017 | 2 980 | 80 | 1 661 | 3 467 | 4 571 | 2 181 |
| - JWCD wodne | 1 231 | 1 237 | 1 285 | 1 169 | 1 204 | 1 409 | 1 556 | 1 450 | 1 308 | 872 | 1 242 | 1 448 |
| Rezerwa mocy pozostała | 368 | 349 | 403 | 616 | 986 | 563 | 543 | 518 | 396 | 682 | 355 | 407 |
| REZERWA MOCY (razem) | 7 015 | 5 291 | 4 631 | 6 243 | 5 358 | 4 908 | 6 875 | 3 221 | 4 311 | 6 500 | 7 541 | 5 113 |
| WYMAGANA NADWYŻKA MOCY DLA OSP (zgodnie z IRIESP) | | | | | | | | | | | | |
| zaplanowana zgodnie z PKR 2017 (18% zapotrzebowania) | 4 607 | 4 570 | 4 390 | 4 130 | 3 983 | 4 014 | 4 052 | 4 053 | 4 194 | 4 299 | 4 518 | 4 561 |
| zaplanowana zgodnie z PKM [na dany dzień] (17% zapotrzebowania) | 4 369 | 4 216 | 4 386 | 3 978 | 3 791 | 3 808 | 3 859 | 3 910 | 3 978 | 4 131 | 4 403 | 4 352 |
| zaplanowana zgodnie z BTHD (14% zapotrzebowania) | 3 607 | 3 703 | 3 702 | 3 197 | 3 220 | 3 290 | 3 249 | 3 315 | 3 327 | 3 394 | 3 681 | 3 676 |
| NADWYŻKA / DEFICYT REZERW (wykonanie) | | | | | | | | | | | | |
| w stosunku do PKR | 2 408 | 721 | 240 | 2 113 | 1 375 | 894 | 2 823 | -832 | 117 | 2 201 | 3 023 | 552 |
| w stosunku do BTHD | 3 408 | 1 588 | 929 | 3 045 | 2 138 | 1 618 | 3 626 | -94 | 984 | 3 106 | 3 861 | 1 437 |

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

- 5) OSP zapewnił odpowiedni poziom niezawodności i bezpieczeństwa pracy KSE kosztem przesunięcia w czasie części prac remontowych oraz zmianami 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 7 w Jaworznie o mocy osiągalnej 910 MWe (wrzesień 2018 r.);
 - bloku nr 6 w Opolu o mocy osiągalnej 900 MWe (listopad 2018 r.),
- 7) najbardziej dynamiczny rozwój w segmencie wytwarzania miał miejsce w technologii źródeł bazujących na węglu kamiennym. Wbrew prognozowanej tendencji wzrostowej, na dotychczasowym poziomie ustabilizował się segment technologii wytwarzania w oparciu o paliwo gazowe, pomimo kontynuacji sprzyjających trendów stymulujących rozwój tych technologii, m.in. cen uprawnień do emisji CO₂,
- 8) nastąpił zauważalny rozwój w segmencie wytwarzania OZE w technologii fotowoltaicznej, jednak przy braku kontynuacji rozwoju w technologii źródeł wiatrowych (z uwagi na brak czynników stymulujących ten rozwój, a wynikających z konsekwencji wprowadzenia ustawy „odległościowej” oraz zmian podatkowych związanych z opodatkowaniem budowl). Dla pewności dostaw energii wdrożono rynek mocy, który będzie funkcjonował od 2021 r.,
- 9) w systemie elektroenergetycznym przesyłowym nie wystąpiły awarie systemowe i sieciowe

- skutkujące wprowadzeniem ograniczeń w zużyciu energii elektrycznej poprzez wprowadzenie awaryjnych stopni zasilania,
- 10) w porównaniu do 2017 r. (w nawiązaniu do wystąpienia ekstremalnych zjawisk atmosferycznych: nawałnica z 10-12 sierpnia 2017 r., orkan „Ksawery”, orkan „Grzegorz”), w 2018 r. wystąpiło znacznie mniej anomalii pogodowych, co przełożyło się bezpośrednio na liczbę awarii pracy sieci elektroenergetycznej, poprzez korzystny poziom wskaźników jakościowych energii elektrycznej u wszystkich operatorów systemów energetycznych,
 - 11) obserwowany wzrostowy megatrend ceny uprawnień do emisji CO₂, a w szczególności jego zwiększona zmienność w 2018 r. (skutkująca istotnym wzrostem rynkowych cen energii elektrycznej), przy równoczesnym dążeniu do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, może zainicjować przyszłościową dywersyfikację struktury wytwarzania energii elektrycznej w Polsce poprzez rozwój nowych mocy wytwórczych – w innej technologii wytwarzania, niż oparta na węglu oraz jej wybór w oparciu o kryterium najmniejszego kosztu krańcowego wytwarzania jednostki energii elektrycznej,
 - 12) opublikowany został projekt *Polskiej Polityki Energetycznej do 2040 roku*. Dokument ten podejmuje problematykę zmian w strukturze miksu energetycznego, a także wskazuje na rozwój w zakresie technologii magazynowania, elektromobilności, infrastruktury sieciowej, zwiększenie roli prosumenta oraz zmianę architektury rynku energii w Polsce. Powyższe zagad-

nienia, jako mające fundamentalne znaczenie dla bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej – w docelowej wersji dokumentu – winny znaleźć oparcie w transparentnych przepisach prawodawstwa, regulujących funkcjonowanie różnych segmentów rynku, w zakresie informacji dostępnej dla uczestników tych rynków, która pozwoli na podejmowanie możliwie najlepszych decyzji w oparciu o dane i ich analizę, co w efekcie pozwoli na bieżącą analizę i optymalizację kosztów zapewnienia bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej.

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, współpra-

ując 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 5 największych OSD i OSP na lata 2018-2019, zawiera tab. 36. Przedstawiono w niej również poziom zrealizowanych nakładów inwestycyjnych w latach 2016-2017.

Tabela 36. Nakłady inwestycyjne 5 OSD oraz OSP, ceny bieżące

| | Wykonanie 2016 [mln zł] | Wykonanie 2017 [mln zł] | Plan 2018 [mln zł] | Plan 2019 [mln zł] |
|----------------------|-------------------------------|-------------------------------|-----------------------|-----------------------|
| Nakłady inwestycyjne | 7 145 | 7 369 | 7 571 | 7 547 |

Źródło: URE.

Operator systemu przesyłowego (OSP)

W 2018 r. PSE S.A. wypełniając obowiązek wynikający z art. 16 ustawy – Prawo energetyczne opracowała i poddała pod konsultacje projekt planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przy-

szłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2018-2027. W okresie 23 stycznia – 13 lutego 2018 r. projekt planu rozwoju był dostępny na stronie internetowej przedsiębiorstwa i w okresie tym trwały jego konsultacje. Następnie, PSE S.A. przekazała do uzgodnienia Prezesowi URE projekt planu. Proces uzgodnienia tego projektu nie został zakończony w 2018 r.

Operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSD)

W roku sprawozdawczym obowiązywały uzgodnione przez Prezesa URE w 2017 r. plany rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2017-2022.

Energetyka przemysłowa

W 2018 r. zostało przekazanych do Prezesa URE 10 projektów planów rozwoju oraz 8 projektów aktualizacji planu rozwoju przedsiębiorstw tzw. energetyki przemysłowej zobowiązanych, zgodnie z zapisami art. 16 ustawy – Prawo energetyczne, do ich uzgadniania. Dodatkowo, dwa przedsiębiorstwa przedłożyły do uzgodnienia projekty planu rozwoju, które spełniały warunki zwolnienia z obowiązku uzgodnienia tych planów. Z tego też względu, w przypadku tych 2 przedsiębiorstw, postępowania w sprawie uzgodnienia planów rozwoju stały się bezprzedmiotowe.

Prezes URE do 31 grudnia 2018 r. uzgodnił 8 projektów planów rozwoju, w tym 2 projekty

przekazane do uzgodnienia w 2018 r. oraz 9 projektów aktualizacji planu rozwoju, z których 1 projekt został przekazany do uzgodnienia w 2018 r.

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 elektrycznej⁸⁵⁾,

⁸⁵⁾ 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.

- 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 energii, 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 ciepła⁸⁶⁾, wydany na podstawie art. 11 ust. 6 i ust. 6a ustawy – Prawo energetyczne. Jak stanowi ww. rozporządzenie, ograniczenia mogą być wprowadzone po wyczerpaniu, przez operatorów systemu przesyłowego elektroenergetycznego, operatora

systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operatora systemu połączonego elektroenergetycznego we współpracy z zainteresowanymi podmiotami, wszelkich dostępnych środków służących zapewnieniu prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego – przy dołożeniu należytej staranności.

Ograniczenia te, w przypadku ich wprowadzenia, powinny być realizowane zgodnie z zakresem planów wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, o których mowa w rozporządzeniu. Plany ograniczeń dla energii elektrycznej określają wielkości maksymalnego poboru tej energii dla poszczególnych odbiorców i stopni zasilania.

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

Jak stanowi rozporządzenie, ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej dotyczą odbiorców energii elektrycznej, dla których wiel-

kość 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, podmiotem 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 2018 r. do 31 sierpnia 2019 r., opracowanego przez OSP

⁸⁶⁾ Dz. U. z 2007 r. Nr 133, poz. 924.

zawarty został w piśmie z 24 maja 2018 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 13 lipca 2018 r. decyzję, w której stwierdził on, że przedstawiona aktualizacja planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, na okres od 1 września 2018 r. do 31 sierpnia 2019 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 godzin (art. 11c ust. 2 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne),
- po wyczerpaniu wszystkich możliwych działań zmierzających do pokrycia zapotrzebowania na

energię elektryczną, wydanie odbiorcom końcowym, przyłączonym bezpośrednio do sieci przesyłowej, polecenia zmniejszenia ilości pobieranej energii elektrycznej lub odłączenia od sieci urządzeń i instalacji należących do tych odbiorców, zgodnie z planem wprowadzania ograniczeń (art. 11d ust. 1 pkt 5 ustawy – Prawo energetyczne).

OSP w związku z wystąpieniem zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej jest przy tym obowiązany niezwłocznie powiadomić ministra właściwego do spraw energii 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 2018 r. w Ministerstwie Energii nie zakończono prac (w zasadzie nie były kontynuowane) nad nowym rozporządzeniem w sprawie szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła, które ma uwzględnić uwagi PSE S.A., Prezesa URE oraz innych interesariuszy dotyczące wyeliminowania niespójności i braku precyzji obecnego brzmienia tego aktu wykonawczego (więcej w części XII. *Uwagi końcowe*).

8.4. Monitorowanie i kontrolowanie wypełniania obowiązku utrzymywania zapasów paliw

Badania i kontrole w 2018 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 energetycznych⁸⁷⁾.

W celu oceny realizacji obowiązku określonego w art. 10 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE w 2018 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

⁸⁷⁾ Dz. U. z 2003 r. Nr 39, poz. 338 oraz z 2010 r. Nr 108, poz. 701, zwane dalej „rozporządzeniem”.

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 2018 r., badano realizację obowiązku utrzymywania zapasów paliw w 114 przedsiębiorstwach. Badaniami objętych zostało łącznie 406 źródeł 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 kilkukrotnie w ciągu 2018 r.

Po ujawnieniu nieprawidłowości w trakcie badania stanu zapasów paliw, wszczęto 6 postępowań w sprawie wymierzenia kar pieniężnych w związku z art. 56 ust. 1 pkt 2 i ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne.

Ponadto, Prezes URE dokonał czynności kontrolnych stanu zapasów paliw w siedzibie jednego przedsiębiorstwa energetycznego. Podczas kontroli nie stwierdzono nieprawidłowości.

Prowadzenie spraw związanych z obniżaniem i uzupełnianiem ilości zapasów paliw

Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub ciepła, które są zobligowane do utrzymywania zapasów paliw, mają możliwość obniżenia tych zapasów

poniżej wielkości określonych w rozporządzeniu – a więc w odniesieniu do węgla kamiennego, węgla brunatnego oraz oleju opałowego – w sytuacji wystąpienia przesłanek, o których mowa w art. 10 ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne. 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 bezwzględnego przekazania informacji o obniżeniu zapasów paliw, przedsiębiorstwa energetyczne mogą korzystać z bezpośrednich teleinformatycznych form komunikacji z urzędem (np. *via fax* lub *e-mail*).

W 2018 r. 12 przedsiębiorstw energetycznych powiadamiało Prezesa URE o obniżeniu zapasów paliw poniżej poziomu określonego w rozporządzeniu. Zgłoszone obniżenia dotyczyły 18 źródeł wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła, przy

czym w przypadku 2 źródeł obniżenia zapasów paliw zgłaszane były ponownie po wcześniejszym uzupełnieniu. W 18 przypadkach zapasy zostały uzupełnione w 2018 r.

Ponadto, na początku 2018 r. zostały uzupełnione zapasy paliw w 20 przypadkach obniżeń zgłoszonych w 2017 r.

Wobec tych przedsiębiorstw, które zgłaszały obniżenia stanu zapasów paliw, po ich uzupełnieniu, w 2018 r. 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 przedsiębiorstwa obniżały obowiązkowe zapasy paliw z przyczyn niezależnych od przedsiębiorstw, a uzupełnianie zapasów paliw do poziomu określonego w ww. rozporządzeniu następowało w przewidzianych ustawowo terminach.

W związku z uchybieniami stwierdzonymi w trakcie kontroli, Prezes URE w stosunku do 9 przedsiębiorstw wszczął postępowania w sprawie nałożenia kary pieniężnej.

W 2018 r. Prezes URE wydał 2 decyzje przedłużające termin na uzupełnienie zapasów paliw.

8.5. Monitorowanie planów inwestycyjnych przedsiębiorstw energetycznych w nowe moce wytwórcze

Prezes URE realizując zadania wynikające z ustawy – Prawo energetyczne w zakresie mo-

nitorowania bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej, przeprowadził w 2018 r. badanie planów inwestycyjnych wytwórców energii elektrycznej na lata 2018-2032 wypełniających obowiązek sporządzenia prognoz 15-letnich, zgodnie z art. 16 ust. 20 i 21 ustawy – Prawo energetyczne. Według tych przepisów, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w źródłach o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 50 MW sporządza i przedkłada Prezesowi URE prognozy na okres 15 lat obejmujące w szczególności: ilości wytwarzanej energii elektrycznej, przedsięwzięcia w zakresie modernizacji, rozbudowy istniejących lub budowy nowych źródeł, a także dane techniczno-ekonomiczne dotyczące typu i wielkości tych źródeł, ich lokalizacji oraz rodzaju paliwa wykorzystwanego do wytwarzania energii elektrycznej.

Do wykonania badania wykorzystane zostały opracowane przez URE ankiety, które zostały wypełnione i przesłane przez 63 przedsiębiorstwa energetyczne i 11 grup kapitałowych, jak również dane z PSE S.A. Na podstawie zebranych informacji Prezes URE przygotował raport pt. „*Informacja na temat planów inwestycyjnych w nowe moce wytwórcze w latach 2018-2032*”, który jest dostępny na stronie URE.

Wśród najważniejszych wniosków z przeprowadzonego badania należy wymienić:

- wyniki przeprowadzonej analizy wskazują, że już w najbliższym czasie może zmaterializować się ryzyko braku możliwości zrównoważenia dostępnych mocy w KSE i szczytowego zapotrzebowania na moc przy zapewnieniu odpo-

wiednich rezerw mocy w KSE. W szczególności już w 2019 r. mogą wystąpić istotne trudności z zapewnieniem bilansu mocy (dostaw energii do odbiorców bez konieczności wprowadzania ograniczeń) w okresie letnio-jesiennym przy zachowaniu wymaganych rezerw mocy. Na ocenę tej sytuacji wpływa m.in. fakt niewielkiego marginesu mocy dyspozycyjnej dostępnej w KSE w tym okresie przy założeniu rezerwy mocy jedynie na poziomie 9% ponad zapotrzebowanie tj. niezbędnej w warunkach operacyjnych. Warto podkreślić, że do analiz długoterminowych przyjmuje się znacznie wyższą wartość niezbędnej nadwyżki mocy⁸⁸⁾,

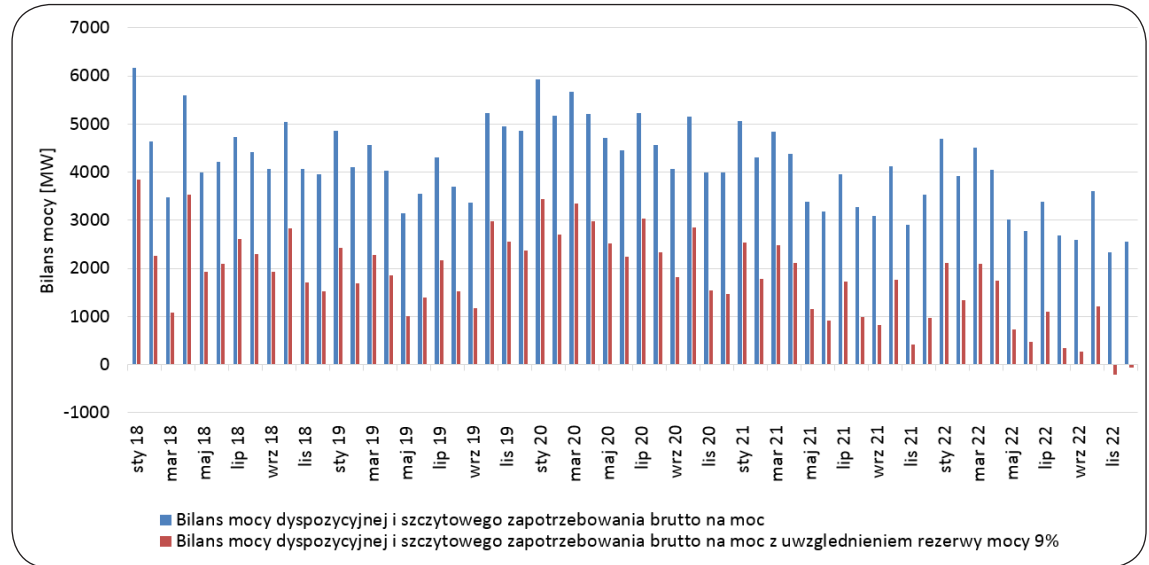
- wyniki analizy opartej wyłącznie o źródła wytwórcze objęte badaniem nie uwzględniają możliwości importu mocy z zagranicy, inwestycji w nowe moce wytwórcze przez przedsiębiorstwa energetyczne nieobjęte badaniem oraz mocy zakontraktowanych w ramach IRZ (obecnie 830 MW) i DSR (obecnie około 500 MW w Programie Gwarantowanym),
- przedstawione przez badane przedsiębiorstwa energetyczne informacje o 15-letnich planach inwestycyjnych (w nowe moce wytwórcze, modernizację oraz wycofywania z eksploatacji istniejących mocy wytwórczych) mogą nie uwzględniać zamierzeń inwestycyjnych prognozowanych w związku z uruchomieniem mecha-

⁸⁸⁾ Zgodnie z obowiązującą IRIESP, przy planowaniu koordynacyjnym z horyzontem rocznym przyjmuje się, że niezbędna rezerwa mocy dyspozycyjnej ponad planowane zapotrzebowanie na moc powinna wynosić 18%.

nizmu mocowego na podstawie ustawy o rynku mocy. W konsekwencji informacje przedstawione przez badane przedsiębiorstwa energetyczne mogły ulec zmianie po uruchomieniu mechanizmu mocowego – dotyczy to w szczególności okresów dostaw objętych mechanizmem mocowym,

- analiza pozyskanych danych wskazuje, że w latach 2018-2032 przedsiębiorstwa energetyczne planują oddać do eksploatacji łącznie ponad 11,9 GW nowych mocy wytwórczych. Jednocześnie liczba planowanych wycofań mocy wytwórczych z eksploatacji w tym okresie wynosi ok. 11,8 GW,
- największy udział (64,8%) planowanych wycofań mocy wytwórczych stanowią jednostki wytwórcze opalane węglem kamiennym, a następnie jednostki opalane węglem brunatnym (28,9%). Wśród głównych przyczyn wycofań jednostek wytwórczych wytwórcy wskazali: niespełnienie norm emisyjnych i zużycie techniczne,
- w przeprowadzonym badaniu w 2018 r. największy przyrost nowych mocy wytwórczych spodziewany jest w latach 2019-2020,
- największy udział w nowych mocach wytwórczych według technologii paliwowej stanowią jednostki działające w oparciu o węgiel kamienny (33,2%), wiatr (31,9%) oraz gaz ziemny (29,4%),
- ewentualne opóźnienie oddania do eksploatacji jednostek wytwórczych w Elektrowni Opole oraz trwałe wycofanie z eksploatacji jednostek wytwórczych w Elektrowni Adamów może przyczynić się do pogorszenia bilansu mocy,

Rysunek 34. Bilans mocy dyspozycyjnej i szczytowego zapotrzebowania brutto na moc z uwzględnieniem rezerwy mocy na poziomie 9% w okresie od stycznia 2018 r. do grudnia 2022 r.⁸⁹⁾



Źródło: URE na podstawie danych wynikających z badania ankietowego oraz danych PSE S.A.

⁸⁹⁾ Do badania możliwości pokrycia szczytowego zapotrzebowania na moc w systemie elektroenergetycznym zastosowano następującą metodologię:

- prognozowane szczytowe zapotrzebowanie brutto na moc elektryczną przedstawiono według danych PSE S.A.,
- w zakresie nowych inwestycji – uwzględniono jedynie inwestycje o istotnym stopniu zaawansowania (inwestycja jest co najmniej na etapie montażu finansowego projektu), według danych przedstawionych przez przedsiębiorstwa energetyczne posiadające jednostki wytwórcze o mocy zainstalowanej 50 MW lub więcej oraz przez 11 największych grup kapitałowych prowadzących działalność energetyczną w Polsce,
- analizę przeprowadzono w oparciu o dane rzeczywiste (popykonawcze) dotyczące mocy dyspozycyjnej wszystkich jed-

nostek wytwórczych w KSE za pełne 12 miesięcy w 2018 r. według danych PSE S.A., która to moc została powiększona w kolejnych latach o bilans mocy dyspozycyjnej wynikający z nowych inwestycji, wycofań z eksploatacji oraz przyrostu lub ubytku mocy w wyniku modernizacji,

- moc dyspozycyjną nowych jednostek wytwórczych oraz wynikającą z modernizacji istniejących źródeł wytwórczych obliczono przy wykorzystaniu współczynników korekcyjnych określonych w rozporządzeniu Ministra Energii z 22 sierpnia 2018 r. w sprawie parametrów aukcji głównych dla okresów dostaw przypadających na lata 2021-2023,
- przyjęto założenie, że szczytowe zapotrzebowanie na moc pokrywane jest tylko przez źródła krajowe – pominięto moc wynikającą z importu, Interwencyjnej Rezerwy Zimnej (IRZ) oraz programu DSR.

- planowane łączne nakłady inwestycyjne w latach 2018-2032 w nowe moce wytwórcze w cenach bieżących, zaplanowane przez wytwórców, określono na poziomie 62 161 793,5 tys. zł przy planowanej mocy zainstalowanej 11 906,4 MW. Przy czym ok. 43% planowanych łącznych nakładów dotyczy jednostek wytwórczych na węglu kamiennym, ok. 30% – jednostek wiatrowych, zaś ok. 21% – jednostek na gazie ziemnym,
- średnia cena energii elektrycznej wynikająca z planowanej sprzedaży i planowanych przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej (według danych ankietowych) z nowych jednostek wytwórczych planowanych do realizacji w latach 2018-2032, liczona dla wszystkich technologii paliwowych, ukształtowała się na poziomie 237,20 zł/MWh.

Na rys. 34 (str. 98) przedstawiono bilans mocy dyspozycyjnej i szczytowego zapotrzebowania na moc w latach 2018-2022, z uwzględnieniem rezerwy mocy na poziomie 9%, sporządzony na podstawie danych ankietowych.

W związku z zaobserwowanym ryzykiem braku możliwości zrównoważenia dostępnych mocy w KSE i szczytowego zapotrzebowania na moc przy zapewnieniu odpowiednich rezerw mocy w KSE, Prezes URE wystąpił do ministra energii z postulatem szczegółowej analizy tej sytuacji i podjęcia stosownych działań. W tej sprawie, na początku 2019 r. odbyło się w Ministerstwie Energii spotkanie z udziałem m.in.: Prezesa URE, Ministra Energii, Pełnomocnika Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej oraz PSE S.A.

W ramach prac zmierzających do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych, na spotkaniu zapadły ustalenia dotyczące m.in. wznowienia prac nad zmianą rozporządzenia Rady Ministrów z 23 lipca 2007 r. w sprawie szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła⁹⁰.

Więcej informacji znajduje się w części XII. *Uwagi końcowe.*



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

Ustawa o rozwiązaniu KDT określa zasady udzielania pomocy publicznej⁹¹. Program tej pomocy ma na celu rekompensowanie wytwórcom energii elektrycznej kosztów osieroconych, powstałych w związku z przedterminowym rozwią-

⁹⁰ Dz. U. z 2007 r. Nr 133, poz. 924.

⁹¹ 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.).

zaniem 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 ziemnego⁹², 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.

Ustalenie dla poszczególnych wytwórców wysokości korekty rocznej kosztów osieroconych oraz korekty rocznej kosztów zużycia odebranego gazu ziemnego i kosztów nieodebranego gazu ziemnego za 2017 r.

W 2018 r. Prezes URE ustalił dla 4 wytwórców uczestniczących w 2017 r. w systemie rekompens-

⁹² 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.

Tabela 37. Indywidualne rozliczenie każdego z wytwórców objętych programem pomocy publicznej z tytułu przedterminowego rozwiązania umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej za 2017 r.

| Wytwórcy | Kwota zaliczek na poczet kosztów osieroconych na 2017 r. w wysokości określonej we wnioskach (art. 24) | Kwota zaliczek na poczet kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym za 2017 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] | | | | | | | |
| Elektrownia Pątnów II Sp. z o.o. | 123 028,614 | | 123 028,614 | 58 304,942 | | 58 304,942 | 181 333,556 |
| Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna Sp. z o.o.* | 0,000 | 40 000,000 | 40 000,000 | 28 503,881 | 19 101,963 | 47 605,844 | 87 605,844 |
| CEZ Chorzów S.A.** | 38 508,000 | | 38 508,000 | 22 059,558 | | 22 059,558 | 60 567,558 |
| Elektrociepłownia Zielona Góra S.A. | 32 000,000 | 36 780,000 | 68 780,000 | 2 042,475 | 6 265,987 | 8 308,462 | 77 088,462 |
| RAZEM | 193 536,614 | 76 780,000 | 270 316,614 | 110 910,856 | 25 367,950 | 136 278,806 | 406 595,420 |

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

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

Źródło: URE.

sat określonym ustawą o rozwiązaniu KDT wysokość korekty rocznej kosztów osieroconych za 2017 r. oraz wysokość korekty rocznej kosztów zużycia odebranego i kosztów nieodebranego gazu ziemnego, powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym za 2017 r. W sumie w powyższych sprawach wydano 6 decyzji administracyjnych w ustawowym terminie do 31 lipca 2018 r.

Wytwórcy za 2017 r. otrzymali zaliczki na poczet kosztów osieroconych oraz kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym (koszty gazu ziemnego) łącznie w wysokości 270,32 mln zł. Przy czym zaliczki na pokrycie kosztów osieroconych wyniosły 193,54 mln zł, a na poczet kosztów gazu ziemnego – 76,78 mln zł. W wyniku decyzji administracyjnych Prezesa

URE ustalających korekty roczne, wytwórcy dodatkowo uzyskali łączną kwotę pomocy publicznej w wysokości 136,28 mln zł, z tego: z tytułu kosztów osieroconych – kwotę 110,91 mln zł oraz z tytułu kosztów gazu ziemnego – kwotę 25,37 mln zł.

W tej sytuacji ogólne saldo środków publicznych przekazanych wytwórcom za 2017 r., z uwzględnieniem otrzymanych przez wytwórców zaliczek i ustalonych ww. korekt, stanowi kwotę 406,60 mln zł.



Część IV. System wsparcia odnawialnych źródeł energii, kogeneracji i efektywności energetycznej



1. Zmiany systemu wsparcia OZE – sytuacja ogólna

W 2018 r. istotne zmiany odnoszące się do systemu wsparcia wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych nastąpiły wraz z nowelizacją ustawy OZE dokonaną ustawą z 7 czerwca 2018 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach ener-

gii oraz niektórych innych ustaw⁹³⁾ dalej: „ustawa zmieniająca”. Przepisami ustawy OZE objęto zasady wsparcia wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych uregulowane uprzednio w rozporządzeniu 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 energii⁹⁴⁾, które utraciło swoją moc 1 lipca 2018 r. Wchodzące w życie 14 lipca 2018 r. przepisy ustawy OZE m.in. rozszerzyły katalog rodzajowy paliw stanowiących biomasę w rozumieniu art. 2 pkt 3 tej ustawy. Zgodnie z nowymi uregulowaniami w systemie wsparcia będą mogli również uczestniczyć wytwórcy energii elektrycznej pochodzącej z biomasy w postaci biowęgla lub toryfikatu. Z dniem 1 lipca 2018 r. zmieniły się również przepisy ustanawiające minimalny wymagany poziom udziału wagowego biomasy pochodzenia rolniczego, w łącznym udziale wagowym całej zużytej biomasy w instalacjach spalania wielopaliwowego oraz dedykowanych instalacjach spalania wielopaliwowego o mocy zainstalowanej elektrycznej wyższej niż 5 MW (gdzie udział ten określono na 85%), a także w dedykowanych instalacjach spalania biomasy oraz układach hybrydowych o mocy zainstalowanej elektrycznej wyższej niż 20 MW

(gdzie udział ten określono na 10%). Spełnienie obowiązków wynikających z brzmienia ww. nowych regulacji prawnych jest warunkiem skorzystania przez wytwórców energii elektrycznej z mechanizmów wsparcia wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych.

Ustawa zmieniająca zdeterminowała również warunki uczestnictwa w aukcyjnym systemie wsparcia w 2018 r. Celem zmian ustawy OZE w tym zakresie było przede wszystkim zapewnienie pełnej zgodności przepisów tej ustawy 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 szczególności, ustawa zmieniająca wprowadziła mechanizmy pozwalające na zachowanie transparentności i konkurencyjności procesu aukcyjnego. Przede wszystkim wprowadzono nowe zasady kumulacji pomocy inwestycyjnej sprawiające, że fakt wcześniejszego jej otrzymania pozostaje neutralny dla warunków konkurencyjnych organizowanych aukcji. Zmieniono też zasady rozstrzygnięcia aukcji, o których mowa niżej w pkt 3 *Aukcje na sprzedaż energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii*, eliminując możliwość wygrania aukcji przez wszystkich jej uczestników. Zgodnie z nową regułą

rozstrzygnięcia aukcji, aukcję wygrywają uczestnicy aukcji, którzy zaoferowali najniższą cenę sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, pomniejszoną o kwotę podatku od towarów i usług oraz których oferty łącznie nie przekroczyły 100% wartości lub ilości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii określonej w ogłoszeniu o aukcji i 80% ilości energii elektrycznej objętej wszystkimi ofertami. Wreszcie w ustawie zmieniającej zaproponowano bardziej przejrzysty podział koszyków aukcyjnych poprzez rezygnację z badania stopnia wykorzystania mocy oraz poziomu emisyjności CO₂ instalacji. Dodatkowo, wychodząc naprzeciw oczekiwaniom wytwórców w zakresie zmniejszenia barier administracyjnych w obszarze hydroenergetyki oraz instalacji wykorzystujących biogaz do wytwarzania energii elektrycznej i jednocześnie spełniając postulaty zawarte w Strategii na rzecz odpowiedzialnego rozwoju, wprowadzono nowe systemy wsparcia tj. systemy FIT/FIP. Systemy te obejmują zarówno instalacje nowe, jak i istniejące o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW. Wprowadzenie systemów FIT/FIP było m.in. wynikiem niskiego zainteresowania systemem aukcyjnym wytwórców energii elektrycznej w instalacjach odnawialnego źródła energii – biogazowych oraz wodnych o mocy do 1 MW.

Regulacje ustawy zmieniającej doprecyzowały również treść art. 55 ustawy OZE w zakresie zakazu korzystania z uprawnień, o których mowa w art. 53 ust. 1 i art. 96 ust. 2 ustawy OZE oraz ustanowiły w art. 55a ustawy OZE obowiązek sporządzania przez Prezesa URE wykazu odbior-

⁹³⁾ Dz. U. z 2018 r. poz. 1276.

⁹⁴⁾ Dz. U. z 2012 r. poz. 1229 z późn. zm.

ców przemysłowych objętych zakazem korzystania z uprawnień objętych sankcją z art. 55 ust. 1 ustawy OZE i ogłaszania ww. wykazu w Biuletynie Informacji Publicznej URE w terminie do 31 grudnia roku następującego po roku realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 52 ust. 1 ustawy OZE. Zmiany dokonane w treści art. 55 w ust. 1 ustawy OZE dotyczą objęcia sankcją korzystania z uprawnień również tego odbiorcy przemysłowego, który został wpisany do wykazu, o którym mowa w art. 52 ust. 4 ustawy OZE pomimo niespełniania wymagań, o których mowa w art. 52 ust. 6 ustawy OZE. Natomiast w ust. 2 tego przepisu uregulowano sposób realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 52 ust. 1 ustawy OZE przez odbiorcę przemysłowego, który w roku poprzedzającym rok realizacji ww. obowiązku, zużył nie mniej niż 100 GWh energii elektrycznej, bez możliwości skorzystania z uprawnień, o których mowa w art. 53 ust. 1 i art. 96 ust. 2 ustawy OZE. Zmiany ustawy OZE dokonane ustawą zmieniającą objęły również art. 168 (pkt 11a i pkt 25), art. 169 (ust. 1 pkt 1) i art. 170 (ust. 4 pkt 1, ust. 7 pkt 2) ustawy OZE i dotyczą objęcia sankcją (wymierzaną przez Prezesa URE karą pieniężną w wysokości 10 000 zł) odmowy wglądu lub nieprzedstawienia Prezesowi URE dokumentów lub informacji, o których mowa w art. 70 pkt 1 lub 2 ustawy OZE oraz objęcia sankcją (wymierzaną przez Prezesa URE karą pieniężną w wysokości 1 000 zł) nieprzekazania Prezesowi URE informacji lub oświadczenia, o których mowa w art. 54 ustawy OZE.

.....

2. Nowe formy wsparcia wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii: system taryf gwarantowanych FIT oraz system dopłat do ceny rynkowej FIP

14 lipca 2018 r. weszły w życie przepisy ustawy zmieniającej wprowadzające m.in. nowe formy wsparcia wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii tj. systemy FIT/FIP.

Zgodnie z postanowieniami art. 70a ustawy OZE – z systemu FIT mogą korzystać wytwórcy energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w małej instalacji lub w mikroinstalacji, którzy sprzedają lub będą sprzedawać niewykorzystaną energię elektryczną do sprzedawcy zobowiązanego. System FIP natomiast przeznaczony jest dla wytwórców energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii, o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW, którzy sprzedają lub będą sprzedawać niewykorzystaną energię elektryczną do wybranego podmiotu innego niż sprzedawca zobowiązany.

Zgodnie z brzmieniem art. 70a ust. 1 i 2 ustawy OZE, systemy FIT/FIP dedykowane są dla instalacji odnawialnego źródła energii, wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej wyłącznie:

- 1) biogaz rolniczy albo
- 2) biogaz pozyskany ze składowisk odpadów, albo
- 3) biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków, albo
- 4) biogaz inny niż określony w pkt 1-3, albo
- 5) hydroenergię.

Do systemów FIT/FIP mogą przystąpić następujące instalacje odnawialnego źródła energii:

- planowane do uruchomienia, w których dotychczas nie została wytworzona energia elektryczna,
- zrealizowane po 1 lipca 2016 r., które nie korzystały z aukcyjnego systemu wsparcia, o którym mowa w art. 73 ustawy OZE,
- uruchomione i wytwarzające energię elektryczną, które korzystają z systemu wsparcia świadczeń pochodzenia, o których mowa w art. 44 ust. 1 ustawy OZE,
- które wygrały aukcje rozstrzygnięte przed dniem wejścia w życie nowelizacji ustawy OZE z 7 czerwca 2018 r. – na zasadach określonych w art. 9 ustawy zmieniającej.

Stała cena zakupu w systemach FIT/FIP, zgodnie z art. 70e ust. 1 ustawy OZE, wynosi 90% ceny referencyjnej określonej na dany rok kalendarzowy w drodze rozporządzenia przez ministra właściwego do spraw energii (por. art. 77 ust. 3 pkt 1 ustawy OZE), obowiązującej na dzień złożenia deklaracji FIT/FIP, odpowiednio dla instalacji wykorzystującej dany rodzaj odnawialnego źródła energii. Na 2018 r. ceny referencyjne zostały natomiast określone w art. 8 ustawy zmieniającej. Stała cena zakupu podlega corocznej waloryzacji średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem z poprzedniego roku kalendarzowego, określonym w komunikacie Prezesa GUS ogłoszonym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski”. Stałą cenę zakupu energii elektrycznej pomniejsza pomoc inwestycyjna przeznaczona na realizację inwestycji w zakresie danej instalacji odnawialnego źródła energii.

Tabela 38. Zestawienie stałych cen zakupu w systemach FIT/FIP mających zastosowanie dla deklaracji złożonych w 2018 r. – niezmodernizowane instalacje odnawialnego źródła energii

| Lp. | Rodzaj OZE | Moc | Cena referencyjna [zł/MWh] | 90% ceny [zł/MWh] |
|-----|-------------------------------|-------------------|----------------------------|-------------------|
| 1 | biogaz rolniczy | < 500 kW | 630 | 567,00 |
| 2 | biogaz ze składowisk odpadów | < 500 kW | 560 | 504,00 |
| 3 | biogaz z oczyszczalni ścieków | < 500 kW | 420 | 378,00 |
| 4 | biogaz inny | < 500 kW | 420 | 378,00 |
| 5 | biogaz rolniczy | >= 500 kW =< 1 MW | 570 | 513,00 |
| 6 | biogaz ze składowisk odpadów | >= 500 kW =< 1 MW | 550 | 495,00 |
| 7 | biogaz z oczyszczalni ścieków | >= 500 kW =< 1 MW | 385 | 346,50 |
| 8 | biogaz inny | >= 500 kW =< 1 MW | 385 | 346,50 |
| 9 | hydroenergia | < 500 kW | 550 | 495,00 |
| 10 | hydroenergia | >= 500 kW =< 1 MW | 500 | 450,00 |

Źródło: URE.

Istotne jest, że w myśl art. 70a ust. 4 ustawy OZE systemy wsparcia FIT i FIP nie obejmują przedsiębiorstw będących w trudnej sytuacji w rozumieniu art. 2 pkt 18 rozporządzenia Komisji (UE) nr 651/2014 z 17 czerwca 2014 r. uznającego niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu⁹⁵⁾. Na potrzeby oceny sytuacji ekonomicznej przedsiębiorstw aplikujących do systemów FIT/FIP,

w URE opracowane zostały stosowne formularze, które następnie zostały opublikowane na stronie internetowej urzędu.

Prezes URE wydał w 2018 r. szereg komunikatów i informacji wyjaśniających zagadnienia problemowe związane ze stosowaniem przepisów ustawy OZE, w tym w odniesieniu do systemów FIT/FIP. Do najważniejszych publikacji zaliczyć należy:

- Informację Prezesa URE (nr 60/2018) z 27 lipca 2018 r. w sprawie warunków korzystania z nowych form wsparcia wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii tj. tzw. systemów FIT/FIP (wraz z publikacją wzorów składanych dokumentów),
- Informację Prezesa URE (nr 52/2018) z 16 lipca 2018 r. w sprawie schematu instalacji odnawialnego źródła energii przedkładanego na potrzeby systemów wsparcia wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii tj. systemu aukcyjnego oraz systemów FIT/FIP,
- Informację Prezesa URE (nr 72/2018) z 17 września 2018 r. w sprawie sposobu obliczania niektórych terminów zawartych w ustawie o odnawialnych źródłach energii,
- Informację Prezesa URE (nr 77/2018) z 11 października 2018 r. w sprawie reguł kumulacji pomocy inwestycyjnej, o której mowa w art. 39 oraz art. 39a ustawy o odnawialnych źródłach energii,
- Informację Prezesa URE (nr 78/2018) z 11 października 2018 r. w sprawie daty wygaśnięcia praw i obowiązków związanych z uczestnictwem w aukcyjnym systemie wsparcia na sku-

tek migracji do systemu FIT/FIP, wymogów dotyczących pełnomocnictwa oraz oświadczenia, o którym mowa w art. 70b ust. 3 pkt 6 ustawy o odnawialnych źródłach energii,

- Informację Prezesa URE (nr 101/2018) z 11 grudnia w sprawie składania deklaracji o zamiarze sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej po stałej cenie zakupu ustalonej zgodnie z art. 70e ustawy o odnawialnych źródłach energii,
- oraz
- Instrukcję z 18 stycznia 2019 r. dotyczącą realizacji obowiązków sprawozdawczych za 2018 r. przez wytwórców energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii, którzy otrzymali zaświadczenie o możliwości sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej zgodnie z przepisami art. 70a-70f ustawy OZE („systemy FIT/FIP”),
 - Komunikat z 12 października 2018 r. – Przykłady kosztów niezaliczanych do pomocy inwestycyjnej przeznaczonej na realizację inwestycji w zakresie instalacji odnawialnego źródła energii na potrzeby systemów wsparcia wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii tj. systemu aukcyjnego oraz systemów FIT/FIP.

W roku sprawozdawczym wytwórcy złożyli Prezesowi URE 444 deklaracje o zamiarze sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej po stałej cenie zakupu ustalonej zgodnie z art. 70e ustawy OZE. Z tej liczby 66 deklaracji zostało wycofanych przez wnioskodawców. Zaświadczenia o możliwo-

⁹⁵⁾ Dz. Urz. UE L 187 z 26.06.2014, str. 1, z późn. zm.

ści sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej, o których mowa w art. 70b ust. 8 ustawy OZE, wydano dla 295 wytwórców. W przypadku pozostałych deklaracji, postępowanie administracyjne jest procedowane w 2019 r. albo zawieszono na wniosek wytwórcy.

Tabela 39. Zestawienie wydanych w 2018 r. zaświadczeń o możliwości sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej po stałej cenie zakupu, o którym mowa w art. 70b ust. 8 ustawy OZE, z podziałem na rodzaje instalacji

| Lp. | Rodzaj instalacji | Liczba wydanych zaświadczeń | Moc zainstalowana elektryczna [MW] |
|---------------|---|-----------------------------|------------------------------------|
| 1 | wykorzystująca wyłącznie biogaz rolniczy | 6 | 3,317 |
| 2 | wykorzystująca wyłącznie biogaz pozyskany ze składowisk odpadów | 32 | 15,830 |
| 3 | wykorzystująca wyłącznie biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków | 0 | 0,000 |
| 4 | wykorzystująca wyłącznie biogaz inny niż określony art. 70a ust. 1 i 2 w pkt 1-3 ustawy OZE | 0 | 0,000 |
| 5 | wykorzystująca wyłącznie hydroenergię | 257 | 57,654 |
| Razem: | | 295 | 76,801 |

Źródło: URE.

3. 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. Ocenę przeprowadzał 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.

Wtwórcy 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 koncesyj-

nej, 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. Wtwórcy, 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.

29 czerwca 2018 r. opublikowana została ustawa zmieniająca ustawę OZE z 7 czerwca 2018 r., na mocy której zostały przeprowadzone aukcje w 2018 r. Przepisami ustawy zmieniającej określone zostały takie parametry niezbędne dla przeprowadzenia aukcji jak: maksymalna ilość i wartość oraz ceny referencyjne energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, eliminując tym samym konieczność wydawania w 2018 r. rozporządzeń wykonawczych, o których mowa w art. 72 ust. 2 oraz art. 77 ust. 3 ustawy OZE.

Ponadto ustawa zmieniająca wprowadziła nowy podział koszyków aukcyjnych, o których mowa w art. 73 ust. 3a ustawy OZE, polegający na tym, że zrezygnowano z dotychczasowej kwalifikacji instalacji względem takich parametrów jak: poziom

emisji CO₂ czy stopień wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej. Wprowadzono natomiast podział koszyków względem rodzajów zastosowanego odnawialnego źródła energii, o których mowa w art. 77 ust. 5 ustawy OZE, z możliwością występowania w danym koszyku więcej niż jednej technologii. Przykładowo, w tym samym koszyku aukcyjnym mogły wziąć udział instalacje o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW wykorzystujące do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru na lądzie jak i instalacje wykorzystujące wyłącznie energię promieniowania słonecznego.

W związku z opisanymi powyżej zmianami w podziale koszyków aukcyjnych, funkcjonujące w obrocie prawnym zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji oraz deklaracje straciły swoją ważność. Wytwórcy posiadający takie zaświadczenia oraz złożone deklaracje, którzy zamierzali wziąć udział w aukcjach organizowanych w 2018 r., musieli ponownie wystąpić do Prezesa URE z wnioskami o wydanie nowych zaświadczeń lub z deklaracjami o przystąpieniu do aukcji.

Po nowelizacji ustawy OZE prekwalfikacja do systemu aukcyjnego, odbywała się według zmodyfikowanych zasad. Ustawa zmieniająca wprowadziła w tym zakresie dodatkowe wymogi dowodowe, obligując wytwórców do przedstawienia prawomocnej decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla projektowanej instalacji lub jej modernizacji, a także schematu instalacji prezentującego sposób jej przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. Zrezygnowano natomiast z wymogu przedkładania decyzji o warunkach zabudowy

i zagospodarowania terenu. Kolejną zmianą było zwiększenie poziomu zabezpieczenia ustanawianego na poczet udziału wytwórcy energii elektrycznej w instalacji nowej w systemie aukcyjnym z 30 zł do 60 zł/1 kW mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji. W przypadku tzw. instalacji istniejących zmiany dotyczyły doprecyzowania zawartości deklaracji o przystąpieniu do aukcji, a także wprowadzenia wymogu dołączenia do niej schematu instalacji ze wskazaniem urządzeń służących do wytwarzania energii elektrycznej i do wyprowadzania mocy, z oznaczeniem lokalizacji urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych oraz miejsca przyłączenia tej instalacji do sieci elektroenergetycznej. Prezes URE upoważniony został do potwierdzenia przyjęcia złożonej deklaracji. 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.

W 2018 r. zostało wydanych 1 050 zaświadczeń o dopuszczeniu do aukcji. Jednocześnie potwierdzono przyjęcie 25 deklaracji o przystąpieniu do aukcji.

Ustawa zmieniająca wprowadziła ponadto regulacje dotyczące sposobu przeprowadzania i rozstrzygnięcia aukcji. Przede wszystkim, zgodnie z art. 80 ust. 1 ustawy OZE, aukcję wygrywają uczestnicy aukcji, którzy zaoferowali najniższą cenę sprzedaży energii elektrycznej, pomniejszoną o kwotę podatku od towarów i usług, których oferty łącznie nie przekroczyły 100% wartości lub ilości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii

określonej w ogłoszeniu o aukcji oraz 80% ilości energii elektrycznej objętej wszystkimi złożonymi ofertami. Powyższym zapisem wprowadzono mechanizm konkurencyjności aby uniknąć przypadku, gdy wszystkie oferty wygrywają aukcję, nawet jeśli ilość lub wartość energii elektrycznej złożonych ofert nie wyczerpuje całego wolumenu lub wartości wskazanych w ogłoszeniu o aukcji. Zapis ten stanowił na tyle poważną ingerencję w system rozstrzygnięcia aukcji i wyłaniania zwycięskich ofert, że jego implementacja wymagałaby długotrwałych prac wdrożeniowych w Internetowej Platformie Aukcyjnej, co uniemożliwiłoby przeprowadzenie aukcji w 2018 r. Na wprowadzenie tych zmian nie przeznaczono również odpowiednich środków finansowych. W rezultacie wprowadzono szereg zmian związanych z przeprowadzaniem aukcji w 2018 r., m.in.: Prezes URE zyskał możliwość przeprowadzenia aukcji z wykorzystaniem jedynie częściowej funkcjonalności IPA, złożone oferty wiązały uczestników aukcji i nie mogły być przez nich wycofane ani zmodyfikowane, a informacje dotyczące wyników aukcji mogły być przekazane Ministrowi Energii w terminie 14 dni od dnia rozstrzygnięcia lub unieważnienia aukcji (więcej w części XII. *Uwagi końcowe*).

Wychodząc naprzeciw oczekiwaniom wytwórców, którzy w danym roku zdążą wybudować instalację przed dniem aukcji, a nie chcą czekać z uruchomieniem tej instalacji do czasu wygrania aukcji, zgodnie z art. 72a ustawy OZE wprowadzono możliwość sprzedaży energii wytworzonej z tej instalacji, przy zachowaniu statusu instalacji nowej. Warunkiem skorzystania z tej możliwości

jest wprowadzenie całości wytworzonej energii do sieci i sprzedania jej na giełdzie towarowej lub na rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany. Ponadto, wytwórca musi w terminie 14 dni przed dniem wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej w instalacji nowej, złożyć do Prezesa URE pisemne oświadczenie, że energia elektryczna będzie w całości wprowadzana do sieci i sprzedawana na giełdzie towarowej lub na rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium kraju rynek regulowany.

Ponadto, nowelizacja ustawy OZE wprowadziła rozwiązania prawne umożliwiające przeniesienie zobowiązań sprzedawcy zobowiązanego i prawa wytwórcy do pokrycia ujemnego salda, a także obowiązków wynikających z wygranej aukcji z wytwórcy, który wygrał aukcję, na nabywcę instalacji. Warunkiem przeniesienia praw i obowiązków wynikających z wygranej aukcji jest uzyskanie zgody Prezesa URE udzielanej na podstawie art. 83a ustawy OZE.

Zgodnie z ogłoszeniami Prezesa URE, w dniach 17, 18, 19, 24 i 25 października 2018 r. oraz w dniach 5, 6, 7, 13, 14, 15, 19 i 20 listopada 2018 r. odbyło się 13 sesji aukcji. W aukcjach oznaczonych jako: „AZ/1/2018”, „AZ/2/2018”, „AZ/3/2018”, „AZ/4/2018”, „AZ/5/2018”, „AZ/8/2018”, „AZ/10/2018” nie złożono wymaganej liczby przynajmniej 3 ofert spełniających wymagania określone w ustawie OZE, w związku z czym aukcje te pozostały nierozstrzygnięte. Wyniki pozostałych aukcji przedstawiają poniższe tabele.

Tabela 40. Rozstrzygnięcie aukcji nr AZ/6/2018

| | Aukcja Zwykła Nr AZ/6/2018 |
|--|-------------------------------|
| Liczba wygranych ofert | 31 |
| Liczba wygranych wytwórców | 23 |
| Łączna ilość sprzedanej energii [MWh] | 41 996 771,921 |
| Łączna wartość sprzedanej energii [zł] | 8 238 365 894,35 |
| Minimalna cena z oferty [zł] | 157,80 |
| Maksymalna cena z oferty [zł] | 216,99 |

Źródło: URE.

Tabela 41. Rozstrzygnięcie aukcji nr AZ/7/2018

| | Aukcja Zwykła Nr AZ/7/2018 |
|--|-------------------------------|
| Liczba wygranych ofert | 1 |
| Liczba wygranych wytwórców | 1 |
| Łączna ilość sprzedanej energii [MWh] | pow. 972 000,000 |
| Łączna wartość sprzedanej energii [zł] | pow. 388 000 000,000 |
| Minimalna cena z oferty [zł] | 400* |
| Maksymalna cena z oferty [zł] | 400* |

* Minimalna i maksymalna cena w złotych, pomniejszona o kwotę podatku od towarów i usług, po jakiej energia elektryczna wytworzona z odnawialnych źródeł energii została sprzedana, nie przekracza 400 zł/MWh.

Źródło: URE.

Tabela 42. Rozstrzygnięcie aukcji nr AZ/9/2018

| | Aukcja Zwykła Nr AZ/9/2018 |
|--|-------------------------------|
| Liczba wygranych ofert | 554 |
| Liczba wygranych wytwórców | 251 |
| Łączna ilość sprzedanej energii [MWh] | 8 169 917,016 |
| Łączna wartość sprzedanej energii [zł] | 2 878 556 631,19 |
| Minimalna cena z oferty [zł] | 288,99 |
| Maksymalna cena z oferty [zł] | 364,99 |

Źródło: URE.

Tabela 43. Rozstrzygnięcie aukcji nr AZ/11/2018

| | Aukcja Zwykła Nr AZ/11/2018 |
|--|--------------------------------|
| Liczba wygranych ofert | 29 |
| Liczba wygranych wytwórców | 23 |
| Łączna ilość sprzedanej energii [MWh] | 3 489 766,000 |
| Łączna wartość sprzedanej energii [zł] | 1 972 333 472,66 |
| Minimalna cena z oferty [zł] | 538,86 |
| Maksymalna cena z oferty [zł] | 569,69 |

Źródło: URE.

Tabela 44. Rozstrzygnięcie aukcji nr AZ/12/2018

| | Aukcja Zwykła Nr AZ/12/2018 |
|--|--------------------------------|
| Liczba wygranych ofert | 5 |
| Liczba wygranych wytwórców | 5 |
| Łączna ilość sprzedanej energii [MWh] | 816 000,075 |
| Łączna wartość sprzedanej energii [zł] | 3 78 903 031,35 |
| Minimalna cena z oferty [zł] | 418,70 |
| Maksymalna cena z oferty [zł] | 479,99 |

Źródło: URE.

Tabela 45. Rozstrzygnięcie aukcji nr AZ/13/2018

| | Aukcja Zwykła Nr AZ/13/2018 |
|--|--------------------------------|
| Liczba wygranych ofert | 3 |
| Liczba wygranych wytwórców | 3 |
| Łączna ilość sprzedanej energii [MWh] | 717 280,000 |
| Łączna wartość sprzedanej energii [zł] | 362 334 336,00 |
| Minimalna cena z oferty [zł] | 496,00 |
| Maksymalna cena z oferty [zł] | 517,00 |

Źródło: URE.

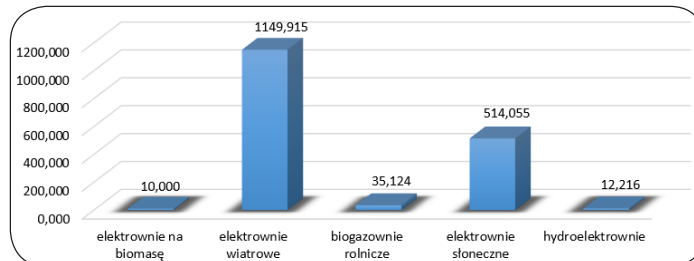
Na rys. 35-37 (str. 107) przedstawiono wielkość mocy zainstalowanej elektrycznej wygranych ofert w 2018 r. w podziale na rodzaj odnawialnego

źródła energii oraz porównanie wielkości łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej wygranych ofert w latach 2016, 2017 oraz 2018.

Zgodnie z powyższymi zestawieniami, w 2018 r. aukcje wygrały instalacje o łącznej mocy zainstalowanej równej 1 721,310 MW, wobec 309,785 MW w 2017 r. i 97,463 MW w 2016 r. Wszystkie wygrane oferty w 2018 r. dotyczyły instalacji nowych. W przypadku elektrowni na biomasę oraz hydroelektrowni, były to instalacje o mocy większej niż 1 MW. Z kolei wygrane oferty dla elektrowni słonecznych w całości dotyczyły instalacji o mocy nie większej niż 1 MW. Wśród elektrowni wiatrowych 1 144,065 MW mocy zainstalowanej elektrycznej przypadło na instalacje o mocy powyżej 1 MW oraz 5,850 MW na instalacje o mocy nie większej niż 1 MW. Wśród biogazowni rolniczych, które w 2018 r. weszły do aukcyjnego systemu wsparcia, 28,715 MW mocy zainstalowanej elektrycznej przypadło na biogazownię o mocy do 1 MW, natomiast łączna moc zainstalowana elektryczna biogazowni rolniczych o mocy powyżej 1 MW wyniosła 6,409 MW. Zainteresowanie systemem aukcyjnym przez wytwórców energii elektrycznej w instalacjach istniejących było bardzo niewielkie. Powodem takiego stanu rzeczy były w szczególności korzystniejsze warunki oferowane przez równolegle funkcjonujące mechanizmy wsparcia – system świadectw pochodzenia oraz nowo wprowadzony system FIT/FIP.

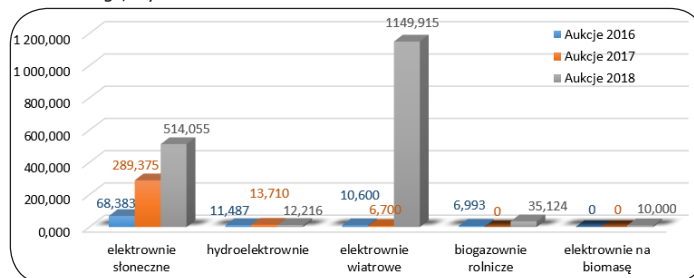
Prezes URE wydał w 2018 r. szereg komunikatów i informacji wyjaśniających zagadnienia problemowe związane ze stosowaniem przepisów ustawy OZE. Do najważniejszych publikacji zaliczyć należy:

Rysunek 35. Łączna moc zainstalowana elektryczna instalacji wytwórców, którzy wygrali aukcje w 2018 r., w podziale na rodzaj odnawialnego źródła energii, wyrażona w MW



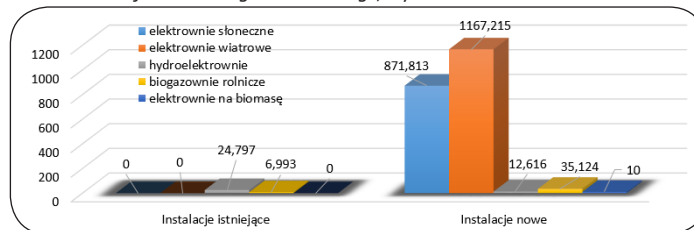
Źródło: URE.

Rysunek 36. Łączna moc zainstalowana elektryczna instalacji, wytwórców którzy wygrali aukcje w 2016, 2017 oraz w 2018 r., w podziale na rodzaj odnawialnego źródła energii, wyrażona w MW



Źródło: URE.

Rysunek 37. Łączna moc zainstalowana elektryczna instalacji wytwórców którzy wygrali aukcje w latach 2016-2018 według typu instalacji: nowa/istniejąca oraz w podziale na rodzaj odnawialnego źródła energii, wyrażona w MW



Źródło: URE.

- opublikowane 4 stycznia 2018 r. zestawienie odpowiedzi na najczęściej zadawane pytania dotyczące obowiązków wytwórców energii z odnawialnych źródeł energii po wygranej aukcji,
- Informację Prezesa URE (nr 4/2018) z 10 stycznia 2018 r. dotyczącą obowiązków wytwórców energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii, których oferty wygrały aukcje na sprzedaż energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii,
- Informację Prezesa URE (nr 48/2018) z 5 lipca 2018 r. w sprawie konieczności aktualizacji zaświadczeń o dopuszczeniu do aukcji oraz deklaracji o przystąpieniu do aukcji,
- Informację Prezesa URE (nr 52/2018) z 16 lipca 2018 r. w sprawie schematu instalacji odnawialnego źródła energii przedkładanego na potrzeby systemów wsparcia wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii tj. systemu aukcyjnego oraz systemów FIT/FIP,
- Informację Prezesa URE (nr 68/2018) z 21 sierpnia 2018 r. w sprawie zakresu zastosowania art. 72a ustawy o odnawialnych źródłach energii,

- Informację Prezesa URE (nr 72/2018) z 17 września 2018 r. w sprawie sposobu obliczania niektórych terminów zawartych w ustawie o odnawialnych źródłach energii,
- Informację Prezesa URE (nr 77/2018) z 11 października 2018 r. w sprawie reguł kumulacji pomocy inwestycyjnej, o której mowa w art. 39 oraz art. 39a ustawy o odnawialnych źródłach energii,
- Informację Prezesa URE (nr 78/2018) z 11 października 2018 r. w sprawie daty wygaśnięcia praw i obowiązków związanych z uczestnictwem w aukcyjnym systemie wsparcia na skutek migracji do systemu FIT/FIP, wymogów dotyczących pełnomocnictwa oraz oświadczenia, o którym mowa w art. 70b ust. 3 pkt 6 ustawy o odnawialnych źródłach energii,
- Informację Prezesa URE (nr 80/2018) z 12 października 2018 r. w sprawie sposobu wypełniania formularza oferty na sprzedaż energii elektrycznej składanego w aukcji w roku 2018,
- Informację Prezesa URE (nr 81/2018) z 15 października 2018 r. w sprawie rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w instalacji odnawianego źródła energii na potrzeby aukcyjnego systemu wsparcia oraz w zakresie rozliczania tej energii.

Zgodnie z obecnie obowiązującym brzmieniem 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 sprzedaży energii elektrycznej w ra-

mach aukcyjnego systemu wsparcia, po zamknięciu aukcji, a przed upływem terminów wskazanych w powołanym przepisie tj.:

- w przypadku „instalacji istniejących” – nie później niż pierwszego dnia miesiąca następującego po upływie pełnego miesiąca kalendarzowego od dnia, w którym nastąpiło zamknięcie aukcji,
- w przypadku „instalacji nowych” – w terminie 36 miesięcy od dnia zamknięcia aukcji, a w przypadku energii elektrycznej wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystującej do wytworzenia energii elektrycznej:
 - wyłącznie energię promieniowania słonecznego – w terminie 18 miesięcy od dnia zamknięcia aukcji;
 - wyłącznie energię wiatru na lądzie – w terminie 30 miesięcy od dnia zamknięcia aukcji;
 - wyłącznie energię wiatru na morzu – w terminie 72 miesięcy od dnia zamknięcia aukcji.

W 2018 r., w ramach systemu aukcyjnego rozpoczęło produkcję energii elektrycznej 117 instalacji „nowych” o łącznej mocy 108,896 MW, w tym:

- 2 elektrownie wiatrowe o mocy 1,650 MW,
- 114 elektrowni słonecznych o mocy 105,14 MW,
- 1 elektrownia wodna o mocy 2,106 MW.

Podsumowując, według stanu na 31 grudnia 2018 r. spośród instalacji, które zostały objęte zwyczajnymi ofertami, w systemie aukcyjnym energię elektryczną produkowało⁹⁶⁾:

- 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,
- 144 instalacji „nowych”, o łącznej mocy zainstalowanej 124,586 MW, z czego:
 - 3 instalacje o łącznej mocy 2,500 MW, wykorzystujące wyłącznie energię wiatru na lądzie;
 - 140 instalacji o łącznej mocy 119,980 MW, wykorzystujących wyłącznie energię promieniowania słonecznego;
 - 1 instalacja o mocy 2,106 MW, wykorzystująca wyłącznie hydroenergię.



4. Odbiorcy przemysłowi w systemie wsparcia OZE i kogeneracji

Odbiorcy przemysłowi w systemie wsparcia OZE

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;

⁹⁶⁾ Według stanu na 8 marca 2019 r.

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 Polskiej Klasyfikacji Działalności (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 tej ustawy, wyrażoną w procentach

– wraz z opinią biegłego rewidenta potwierdzającą prawidłowość wyliczenia wartości współczynnika intensywności zużycia energii elektrycznej.

W konsekwencji, podmioty, które zamierzały skorzystać w 2019 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 stosowne oświadczenie w terminie do 30 listopada 2018 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 96 ust. 2 tejże ustawy, tj. ulg w zakresie wysokości obowiązku umorzenia świadczeń pochodzenia „zielonych” i „błękitnych” 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. Szczegóły dotyczące sposobu 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 przemysłowego⁹⁷⁾.

⁹⁷⁾ Dz. U. z 2016 r. poz. 2054.

W związku z powyższym, Prezes URE opublikował Informację nr 85/2018 dla odbiorców przemysłowych zamierzających skorzystać w 2019 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.

Następnie realizując obowiązek wynikający z art. 52 ust. 4 ustawy OZE, 28 grudnia 2018 r. Prezes URE sporządził i opublikował w Biuletynie Informacji Publicznej URE Informację nr 109/2018 w sprawie wykazu odbiorców przemysłowych, którzy złożyli oświadczenie, o którym mowa w art. 52 ust. 3 ustawy OZE. W wykazie tym znalazło się łącznie 337 podmiotów, z czego 47 to odbiorcy przemysłowi, o których mowa w art. 52 ust. 2 pkt 1 ustawy OZE⁹⁸⁾.

Natomiast odbiorcy przemysłowi uczestniczący w 2017 r. w systemie wsparcia OZE, uwzględnieni w Informacji Prezesa URE z 30 grudnia 2016 r. nr 72/2016 (zaktualizowanej Informacją nr 15/2018) 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 ustawy OZE – do przekazania Prezesowi URE do 31 sierpnia 2018 r. informacji o ilości energii elektrycznej zakupionej na własny użytek w 2017 r., spełnieniu warunków, o których mowa w art. 53 ust. 1 ustawy OZE oraz o wyko-

⁹⁸⁾ 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.

naniu obowiązku, o którym mowa w art. 52 ust. 1 ww. ustawy⁹⁹⁾, 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 2018 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 ustawy OZE).

Zgodnie z dyspozycją art. 55 ust. 1 ustawy OZE 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, skorzystał z uprawnienia, o którym mowa w art. 53 ust. 1 oraz w art. 96 ust. 2 ustawy OZE, nie spełniając określonych w tych przepisach warunków lub został wpisany do wykazu, o którym mowa w art. 52 ust. 4 ustawy OZE, na podstawie oświadczenia, o którym mowa w art. 52 ust. 3 ustawy OZE, nie spełniając wymagań, o których mowa w art. 52 ust. 6 ustawy OZE, 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 dotyczy obowiązek, o którym mowa w art. 52 ust. 1 ustawy OZE.

W wyniku przeprowadzonej w 2018 r. kontroli realizacji wykonania obowiązku przez od-

⁹⁹⁾ Ostatnia informacja dotyczy odbiorców przemysłowych, o których mowa w przypisie wyżej.

biorców przemysłowych w ww. zakresie Prezes URE wszczął 12 postępowań administracyjnych w związku z ujawnionymi naruszeniami powołanych wyżej przepisów. 11 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 1 postępowanie zostało umorzone.

Mając na uwadze wydanie ww. decyzji administracyjnych, Prezes URE sporządził i opublikował 31 grudnia 2018 r. w Biuletynie Informacji Publicznej URE Informację nr 110/2018 przedstawiającą wykaz podmiotów objętych sankcją określoną w art. 55 ust. 1 ustawy OZE, tj. tych, które w latach 2018-2022 nie mogą korzystać z ulg przewidzianych dla odbiorców przemysłowych.

Odbiorcy przemysłowi w systemie wsparcia kogeneracji

Zgodnie z art. 9a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne (w brzmieniu obowiązującym do 24 stycznia 2019 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”).

W myśl art. 9a ust. 2 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne (w brzmieniu obowiązującym do 24 stycznia 2019 r.) ww. obowiązek realizuje odbiorca przemysłowy¹⁰⁰⁾, który w roku kalendarzowym poprzedzającym rok realizacji tego obowiązku zużył nie mniej niż 100 GWh energii elektrycznej oraz złożył oświadczenie, o którym mowa w ust. 3. Zatem podmiot spełniający definicję odbiorcy przemysłowego, który zamierzał skorzystać z możliwości samodzielnej realizacji obowiązku CHP w 2018 r. był zobowiązany złożyć do Prezesa URE – w terminie do 30 listopada 2017 r. – stosowne oświadczenie. Wykaz odbiorców, którzy złożyli ww. oświadczenie, a więc byli uprawnieni do realizacji w 2018 r. obowiązku CHP w sposób wskazany w art. 9a ustawy – Prawo energetyczne (w brzmieniu obowiązującym do 24 stycznia 2019 r.) zawiera Informacja Prezes URE nr 83/2017 z 21 grudnia 2017 r.

Dodać należy, że 28 grudnia 2018 r. Prezes URE opublikował informację nr 108/2018¹⁰¹⁾ stanowiącą wykaz odbiorców przemysłowych, którzy do 30 listopada 2018 r. złożyli oświadczenie, o którym mowa w art. 9a ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne (w brzmieniu obowiązującym do 24 stycznia 2019 r.). Jednakże publikacja ta wynikała wyłącz-

¹⁰⁰⁾ Zgodnie z art. 9a ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne (w brzmieniu obowiązującym do 24 stycznia 2019 r.) przez odbiorcę przemysłowego rozumie się odbiorcę końcowego, którego przeważającą działalnością gospodarczą jest działalność określona w klasyfikacji PKD i oznaczona kodami wyszczególnionymi w tym przepisie.

¹⁰¹⁾ Wykaz zaktualizowany Informacją Prezesa URE nr 111/2018 z 31 grudnia 2018 r.

nie z obowiązujących przepisów ustawy – Prawo energetyczne, w związku z art. 187 ustawy OZE i nie spowodowała ona powstania – w 2019 r. – uprawnienia po stronie odbiorców przemysłowych w zakresie możliwości samodzielnej realizacji obowiązku CHP, albowiem 2018 r. był ostatnim rokiem, za który obowiązek ten jest realizowany (o czym mowa szerzej w pkt 9).

Celem umożliwienia Prezesowi URE przeprowadzenia kontroli realizacji przez odbiorców przemysłowych obowiązku CHP ustawodawca zobowiązał tych odbiorców do przedkładania w terminie do 31 sierpnia roku następującego po roku realizacji obowiązku informacji o wysokości wykonanego obowiązku, 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 – w brzmieniu obowiązującym do 24 stycznia 2019 r.). Jednocześnie wprowadzono sankcję karną (art. 56 ust. 1 pkt 34 ustawy – Prawo energetyczne – w brzmieniu obowiązującym do 24 stycznia 2019 r.) za nieprzekazanie w terminie ww. informacji. Należy zauważyć, że wszyscy odbiorcy przemysłowi ujęci w Informacji Prezesa URE nr 71/2016 z 28 grudnia 2016 r. (tj. odbiorcy przemysłowi realizujący samodzielnie obowiązek CHP za 2017 r.) wykonali powyższy obowiązek sprawozdawczy.

Prezes URE wydał natomiast 4 decyzje w przedmiocie wymierzenia kary pieniężnej w związku z niezrealizowaniem przez odbiorców przemysłowych tego obowiązku za lata poprzednie, w tym 2 decyzje dotyczące niewykonania obowiązku

sprawozdawczego za 2016 r. i dwie decyzje za 2013 r. (do 3 kwietnia 2015 r. obowiązek sprawozdawczy ujęty był w art. 9a ust. 1a⁵ pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne).



5. 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 zobowiązanym na kolejny rok wyznaczany jest sprzedawca energii elektrycznej, który w okresie od 1 stycznia do 31 sierpnia poprzedniego 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 31 października każdego roku. Realizując omawiane zadanie Prezes URE wyznaczył na 2019 r. 177 sprzedawców zobowiązanych na obszarze działania 177 operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych oraz sprzedawcę zobowiązanego na obszarze

działania operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego. Dane na temat wyznaczonych na 2019 r. sprzedawców zobowiązanych zostały zawarte w Informacji Prezesa URE nr 106/2018.



6. 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.

W 2018 r. zmianie uległy przepisy ustawy OZE w zakresie planowania wypłat na pokrycie ujemnego salda, gdyż uwzględniono nowy system wsparcia wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii tj. system taryf gwarantowanych FIT oraz system dopłat do ceny rynkowej FIP. Obecnie ustawa OZE precyzuje następujące elementy składowe służące skalkulowaniu wysokości stawki opłaty OZE:

- 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 ust. 2 ustawy OZE;
 - c) maksymalną moc zainstalowaną elektryczną instalacji odnawialnego źródła energii, o których mowa w art. 70a ust. 1 i 2 ustawy OZE, dla których w następnym roku kalendarzowym Prezes URE może wydać zaświadczenia, o których mowa w art. 70b ust. 8 tej ustawy, o ile została ona określona w przepisach wydanych na podstawie art. 70d ust. 2 ustawy OZE;
 - d) średnią cenę sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w poprzednim kwartale ogłoszoną przez Prezesa URE na

podstawie art. 23 ust. 2 pkt 18a ustawy – Prawo energetyczne, wyliczoną jako średnia z trzech ostatnich kwartałów poprzedzających datę publikacji stawki opłaty, o której mowa w art. 95 ust. 1 ustawy OZE,

- 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}).

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.

Tabela 46. Zestawienie wysokości stawek opłaty OZE, wraz ze wskazaniem okresu ich obowiązywania i podstawą dla ustalenia ich wysokości¹⁰²⁾

| Wysokość netto stawki opłaty OZE [zł/MWh] | Okres obowiązywania danej wysokości stawki opłaty OZE | Podstawa ustalenia wysokości stawki opłaty OZE |
|---|---|--|
| 2,51 | od 1.07.2016 r. do 31.12.2016 r. | art. 185 ustawy OZE – przepisy przejściowe |

¹⁰²⁾ Na podstawie stanu prawnego obowiązującego na dzień sporządzenia niniejszego Sprawozdania.

| Wysokość netto stawki opłaty OZE [zł/MWh] | Okres obowiązywania danej wysokości stawki opłaty OZE | Podstawa ustalenia wysokości stawki opłaty OZE |
|---|---|--|
| 3,70 | od 1.01.2017 r. do 31.12.2017 r. | Informacja Prezesa URE nr 62/2016 |
| 0,00 | od 1.01.2018 r. do 31.12.2018 r. | Informacja Prezesa URE nr 81/2017 |
| 0,00 | od 1.01.2019 r. do 31.12.2019 r. | Informacja Prezesa URE nr 100/2018 |

Źródło: URE.

Dodatkowo wprowadzona została możliwość zmiany stawki opłaty OZE obowiązującej w danym roku. W świetle brzmienia art. 98 ust. 4 ustawy OZE Prezes URE może, nie częściej niż raz w roku kalendarzowym, zmienić stawkę opłaty OZE, pod warunkiem, że jest to niezbędne do:

- 1) wypełnienia zobowiązań wynikających z ilości wytwarzanej energii elektrycznej w instalacjach objętych ofertami, które wygrały aukcje, lub
- 2) zabezpieczenia środków na przeprowadzenie kolejnych, zaplanowanych aukcji, lub
- 3) realizacji zobowiązań wynikających ze sprzedanej energii przez wytwórców w instalacjach odnawialnego źródła energii zlokalizowanych poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej.

W 2018 r. Prezes URE nie skorzystał z tego uprawnienia.

.....

7. Jednostkowe opłaty zastępcze

Zgodnie z art. 9a ust. 13 ustawy – Prawo energetyczne (w brzmieniu obowiązującym do

24 stycznia 2019 r.), 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:

- ilość energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji,
- różnicę między kosztami wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji a cenami sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym,
- poziom cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych,
- 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 (w brzmieniu obowiązującym do 24 stycznia 2019 r.), Prezes URE ogłasza w Biuletynie URE ww. jednostkowe opłaty zastępcze do 31 maja każdego roku, obowiązujące w roku następnym.

Dodatkowo art. 187 ustawy OZE stanowi, że przepisy dotyczące obowiązku, o którym mowa w art. 9a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, a więc również przepisy dotyczące ogłaszania przez Prezesa URE w terminie do 31 maja każdego roku jednostkowych opłat zastępczych obowiązujących w roku następnym, stosuje się w terminie do 30 czerwca 2019 r.

Mając na uwadze powyższe Prezes URE opublikował 29 maja 2018 r. jednostkowe opłaty zastępcze obowiązujące w 2019 r. ustalając ich wysokość na poziomie:

- Ozg = 115,00 [zł/MWh],
- Ozk = 8,19 [zł/MWh],
- Ozm = 56,00 [zł/MWh].

Należy jednak ponownie zauważyć, że 2018 r. jest ostatnim rokiem, za który realizowany jest obowiązek CHP w sposób określony w art. 9a ustawy – Prawo energetyczne (w brzmieniu obowiązującym do 24 stycznia 2019 r.), zatem Informacja z 29 maja 2018 r. stanowiła jedynie wypełnienie obowiązku ustawowego nałożonego na Prezesa URE w zakresie ogłaszania w Biuletynie URE jednostkowych opłat zastępczych do 31 maja każdego roku.



8. Wydawanie i umarzanie świadectw pochodzenia, świadectw pochodzenia biogazu rolniczego oraz świadectw pochodzenia z kogeneracji. Wydawanie gwarancji pochodzenia

W 2018 r. Prezes URE wydał 18 924 świadectwa pochodzenia OZE na łączny wolumen 19 768 524,918 MWh (za produkcję w 2015 r., 2016 r., 2017 r. i 2018 r.) oraz 2 211 świadectw CHP na łączny wolumen 27 694 799,280 MWh (za produkcję w 2017 r. i 2018 r.). Ponadto Prezes URE

wydał 2 750 gwarancji pochodzenia OZE i CHP (za produkcję w 2016 r., 2017 r. i 2018 r.).

Biorąc pod uwagę złożone wnioski o wydanie świadectw pochodzenia, gwarancji pochodzenia i świadectw pochodzenia z kogeneracji, Prezes URE w 119 przypadkach wydał postanowienia o odmowie ich wydania (52 świadectw pochodzenia OZE, 5 świadectw pochodzenia CHP oraz 62 gwarancji pochodzenia). Przyczyną odmowy było: uchybienie przez wnioskodawców terminom przedłożenia operatorowi systemu elektroenergetycznego wniosków o wydanie świadectw/gwarancji¹⁰³⁾, a także niespełnienie innych wymogów wynikających z przepisów prawa.

Tabela 47. Gwarancje pochodzenia (CHP) wydane w 2018 r. (za produkcję w 2016 r.¹⁰⁴⁾ i 2017 r.)

| | Okres wytwarzania 1.10.2016 r. – 31.12.2016 r. | | Okres wytwarzania 1.01.2017 r. – 31.12.2017 r. | |
|----------------|---|---------------------|---|---------------------|
| | ilość energii [MWh] | liczba GP [szt.] | ilość energii [MWh] | liczba GP [szt.] |
| łącznie | 758 444 | 25 | 730 085 | 18 |

Źródło: URE.

¹⁰³⁾ 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 14 dni w przypadku wniosku 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).

¹⁰⁴⁾ Zgodnie 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 48. Świadectwa pochodzenia z kogeneracji wydane w 2018 r. (za produkcję w 2018 r. i 2017 r.) w rozbiu na poszczególne rodzaje jednostek kogeneracji wraz z wolumenem energii

| Rodzaje jednostek kogeneracji | Okres wytwarzania 1.01.2017 r. – 31.12.2017 r. | | Okres wytwarzania 1.01.2018 r. – 31.12.2018 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) | 2 527 177,345 | 426 | 4 466 352,590 |
| o łącznej mocy elektrycznej zainstalowanej ≥ 1 MW, nieopalaną paliwami wskazanymi wyżej (CHP2) | 11 101 039,216 | 174 | 9 127 553,407 | 210 |
| opalaną metanem uwalnianym i ujmowanym przy dolowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego lub gazem uzyskiwanym z przetwarzania biomasy (CHP3) | 192 057,243 | 56 | 280 619,479 | 91 |

Źródło: URE.

Tabela 49. Świadectwa pochodzenia wydane w 2018 r. (za produkcję w 2015 r. i 2016 r.) w rozbiu na poszczególne technologie wytwarzania wraz z wolumenem energii

| Rodzaj OZE | Okres wytwarzania 1.01.2015 r. – 31.12.2015 r. | | Okres wytwarzania 1.01.2016 r. – 31.12.2016 r. | |
|--|---|---------------------|---|---------------------|
| | ilość energii [MWh] | liczba SP [szt.] | ilość energii [MWh] | liczba SP [szt.] |
| | Instalacje wykorzystujące biogaz* | - | - | 4 135,971 |
| Instalacje wykorzystujące biomasę | 6 625,889 | 3 | 1 422,130 | 4 |
| Instalacje wykorzystujące energię promieniowania słonecznego | 109,247 | 2 | 978,066 | 12 |
| Instalacje wykorzystujące energię wiatru | - | - | 1 941,822 | 11 |
| Instalacje wykorzystujące hydroenergię | - | - | 51,240 | 2 |
| Instalacje wykorzystujące technologię współspalania biomasy, biopłynów, biogazu lub biogazu rolniczego z innymi paliwami | - | - | - | - |
| Łącznie | 6 735,136 | 5 | 8 529,229 | 35 |

Źródło: URE.

Tabela 50. Świadectwa pochodzenia wydane w 2018 r. (za produkcję w 2017 r. i 2018 r.) w rozbiu na poszczególne technologie wytwarzania wraz z wolumenem energii

| Rodzaj OZE | Okres wytwarzania 1.01.2017 r. – 31.12.2017 r. | | Okres wytwarzania 1.01.2018 r. – 31.12.2018 r. | |
|--|---|---------------------|---|---------------------|
| | ilość energii [MWh] | liczba SP [szt.] | ilość energii [MWh] | liczba SP [szt.] |
| | Instalacje wykorzystujące biogaz* | 239 904,084 | 482 | 782 734,634 |
| Instalacje wykorzystujące biomasę | 1 378 046,367 | 80 | 2 406 797,934 | 131 |
| Instalacje wykorzystujące energię promieniowania słonecznego | 25 305,336 | 427 | 74 627,867 | 896 |
| Instalacje wykorzystujące energię wiatru | 3 769 533,852 | 2 133 | 9 687 613,228 | 8 876 |
| Instalacje wykorzystujące hydroenergię | 207 320,663 | 953 | 456 007,351 | 3 060 |
| Instalacje wykorzystujące technologię współspalania biomasy, biopłynów, biogazu lub biogazu rolniczego z innymi paliwami | 276 801,358 | 25 | 448 567,879 | 34 |
| Łącznie | 5 896 911,660 | 4 100 | 13 856 348,893 | 14 784 |

Źródło: URE.

Tabela 51. Gwarancje pochodzenia wydane w 2018 r. w rozbiu na poszczególne technologie wytwarzania wraz z wolumenem energii (za produkcję w 2017 r. i 2018 r.)

| Rodzaj OZE | Okres wytwarzania 1.01.2017 r. – 31.12.2017 r. | | Okres wytwarzania 1.01.2018 r. – 31.12.2018 r. | |
|--|---|---------------------|---|---------------------|
| | ilość energii [MWh] | liczba GP [szt.] | ilość energii [MWh] | liczba GP [szt.] |
| | Instalacje wykorzystujące biogaz* | 81 362 | 36 | 94 338 |
| Instalacje wykorzystujące biomasę | 2 324 867 | 8 | 2 299 476 | 45 |
| Instalacje wykorzystujące energię promieniowania słonecznego | 3 674 | 7 | 1 939 | 13 |
| Instalacje wykorzystujące energię wiatru | 5 319 912 | 513 | 6 296 352 | 1 830 |
| Instalacje wykorzystujące hydroenergię | 567 906 | 58 | 539 681 | 62 |
| Instalacje wykorzystujące technologię współspalania biomasy, biopłynów, biogazu lub biogazu rolniczego z innymi paliwami | 273 757 | 2 | 190 835 | 3 |
| Łącznie | 8 571 478 | 624 | 9 422 621 | 2 083 |

* W tym instalacje wykorzystujące biogaz rolniczy.

Źródło: URE.

Umarzanie świadectw pochodzenia, świadectw pochodzenia biogazu rolniczego oraz świadectw pochodzenia z kogeneracji

W 2018 r. odbiorcy przemysłowi, przedsiębiorstwa energetyczne, odbiorcy końcowi oraz towarowe domy maklerskie lub domy maklerskie, w celu wywiązania się za lata 2017 i 2018 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 2018 r. Prezes URE wydał 925 decyzji umarzających świadectwa OZE na łączną ilość 22 107 176,221 MWh energii elektrycznej. W 2 przypadkach Prezes URE wydał decyzje o odmowie umorzenia świadectw OZE, z uwagi na złożenie przez podmioty zobowiązane wniosków o umorzenie tych świadectw po terminie umożliwiającym Prezesowi URE wydanie stosownych decyzji.

Ponadto Prezes URE wydał 426 decyzji umarzających świadectwa pochodzenia z kogeneracji na łączną ilość 30 232 527,515 MWh. Wszystkie wnioski o umorzenie zostały rozpatrzone pozytywnie.

Prezes URE wydał także 46 decyzji umarzających świadectwa pochodzenia z kogeneracji tzw. „korekcyjnych” na łączny wolumen 155 541,920 MWh, w związku z wystąpieniem nadwyżki ilości energii elektrycznej wynikającej z wydanych przedsiębiorstwom świadectw pochodzenia z kogeneracji w stosunku do rzeczywistej ilości energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji przez dane jednostki kogeneracji w poprzednich latach kalendarzowych.

Tabela 52. Wolumen energii elektrycznej wynikający z umorzonych SP OZE w 2018 r.

| Realizacja obowiązku za rok | Wolumen energii wynikający z umorzonych SP OZE [MWh] | | |
|-----------------------------|--|--------------------|----------------------------------|
| | „zielonych” | „błękitnych” | „zielonych” i „błękitnych” razem |
| 2017 | 9 780 962,673 | 449 443,967 | 10 230 406,640 |
| 2018 | 11 751 186,370 | 125 583,211 | 11 876 769,581 |
| łącznie | 21 532 149,043 | 575 027,178 | 22 107 176,221 |

Źródło: URE.

Tabela 53. Wolumen energii elektrycznej wynikający z umorzonych w 2018 r. świadectw pochodzenia z kogeneracji, w celu realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 9a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne za lata 2017 i 2018

| Rodzaj jednostki kogeneracji | Wolumen energii wynikający z umorzonych SP CHP [MWh]* |
|------------------------------|---|
| 2017 r. | |
| CHP1 | 5 616 599,883 |
| CHP2 | 18 518 442,101 |
| CHP3 | 439 225,738 |
| łącznie | 24 574 267,722 |
| 2018 r. | |
| CHP1 | 1 573 898,960 |
| CHP2 | 4 073 175,266 |
| CHP3 | 11 185,567 |
| łącznie | 5 658 259,793 |

* 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.

.....

9. Kontrola realizacji obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, świadectw pochodzenia biogazu rolniczego oraz świadectw pochodzenia z kogeneracji lub uiszczenia opłat zastępczych

Obowiązek CHP

Zgodnie z art. 9a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne¹⁰⁵⁾ (w brzmieniu obowiązującym do 24 stycznia 2019 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.

Mając powyższe na uwadze, w 2018 r. Prezes URE zakończył kontrolę realizacji przez ww. podmioty obowiązku CHP za 2013 r., kontynuował kontrolę realizacji tego obowiązku za lata 2014 i 2015 oraz rozpoczął gromadzenie danych niezbędnych do przeprowadzenia analizy jego realizacji za 2016 r. Według stanu na 31 grudnia 2018 r., realizacja obowiązku CHP przez podmioty zobowiązane (z uwzględnieniem odbiorców przemysłowych)

¹⁰⁵⁾ Do 3 kwietnia 2015 r. obowiązek ten wynikał z art. 9a ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne.

wych realizujących od 11 września 2013 r. samodzielnie przedmiotowy obowiązek) przedstawia się jak w tab. 54.

W związku z kontrolą realizacji przez podmioty zobowiązane obowiązku CHP, Prezes URE prowadził w 2018 r. postępowania administracyjne w przedmiocie wymierzenia kar pieniężnych z tytułu jego niezrealizowania. W okresie tym prowadzone również były postępowania administracyjne w przedmiocie naruszenia obowiązku wynikającego z art. 28 ustawy – Prawo energetyczne (tj. obowiązku przedstawienia Prezesowi URE – na jego żądanie – dokumentów lub informacji mających znaczenie dla oceny wykonania m.in. obowiązku CHP i OZE). Zestawienie zakończonych w 2018 r. postępowań przedstawiono w tab. 55.

Obowiązek OZE

Prezes URE w 2018 r. kontynuował również kontrolę realizacji obowiązku w zakresie umarzenia świadectw pochodzenia lub świadectw pochodzenia biogazu rolniczego, o którym mowa w art. 52 ust. 1 ustawy OZE (dalej: „obowiązek OZE”¹⁰⁶). Zgodnie z ww. przepisem przedsiębiorstwo energetyczne, odbiorca końcowy, odbiorca przemysłowy oraz towarowy dom maklerski lub dom maklerski, o których mowa w ust. 2, są obowiązane:

¹⁰⁶ Do 3 kwietnia 2015 r. sposób realizacji obowiązku OZE regulował art. 9a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, od 4 kwietnia 2015 r. do 31 grudnia 2015 r. – art. 188 ustawy OZE, zaś za I półrocze 2016 r. – art. 188a ustawy OZE.

Tabela 54. Realizacja obowiązku CHP w latach 2013-2017

| Rodzaj jednostki kogeneracji | Ilość energii elektrycznej wynikająca z umorzonych ŚP [MWh] | Wielkość uiszczonej opłaty zastępczej [zł]** | Ilość energii wynikająca z wniesionych opłat zastępczych [MWh] |
|------------------------------|---|--|--|
| 2013 r. | | | |
| CHP3 | 492 814,758 | 45 304 126,97 | 755 068,783 |
| 2014 r. | | | |
| CHP1* | 2 196 050,770 | 117 923 268,67 | 1 072 029,715 |
| CHP2* | 10 605 668,437 | 97 097 975,23 | 8 827 088,657 |
| CHP3 | 611 514,017 | 48 143 304,64 | 761 038,644 |
| 2015 r. | | | |
| CHP1 | 4 602 096,014 | 199 937 819,31 | 1 643 819,940 |
| CHP2 | 21 021 551,360 | 95 739 846,58 | 8 703 622,416 |
| CHP3 | 416 242,089 | 79 158 126,37 | 1 251 314,043 |
| 2016 r. | | | |
| CHP1 | 5 239 948,348 | 321 391 891,79 | 2 571 135,134 |
| CHP2 | 21 231 842,844 | 96 862 893,98 | 8 805 717,634 |
| CHP3 | 401 987,674 | 97 150 982,10 | 1 542 079,081 |
| 2017 r. | | | |
| CHP1 | 6 609 454,613 | 342 575 294,12 | 2 854 794,118 |
| CHP2 | 20 979 193,815 | 103 094 230,27 | 10 309 423,027 |
| CHP3 | 442 758,255 | 111 305 198,33 | 1 987 592,827 |

* 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 dotyczące wielkości uiszczonej opłaty zastępczej mogą ulec zmianie ze względu na przeksięgowania lub zwroty opłat zastępczych.

Źródło: URE.

Tabela 55. Zestawienie zakończonych w 2018 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 | 2 | 0 | 10 | 540 983,92 |
| art. 28 | 0 | 1 | 1 | 1 500,00 |
| łącznie | 2 | 1 | 11 | 542 483,92 |

Źródło: URE.

- uzyskać i przedstawić do umorzenia Prezesowi URE świadectwo pochodzenia lub świadectwo pochodzenia biogazu rolniczego wydane:
 - odpowiednio dla energii elektrycznej lub biogazu rolniczego, wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii znajdujących się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub zlokalizowanych w wyłącznej strefie ekonomicznej lub
 - na podstawie ustawy – Prawo energetyczne lub
- uiścić opłatę zastępczą w terminie określonym w art. 68 ust. 2 ustawy OZE obliczoną w sposób określony w art. 56 tej ustawy.

Mając powyższe na uwadze, w 2018 r. Prezes URE zakończył kontrolę realizacji przez ww. podmioty obowiązku OZE za 2013 r., kontynuował kontrolę realizacji tego obowiązku za lata 2014 i 2015 oraz rozpoczął kontrolę jego realizacji za 2016 r. Według stanu na 31 grudnia 2018 r., realizacja obowiązku OZE przez podmioty zobowiązane (z uwzględnieniem odbiorców przemysłowych realizujących samodzielnie przedmiotowe obowiązki) kształtował się następująco:

Tabela 56. Realizacja obowiązku OZE w latach 2013-2017

| Rok | Ilość energii elektrycznej wynikająca z umorzonych SP [MWh] | Wielkość uiszczzonej opłaty zastępczej [zł]** | Ilość energii wynikająca z wniesionych opłat zastępczych [MWh] |
|------|---|---|--|
| 2013 | 14 805 216,830 | 7 341 155,55 | 24 688,601 |
| 2014 | 16 218 638,973 | 6 228 495,18 | 20 759,575 |
| 2015 | 16 769 346,426 | 3 579 285,87 | 11 929,760 |

| Rok | Ilość energii elektrycznej wynikająca z umorzonych SP [MWh] | Wielkość uiszczzonej opłaty zastępczej [zł]** | Ilość energii wynikająca z wniesionych opłat zastępczych [MWh] |
|---------------------------|---|---|--|
| I połowa 2016 r.* | | | |
| zielony | 8 897 431,907 | 799 685,42 | 2 665,352 |
| II połowa 2016 r.* | | | |
| zielony | 8 573 900,404 | 0,00 | 0,000 |
| biekitny | 368 999,758 | 0,00 | 0,000 |
| 2017 | | | |
| zielony | 19 013 074,299 | 421,84 | 1,470 |
| biekitny | 531 140,903 | 62 665 223,65 | 208 863,193 |

* Obowiązek został podzielony na okresy półroczne ze względu na wejście w życie 1 lipca 2016 r. rozdziału 4 ustawy OZE.

** Dane dot. wielkości uiszczzonej opłaty zastępczej ulegają zmianom ze względu na przeksięgowania lub zwroty opłat zastępczych.

Źródło: URE.

W związku z powyższą kontrolą, Prezes URE prowadził postępowania administracyjne w przedmiocie wymierzenia kar pieniężnych z tytułu braku realizacji obowiązku OZE, których zestawienie przedstawiono w poniższej tabeli.

Tabela 57. Zestawienie prowadzonych i zakończonych w 2018 r. postępowań w ramach kontroli realizacji obowiązków OZE

| Obo- wiązek | Liczba decyzji umarzających postępowanie | Liczba decyzji o odstąpieniu od wymierzenia kary | Liczba decyzji o nałożeniu kary pieniężnej | Łączna wysokość nałożonych kar pieniężnych [zł] |
|----------------|--|--|--|---|
| OZE | 2 | 0 | 12 | 20 699 671,42 |

Źródło: URE.

10. Wydawanie i umarzanie świadectw efektywności energetycznej

Przepisy ustawy o efektywności energetycznej stanowią, że podmiot zobowiązany może zrealizować obowiązek, o którym mowa w art. 10 ust. 1 tej ustawy w terminie do 30 czerwca trzeciego roku następującego po roku, którego dotyczy obowiązek, chyba że złoży do Prezesa URE wniosek o łączne rozliczenie wykonania tego obowiązku za dwa lub trzy lata. W przypadku łącznego rozliczenia wykonania obowiązku, o którym mowa w art. 10 ust. 1 ustawy o efektywności energetycznej, w zakresie nierealizowanym opłatą zastępczą, dokonuje się go do 30 czerwca roku następującego po ostatnim roku z dwuletniego lub trzyletniego okresu realizacji tego obowiązku.

W związku z powyższym w 2018 r. podmioty zobowiązane umarzały świadectwa efektywności energetycznej celem realizacji ww. obowiązku za okres od 1 października 2016 r. do 31 grudnia 2016 r., za lata 2017-2018 oraz w przypadku łącznego rozliczenia obowiązku za okres od 1 października 2016 r. do 31 grudnia 2017 r. Szczegółowe informacje w tym zakresie przedstawiono w poniższej tabeli.

Tabela 58. Wolumen umorzonych w 2018 r. świadectw efektywności energetycznej w celu realizacji obowiązku za lata 2016-2018

| W celu realizacji obowiązku za rok/okres | Liczba wydanych decyzji [szt.] | Wolumen umorzonych świadectw efektywności energetycznej [toe] |
|--|--------------------------------|---|
| 1.10.2016 r. – 31.12.2016 r. | 52 | 1 839,891 |
| 2017 | 693 | 364 258,942 |
| 2018 | 33 | 92 116,066 |

| W celu realizacji obowiązku za rok/okres | Liczba wydanych decyzji [szt.] | Wolumen umorzonych świadectw efektywności energetycznej [toe] |
|--|--------------------------------|---|
| IV kw. 2016 r. – 2017 r. | 3 | 108,366 |
| Łącznie | 781 | 458 323,265 |

Źródło: URE.

Ustawa o efektywności energetycznej, która weszła w życie 1 października 2016 r., wprowadziła nowe zasady wydawania świadectw efektywności energetycznej.

Zgodnie z art. 20 ust. 1 ustawy, 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 – zatem na gruncie ustawy świadectwa efektywności energetycznej wydawane są dla przedsięwzięć planowanych. Ponadto, na podstawie przepisu przejściowego zamieszczonego w art. 57 ust. 2 ustawy podmiot, u którego zostało zrealizowane przedsięwzięcie lub przedsięwzięcia służące poprawie efektywności energetycznej (lub podmiot upoważniony przez ten podmiot), może wystąpić do Prezesa URE z wnioskiem o wydanie świadectwa efektywności energetycznej dla przedsięwzięcia, które zostało zakończone przed dniem wejścia w życie ustawy ale nie wcześniej niż przed 1 stycznia 2014 r., o ile dla tego przedsięwzięcia lub przedsięwzięć tego samego rodzaju służących poprawie efektywności energetycznej nie zostało wydane świadectwo efektywności energetycznej na podstawie dotychczasowej ustawy o efektywności energetycznej. Do wydawania świadectw

w tym trybie stosuje się odpowiednio przepisy art. 20-23 nowej ustawy o efektywności energetycznej, przy czym świadectwa te uwzględnia się przy rozliczeniu wykonania obowiązku za rok kalendarzowy, w którym zostały one wydane, z tym że muszą one zostać umorzone do dnia 30 czerwca roku następującego po roku, którego dotyczy obowiązek.

W 2018 r. Prezes URE wydał 579 świadectw efektywności energetycznej, o łącznej wartości 169 402,97 toe, w tym 223 świadectwa dla podmiotów, które wygrały dotychczas rozstrzygnięte przetargi na wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej na wolumen 71 500,84 toe i 356 świadectw według nowych zasad na wolumen 97 902,13 toe. Ponadto Prezes URE wydał 37 postanowień o odmowie wydania świadectwa efektywności energetycznej. Najczęstszymi przyczynami odmowy wydawania świadectwa efektywności energetycznej było rozpoczęcie realizacji przedsięwzięcia służącego poprawie efektywności energetycznej przed złożeniem wniosku o jego wydanie (niespełnienie tzw. efektu zachęty) oraz nieuzyskanie oszczędności energii w rozumieniu art. 2 pkt 10 ustawy o efektywności energetycznej rozumianej jako różnica między energią potencjalnie zużyta przez obiekt, urządzenie techniczne lub instalację w danym okresie, przed zrealizowaniem jednego lub kilku przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej, a energią zużyta przez ten obiekt, urządzenie techniczne lub instalację w takim samym okresie, po zrealizowaniu tych przedsięwzięć. Informacje o wydanym świadectwie efektywności

energetycznej wraz z kartą audytu efektywności energetycznej sporządzoną dla przedsięwzięcia służącego poprawie efektywności energetycznej określonego w tym świadectwie, Prezes URE zamieszcza w Biuletynie Informacji Publicznej URE.



11. Kontrola realizacji obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw efektywności energetycznej lub uiszczenia opłaty zastępczej oraz obowiązku uzyskania oszczędności energii finalnej

Zgodnie z art. 10 ust. 1 ustawy o efektywności energetycznej podmioty zobowiązane, o których mowa w ust. 2, są obowiązane:

- zrealizować przedsięwzięcie lub przedsięwzięcia służące poprawie efektywności energetycznej u odbiorcy końcowego, w wyniku których uzyskuje się oszczędności energii finalnej w wysokości określonej w art. 14 ust. 1, potwierdzone audytem efektywności energetycznej, o którym mowa w art. 25 lub
- uzyskać i przedstawić do umorzenia Prezesowi URE świadectwo efektywności energetycznej, o którym mowa w art. 20 ust. 1 – z zastrzeżeniem art. 11 ustawy o efektywności energetycznej.

Jak już wskazano – w rozdziale dotyczącym wydawania i umarzania świadectw efektywności energetycznej – podmioty zobowiązane mogą

zrealizować przedmiotowy obowiązek z trzyletnim przesunięciem. Oznacza to, że termin realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 10 ust. 1 ustawy o efektywności energetycznej za okres od 1 października 2016 r. do 31 grudnia 2016 r. upływa 30 czerwca 2019 r. Prezes URE rozpocznie więc kontrolę jego wykonania dopiero po tym terminie.

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, zgromadził w 2018 r. dane niezbędne do określenia tej wartości, którą następnie opublikował 27 grudnia 2018 r. w Informacji nr 107/2018 z 21 grudnia 2018 r.

W 2018 r. Prezes URE zakończył natomiast kontrolę realizacji za 2013 r. obowiązku, o którym mowa w art. 12 dotychczasowej ustawy o efektywności energetycznej, rozpoczął analizę realizacji tego obowiązku za lata 2014-2015 oraz gromadzenie danych niezbędnych do kontroli realizacji obowiązku za pierwsze trzy kwartały 2016 r. (tab. 59).

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 2018 r. przez Prezesa URE postępowań karnych w tym zakresie prezentuje tab. 60.

Tabela 59. Realizacja obowiązku efektywnościowego za lata 2013-2018

| Rok/Okres | Wolumen toe wynikający z umorzonych świadectw efektywności energetycznej | Wartość uiszczonej opłaty zastępczej [zł]* | Ilość energii wynikająca z uiszczonej opłaty zastępczej [toe] |
|---|--|--|---|
| Ustawa z 15 kwietnia 2011 r. (dotychczasowa ustawa o efektywności energetycznej) | | | |
| 2013 | 6 509,732 | 452 533 665,58 | 452 533,666 |
| 2014 | 34 788,304 | 604 859 730,89 | 604 859,731 |
| 2015 | 133 089,610 | 527 361 077,60 | 527 361,078 |
| I-III kwartał 2016 r. | 43 601,897 | 408 494 497,38 | 408 494,497 |
| Ustawa z 20 maja 2016 r. (ustawa o efektywności energetycznej) | | | |
| IV kwartał 2016 r. | 107 132,908 | 6 772 005,54 | 6 772,006 |
| 2017 r. | 364 258,942 | 1 097 411,86 | 731,608 |
| IV kw. 2016 r. – 2017 r.** | 108,366 | | |
| 2018 r. | 92 116,066 | 0,00 | 0,000 |

* Dane dot. wielkości uiszczonej opłaty zastępczej ulegają zmianom ze względu na przeksięgowania lub zwroty opłat zastępczych.

** Zgodnie z art. 16 ustawy o efektywności energetycznej podmiot zobowiązany może złożyć do Prezesa URE wniosek o łączne rozliczenie wykonania obowiązku, o którym mowa w art. 10 ust. 1, za dwa lub trzy lata.

Źródło: URE.

Tabela 60. Zestawienie zakończonych w 2018 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 | 7 | 56 | 3 812 544,64 |
| Art. 14 | 32 | 23 | 49 792,28 |
| Łącznie | 39 | 79 | 3 862 336,92 |

Źródło: URE.

12. 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.

Informację, o której mowa w art. 38 ust. 2 ustawy, Prezes URE przekazał Ministrowi Energii w styczniu 2018 r., wskazując, że do 31 grudnia 2017 r. do URE wpłynęło 3 506 zawiadomień o przeprowadzonych audytach energetycznych, natomiast liczba przedsiębiorców, o których mowa w art. 36 ust. 2, wynosi 127. Z przesłanych zawiadomień wynika, że możliwe do uzyskania oszczędności energii finalnej wynoszą 973 373,597 toe/rok. Informację dotyczącą zawiadomień o przeprowadzonych audytach energetycznych przedsiębiorstw, które wpłynęły do URE w terminie do 31 grudnia 2018 r., Prezes URE przekazał Ministrowi Energii przy piśmie z 28 stycznia 2019 r.



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

Jedną z kompetencji Prezesa URE jest rozstrzygnięcie 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 przyłączania, 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 od-

bioru 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 zespolecie (złączenie) instalacji nowego wytwórcy energii z siecią przedsiębiorstwa energetycznego i obejmuje nakłady za wykonanie tego zespolecia, 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 bezwzględnie 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.

Tabela 61. Dane statystyczne – sprawy sporne dotyczące odmów przyłączenia odnawialnych źródeł energii do sieci elektroenergetycznej w 2018 r.

| Liczba spraw rozstrzygniętych | Liczba decyzji, w których stwierdzono publicznoprawny obowiązek zawarcia umowy o przyłączenie | Liczba decyzji, w których stwierdzono brak publicznoprawnego obowiązku zawarcia umowy o przyłączenie | Liczba decyzji umarzających postępowanie | Liczba decyzji uchylających wydane w ramach autokontroli |
|-------------------------------|---|--|--|--|
| 28 | 7 | 13 | 7 | 1 |

Źródło: URE.

Prezes URE nie ma natomiast 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, 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 orzecznictwem Sądu Najwyższego opłata ma odzwierciedlać koszty wykonania przyłącza a nie rozbudowy sieci.

Warto wskazać, że w 2018 r. były prowadzone 2 postępowania w sprawie rozstrzygnięcia sporu z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne dotyczącego odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej instalacji odnawialnego źródła

energii (mikroinstalacji) w oddziałach terenowych URE. Pierwszy spór zaistniał na kanwie właściwego stosowania przepisu art. 7 ust. 8d⁴ ustawy – Prawo energetyczne i postanowień opracowanej przez operatora systemu dystrybucyjnego IRIESD w zakresie

możliwości zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego w innym miejscu niż ustalona granica własności sieci i urządzeń w przypadku podmiotu, który jako odbiorca jest przyłączony do sieci średniego napięcia. W trakcie postępowania OSD prezentował stanowisko, zgodnie z którym podmiot przyłączający mikroinstalację do sieci staje się wytwórcą energii elektrycznej w rozumieniu przepisów rozporządzenia Ministra Gospodarki z 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego¹⁰⁷⁾, a co za tym idzie zarówno zgodnie z ww. przepisami oraz obowiązującą IRIESD powinien posiadać urządzenie pomiarowo-rozliczeniowe zainstalowane w miejscu rozgraniczenia własności sieci i urządzeń, co w przedmiotowym przypadku powinno mieć miejsce w sieci średniego napięcia, nie zaś w sieci niskiego napięcia. Prowadzone postępowanie w sprawie rozstrzygnięcia sporu doprowadziło do uznania przez OSD, że podmiot przyłączający do sieci elektroenergetycznej mikroinstalację w warunkach wskazanych w art. 7 ust. 8d⁴ ustawy – Prawo energetyczne pozostaje

odbiorcą energii elektrycznej oraz, że to na OSD ciężar określone w tym przepisie obowiązki, w tym obowiązek zainstalowania na koszt OSD urządzenia pomiarowo-rozliczeniowego oraz urządzeń zabezpieczających. Wobec wypracowania w trakcie prowadzanego postępowania stanowiska zaakceptowanego przez obie strony sporu, skutkującego w efekcie przyłączeniem przedmiotowej mikroinstalacji do sieci, postępowanie w sprawie rozstrzygnięcia sporu umorzono jako bezprzedmiotowe.

Przyczyną drugiego sporu było niewykonanie przez odbiorcę zaleceń pokontrolnych, poprzez dostosowanie miejsca lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego, zgodnie z parametrami określonymi w projekcie budowlanym. W toku postępowania strony doszły do porozumienia.



Foto: fotolia

¹⁰⁷⁾ Dz.U. z 2007 r. Nr 93, poz. 623 z późn. zm.

Część V. Gazownictwo

1. Rynek gazu ziemnego – sytuacja ogólna i budowa wspólnego rynku UE

1.1. Model funkcjonowania rynku gazu 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: wytwarzanie, przetwarzanie (skraplanie oraz regazyfikacja), magazynowanie, przesyłanie, dystrybucja oraz obrót (w tym obrót gazem 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 i umowy o świadczenie usług magazynowania paliw gazowych lub umowy o świadczenie

usług skraplania gazu, 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 tych paliw lub energii.

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 OSP 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.

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 handlowe oparte jest na zasadzie rozliczenia dobowego. Wyróżniamy trzy obszary bilansowania. W skład tzw. Krajowego Systemu Przesyłowego wchodzi dwa obszary: (i) obszar bilansowania gazu wysokometanowego (KSP_{wm}) oraz (ii) obszar bilansowania gazu zaazotanowego (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.

OSP 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 Lw 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 Lw gaz ziemny dostarczany jest wyłącznie z lokalnych kopalń gazu ziemnego oraz z odazotowni i mieszalni gazu ziemnego w Grodzisku Wielkopolskim. Punkt wirtualny został utworzony w tym obszarze bilansowania w marcu 2016 r. Począwszy od 1 grudnia 2018 r. TGE S.A. zapewnia możliwość obrotu gazem ziemnym zaazotowanym, zarówno na rynku dnia bieżącego, jak również na rynku dnia następnego. Stanowi to pierwszy krok w kierunku zwiększenia płynności rynku gazu ziemnego zaazotowanego.

Zgodnie z IRiESP bilansowanie fizyczne (operacyjne) jest realizowane przez OSP w celu zapewnienia bezpieczeństwa funkcjonowania i integralności

systemu przesyłowego. Natomiast bilansowaniem handlowym jest działalność OSP 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 był 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, OSP nakłada na niego opłatę za niezbilansowanie, o której mowa w art. 19 rozporządzenia BAL.

Realizacja umów przesyłowych odbywa się poprzez przyznanie w pierwszej kolejności określone-
mu użytkownikowi sieci przydziału zdolności (PZ) / przydziału przepustowości (PP). Przepustowość jest oferowana w aukcjach przeprowadzanych zgodnie z przepisami rozporządzenia CAM lub odpowiednio na zasadach określonych w IRiESP. Następnie na podstawie przyznanego przydziału przepustowości lub przydziału zdolności użytkownik składa nominacje i renominacje do OSP. 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 OSP nominację, 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 nominację składa podmiot prowadzący rynek giełdowy. OSP 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 poprzedzającej doby gazowej, do godz. 3:00 doby gazowej, której renominacja dotyczy. Zatwierdzona zgodnie z postanowieniami IRiESP renominacja uzyskuje status zatwierdzonej nominacji.

Istotne dla prowadzenia bilansowania przez OSP są również zasady alokacji rozliczeniowej, polegającej na przypisaniu poszczególnym zleceniodawcom usługi przesyłania ilości paliwa gazowego przekazanego do przesłania 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 OSD. Alokacja dokonywana jest na podstawie rzeczywistego lub prognozowanego zużycia paliwa gazowego poszczególnych odbiorców.

IRIESD opracowywana jest przez operatorów 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 od obowiązku zatwierdzenia IRiESP wprowadza art. 9g ust. 8a ustawy – Prawo energetyczne. OSD, który spełnia jeden z warunków wskazanych w art. 9d ust. 7 ustawy Prawo – energetyczne, obowiązany jest jedynie do zamieszczenia IRiESP 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 zlecających usługi magazynowania, na bazie którego realizowane są przedmiotowe usługi. RŚUM nie jest zatwierdzany przez Prezesa URE. Operator systemu magazynowania przeprowadza konsultacje zmian RŚUM przed ich wprowadzeniem do regulaminu.

Również usługi skraplania gazu lub regazyfikacji skroplonego gazu przy użyciu instalacji skroplonego gazu są świadczone na zasadach równoprawnego traktowania na podstawie umowy o świadczenie usług skraplania gazu. Operator systemu skraplania gazu ziemnego (Polskie LNG S.A.) opracował Instrukcję Terminalu jako ogólny wzorzec umowy. Dokument ten nie jest zatwierdzany przez Prezesa URE.

W odniesieniu do OSP należy zauważyć, że Polska przyjęła model rynku gazu opartego na wydzieleniu własnościowym OSP (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 Europy Zachodniej oraz do Polski. 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. został wyznaczony dla tego gazociągu OSP w ramach modelu ISO.

1.1.2. Zatwierdzanie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci

W 2018 r. treść IRiESP dla Systemu Gazociągów Tranzytowych Jamał – Europa Zachodnia nie uległa zmianie, zaś treść IRiESP dla Krajowego Sys-

temu Przesyłowego została zmieniona – decyzją Prezesa URE z 20 grudnia 2018 r.

OGP Gaz-System S.A. opracował projekt nowej IRiESP dotyczącej Krajowego Systemu Przesyłowego, a następnie w okresie od 9 do 30 marca 2018 r. przeprowadził publiczne konsultacje tego projektu. Projekt tej instrukcji został przedłożony Prezesowi URE do zatwierdzenia 22 czerwca 2018 r.

Decyzją z 20 grudnia 2018 r. Prezes URE zatwierdził IRiESP i ustalił termin jej wejścia w życie na 1 stycznia 2019 r. o godz. 06:00. W tym terminie uchylona została decyzja Prezesa URE z 3 lutego 2016 r., zmieniona decyzją z 6 listopada 2017 r.

Zmiany IRiESP dotyczyły w szczególności następujących zagadnień: kontroli metrologicznej urządzeń pomiarowych, utrzymywania przez OSP rezerwowych ilości paliwa gazowego zgromadzonych w instalacjach służących do magazynowania, definicji odbiorcy chronionego, procesu uzyskiwania przepustowości przyrostowej, konwersji przepustowości (mocy umownej) niepowiązanej w przepustowość (moc umowną) powiązaną, prognozy przepustowości, bilansowania, zgłaszania umów przesyłowych do realizacji, alokacji oraz sposobów postępowania w sytuacjach awaryjnych, w tym praw i obowiązków OSP, podmiotów zobowiązanych do utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego i podmiotu, któremu zlecono utrzymywanie zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, dotyczących uruchomienia przedmiotowych zapasów.

1.1.3. Wdrożenie kodeksów sieciowych wraz z oceną efektów dla rozwoju rynku gazu

Rozporządzenie BAL

Rozporządzenie 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.

Decyzja Prezesa URE z 29 września 2017 r., na podstawie której stosowane były środki tymczasowe w roku gazowym 2017/2018, wygasła 1 października 2018 r. W związku z tym, stosownie do art. 45-50 rozporządzenia BAL, na wniosek OSP Gaz-System S.A. Prezes URE 24 września 2018 r. wydał decyzję w przedmiocie stosowania środków tymczasowych. W każdym z trzech obszarów bilansowania zostały utrzymane środki tymczasowe, jednakże wyłącznie do 1 kwietnia 2019 r. Zgodnie bowiem z przepisami rozporządzenia BAL, sprawozdanie dotyczące środków tymczasowych musi przewidywać ich zakończenie nie później niż po upływie 5 lat od dnia wejścia w życie tego rozporządzenia. Oznacza to, że można stosować środki tymczasowe nie dłużej niż do 1 kwietnia 2019 r. W ramach obszaru bilansowania Krajowego Systemu Przesyłowego gazu wysokometanowego jako środki tymczasowe jest stosowana platforma rynku bilansującego oraz tolerancja niezbilansowania, której poziom wynosi do 1 kwietnia 2018 r. 5%, natomiast po tym dniu poziom tolerancji został obniżony do 2,5%. 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.

W marcu 2018 r. wraz z konsultacjami projektu zmian do IRIESP, OSP przeprowadził konsultacje metod i założeń leżących u podstaw wprowadzenia obowiązku śróddziennego w punktach połączeń międzysystemowych na granicy RP z państwami, które nie są członkami UE, przede wszystkim w punkcie Tietierovka. Obowiązki śróddzienne zostały uregulowane w art. 24-28 rozporządzenia BAL. Istotą obowiązku śróddziennego jest nałożenie na użytkowników sieci wymogu określonego postępowania na rynku w trakcie doby gazowej w celu zapewnienia integralności sieci przesyłowej oraz ograniczenia do minimum konieczności podejmowania działań bilansujących przez OSP. W toku postępowania Prezes URE ustalił, że obowiązek śróddzienny w kształcie zaproponowanym przez operatora nie spełnia warunków wskazanych w art. 26 ust. 2 rozporządzenia BAL. Ponadto, w ocenie Prezesa URE, obowiązek śróddzienny spełniałby cele wskazane w art. 24 ust. 1 rozporządzenia BAL jedynie częściowo i w ograniczonym przedziale czasowym. W przypadku punktu połączenia międzysystemowego Tietierovka niezbędne jest bowiem wybudowanie fizycznego połączenia łączącego obszar zasilany gazociągiem Tietierovka-Grabówka z pozostałą częścią systemu przesyłowego.

Decyzją z 27 sierpnia 2018 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 w obszarze bilansowania Systemu Gazociągów Tranzytowych oraz w obszarze bilansowania Krajowego Systemu Przesyłowego gazu wysokometanowego. 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 OSP. Ponadto, zgodnie z decyzją z 27 sierpnia 2018 r., OSP 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. Dodatkowo, w roku gazowym 2018/2019 operator może prowadzić obrót gazem na terytorium Republiki Czeskiej w celu zbilansowania Krajowego Systemu Przesyłowego gazu wysokometanowego.

Działania bilansujące na sąsiednich obszarach bilansowania mogą być podejmowane przez operatora w przypadku braku możliwości wykorzystania platformy handlowej, na której OSP jest zobowiązany prowadzić działania bilansujące dla

danego obszaru bilansowania albo w przypadku konieczności podjęcia działań bilansujących związanych z daną lokalizacją na granicy z obszarem bilansowania Gaspool, obszarem bilansowania na terenie Republiki Czeskiej lub w Punkcie Wzajemnego Połączenia pomiędzy SGT a obszarem bilansowania Krajowego Systemu Przesyłowego gazu wysokometanowego. Warto wyjaśnić, że zgoda dotyczy tylko ww. przypadków. Natomiast Prezes URE odmówił wyrażenia ogólnej zgody na prowadzenie obrotu na sąsiednim obszarze bilansowania bez wskazania określonych sytuacji. Zgodnie bowiem z art. 9 ust. 3 rozporządzenia BAL prowadzenie obrotu na sąsiednim obszarze bilansowania jest alternatywą wobec prowadzenia obrotu w obszarze bilansowania, dla którego dany podmiot został wyznaczony OSP.

W 2018 r. OSP nie podejmował działań na sąsiednim obszarze bilansowania. Decyzja Prezesa URE z 27 sierpnia 2018 r. zaczęła obowiązywać 1 października 2018 r. i będzie stosowana do 1 października 2019 r. Decyzja Prezesa URE, na podstawie której OSP mógł prowadzić obrót na sąsiednim obszarze bilansowania w roku gazowym 2017/2018, wygasa 1 października 2018 r.

15 grudnia 2018 r. Prezes URE wydał decyzję zatwierdzającą nowy „Mechanizm 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”. Postępowanie toczyło się od sierpnia 2018 r. Ze względu na

konieczność przeprowadzenia konsultacji nowego mechanizmu z użytkownikami rynku, zostało przedłużone obowiązywanie decyzji Prezesa URE z 1 października 2015 r. regulującej poprzednio obowiązujący mechanizm zapewnienia neutralności kosztowej działań bilansujących. Konsultacje z użytkownikami zostały przeprowadzone w okresie 29 września – 9 października 2018 r. Nowy mechanizm zapewnienia neutralności działań bilansujących wprowadza przede wszystkim nowe zasady ustalania wysokości niezbędnych zabezpieczeń, które użytkownicy są zobowiązani przedstawić OSP. Zgodnie z nowymi zasadami użytkownicy sieci muszą utrzymywać zabezpieczenia wynoszące albo dwukrotność wartości przydziału przepustowości, albo odpowiadające 125% wartości wierzytelności objętych fakturą wystawioną przez OSP oraz dobowej wielkości niezbilansowania, zależnie od tego, która z tych kwot jest większa. Wprowadzono również nowe zasady weryfikacji zabezpieczeń. OSP będzie weryfikować wysokość zabezpieczenia za dzień poprzedni i w przypadku stwierdzenia, że ustanowiono zbyt niskie zabezpieczenie, OSP jest zobowiązany podejmować stosowane działania. Należy zaznaczyć, że w przypadku gdy zabezpieczenie będzie wynosić więcej niż 50%, lecz mniej niż 125% wartości roszczeń OSP, OSP wzywa użytkownika do uzupełnienia wysokości zabezpieczenia w terminie 48 godzin. Jeżeli jednak wysokość zabezpieczenia wynosi mniej niż 50% wartości zobowiązań użytkownika sieci wobec OSP, zawieszenie następuje bez wzywania do uzupełnienia wysokości zabezpieczenia. W obu przypadkach usługa przesyłania zostanie wzno-

wiona jeżeli użytkownik sieci najpóźniej w ciągu 72 godzin od zawieszenia uzupełni zabezpieczenie finansowe do odpowiedniego poziomu.

Warto nadmienić, że mechanizm neutralności został skorelowany z wprowadzoną do polskiego systemu prawnego instytucją sprzedawcy rezerwowego, który dostarcza gaz odbiorcom w sytuacji, gdy dotychczasowy sprzedawca musi zaprzestać sprzedaży gazu do swoich odbiorców m.in. z powodu nieustanowienia zabezpieczenia finansowego w wymaganej wysokości. Decyzja zatwierdzająca mechanizm zapewnienia neutralności działań bilansujących OSP jest stosowana od 1 stycznia 2019 r. W związku z tym została również uchylona decyzja Prezesa URE z 1 października 2015 r. zatwierdzająca poprzednio obowiązujący mechanizm zapewnienia neutralności działań bilansujących OSP.

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.

We wrześniu 2018 r., na podstawie art. 42 ust. 3 rozporządzenia BAL, PSG Sp. z o.o. opublikowała raport dotyczący metod prognozowania ilości odbieranych przez użytkowników mierzonych rzadziej niż codziennie. W ocenie Prezesa URE m.in. w IRiESD należy wprowadzić zapisy zapewniające prawidłowe skorelowanie metody prognozowania z zasadami funkcjonowania sieci dystrybucyjnej, dla której operatorem jest PSG.

W 2018 r. w jednym punkcie wejścia do systemu przesyłowego stosowane były usługi bilansują-

ce. Zasady stosowania tych usług zostały zawarte w art. 8 rozporządzenia BAL oraz umowie na świadczenie tych usług, która jest zawierana przez operatora systemu przesyłowego po przeprowadzeniu niedyskryminacyjnej procedury przetargowej.

Rozporządzenie CAM

Zasady alokacji zdolności przesyłowej określone w przepisach rozporządzenia CAM, regulującego zasady przydziału przepustowości w punktach połączeń międzysystemowych oraz zasady współpracy operatorów systemów przesyłowych w tym procesie, zostały uszczegółowione w postanowieniach IRIESP. 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.

Wdrożenie przepisów rozporządzenia CAM umożliwiło stworzenie jednolitych i przejrzystych mechanizmów alokacji przepustowości. Stosowanie przepisów tego rozporządzenia regulujących

proces uzyskiwania zdolności przyrostowej zapewniła 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.

Przepisy rozporządzenia CAM były wyłączną podstawą materialnoprawną dwóch postępowań administracyjnych prowadzonych przez Prezesa URE w 2018 r. – postępowania w sprawie wyboru platformy do rezerwacji przepustowości oraz postępowania w sprawie zatwierdzenia propozycji projektu zdolności przyrostowej.

Postępowanie w sprawie wyboru platformy do rezerwacji przepustowości w punktach połączeń na granicy polsko-niemieckiej zostało wszczęte w związku z nieosiągnięciem przez operatorów 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 Grid Connection Point GAZ-SYSTEM/ONTRAS) porozumienia dotyczącego wyboru wspólnej platformy. Wówczas, stosownie do art. 37 ust. 3 rozporządzenia CAM sprawa została przekazana do krajowych organów regulacyjnych – Bundesnetzagentur i URE. Regulatorzy przeprowadzili postępowania administracyjne i prowadzili rozmowy celem dokonania wspólnego wyboru plat-

formy rezerwacyjnej. Niemniej, organy regulacyjne nie były w stanie dokonać wspólnie wyboru platformy. Decyzją z 26 kwietnia 2018 r. Prezes URE postanowił z urzędu umorzyć w całości przedmiotowe postępowanie. Następnie, zgodnie z art. 37 ust. 3 zd. 4 i 5 rozporządzenia CAM, ACER wszczął w tej sprawie postępowanie i 16 października 2018 r. wydał decyzję o wyborze platformy GSA, której właścicielem jest OGP Gaz-System S.A. Spółka PRISMA European Capacity Platform wniosła 14 grudnia 2018 r. odwołanie od przedmiotowej decyzji do Komisji Odwoławczej ACER.

Postępowanie administracyjne w sprawie zatwierdzenia propozycji projektu przepustowości przyrostowej dla granicy obszaru rynkowego Polska (system przesyłowy gazu ziemnego wysokometanowego grupy E) – GASPOOL zostało wszczęte w 2018 r. na wniosek OGP Gaz-System S.A. Było ono prowadzone w koordynacji z Bundesnetzagentur zgodnie z art. 28 ust. 1 i 2 rozporządzenia CAM. Propozycja projektu została uzgodniona przez OGP Gaz-System S.A. i ONTRAS Gastransport GmbH. Przewiduje ona rozbudowę punktu połączenia międzysystemowego Grid Connection Point GAZ-SYSTEM-ONTRAS skutkującą zwiększeniem ilości przepustowości dostępnej w tym punkcie dla użytkowników sieci przesyłowej.

Rozporządzenie IO

Sposób wdrożenia rozporządzenia IO został oceniony jako prawidłowy przez Prezesa URE i przez ACER.

Wdrożenie przepisów o interoperacyjności i wymianie danych pozwoliło na ujednoczenie zasad współpracy między operatorami sąsiadujących systemów przesyłowych oraz wypracowanie przez ENTSO-G 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.

Należy stwierdzić, że wdrażanie kodeksów sieciowych pozytywnie wpływa na funkcjonowanie rynku. Przede wszystkim zasady wdrożone na podstawie tych kodeksów umożliwiają użytkownikom sieci dostęp do rynku na równoprawnych zasadach np. poprzez udostępnianie informacji o przepływach gazu, rozwój płynnego rynku gazu oraz obowiązek udostępniania infrastruktury gazowej.

Rozporządzenie NC TAR

W 2018 r. kontynuowane były prace związane z realizacją obowiązków wynikających z rozporządzenia NC TAR. Rozporządzenie to weszło w życie 6 kwietnia 2017 r. za wyjątkiem przepisów rozdziałów VI i VIII, które są 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 UE.

Celem tej regulacji 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 kodeksu powinno się przyczynić do większej integracji europejskiego rynku gazu, zwiększenia bezpieczeństwa dostaw i rozwoju połączeń międzysystemowych, co z kolei może poprawić konkurencyjność europejskich przedsiębiorstw i obniżyć rachunków za gaz dla gospodarstw domowych.

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 rzeczywistością zrealizowanymi przez operatora systemu przesyłowego w tym okresie. Rozwiązanie to jest stosowane w wielu krajach UE, natomiast w warunkach polskich będzie wykorzystane po raz pierwszy w przypadku taryf dla usług przesyłania paliw gazowych. Przepisy rozporządzenia NC TAR dotyczące konta regulacyjnego i uzgadniania przychodów będą stosowane od 31 maja 2019 r. W związku z tym zostały wprowadzone stosowne zmiany do

rozporządzenia Ministra Energii z 15 marca 2018 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi¹⁰⁸⁾.

10 maja 2018 r. Prezes URE wydał decyzję wyznaczającą OGP Gaz-System S.A. podmiotem odpowiedzialnym za publikację informacji, o których mowa w art. 29 rozporządzenia NC TAR, w odniesieniu do punktów połączeń międzysystemowych jego 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 na podstawie decyzji Prezesa URE z 17 listopada 2010 r.

Informacje te dotyczą:

- a) w odniesieniu do standardowych produktów z zakresu zdolności/przepustowości ciągłej:
 - cen bazowych¹⁰⁹⁾ obowiązujących co najmniej do końca roku gazowego rozpoczynającego się po corocznej aukcji zdolności rocznej;
 - mnożników i współczynników sezonowych stosowanych do cen bazowych krótkoterminowych standardowych produktów z zakresu zdolności;
 - uzasadnienia krajowego organu regulacyjnego dotyczącego poziomu mnożników;
 - uzasadnienia stosowania współczynników sezonowych, jeżeli mają one zastosowanie,

¹⁰⁸⁾ Dz. U. z 2018 r. poz. 640.

¹⁰⁹⁾ Stawki opłat stosowane w rozliczeniach z użytkownikami systemu przesyłowego za świadczone usługi przesyłania paliwa gazowego.

b) w odniesieniu do standardowych produktów z zakresu zdolności/przepustowości przerywanej:

- cen bazowych obowiązujących co najmniej do końca roku gazowego rozpoczynającego się po corocznej aukcji zdolności rocznej;
- oceny prawdopodobieństwa przerwania usługi, w tym:
 - 1) wykazu wszystkich oferowanych rodzajów standardowych produktów z zakresu zdolności przerywanej, z uwzględnieniem odpowiedniego prawdopodobieństwa przerwania usługi i poziomu zastosowanego rabatu;
 - 2) wyjaśnienia sposobu obliczania prawdopodobieństwa przerwania usługi w odniesieniu do każdego rodzaju produktu, o którym mowa w pkt 1;
 - 3) danych historycznych lub przewidywanych, bądź obu ich rodzajów, stosowanych do oszacowania prawdopodobieństwa przerwania usługi, o którym mowa w pkt 2.

Publikacja informacji, o których mowa w art. 29 Kodeksu taryfowego, przez OGP Gaz System S.A. będzie miała miejsce po przeprowadzeniu postępowania administracyjnego w sprawie zatwierdzenia taryfy dla usług przesyłania paliw gazowych¹¹⁰⁾, wydaniu decyzji zatwierdzającej taryfę i jej publikacji przez Prezesa URE. Natomiast w myśl art. 32 lit. a) rozporządzenia NC TAR publikacja tych informacji powinna mieć miejsce nie później niż 30 dni przed coroczną aukcją zdolności rocznej

(w pierwszy poniedziałek lipca każdego roku), z wykorzystaniem platformy ustanowionej przez ENTSO gazu. Powyższe okoliczności determinują zatem ostateczny termin publikacji taryfy – na przełomie maja i czerwca każdego roku. W związku z powyższym wystąpiła konieczność dostosowania terminu wprowadzania taryf dla usług przesyłania paliw gazowych do stosowania, określonego w art. 47 ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne, jako nie wcześniej niż po upływie 14 dni i nie później niż do 45 dnia od dnia jej opublikowania. W tym celu w art. 47 ww. ustawy został wprowadzony ust. 5 w następującym brzmieniu: „Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem paliw gazowych wprowadza taryfę do stosowania w terminie określonym przez Prezesa URE w decyzji o zatwierdzeniu tej taryfy, nie wcześniejszym niż po upływie 14 dni od dnia jej opublikowania”¹¹¹⁾.

16 lipca 2018 r. Prezes URE wydał decyzję wyznaczającą OGP Gaz-System S.A. podmiotem odpowiedzialnym za wykonywanie następujących obowiązków określonych w rozporządzeniu NC TAR:

- przeprowadzanie konsultacji, o których mowa w art. 26 ust. 1 rozporządzenia NC TAR, dotyczących m.in. metody wyznaczania cen referencyjnych, obejmujących przygotowanie dokumentu konsultacyjnego, jego publikację oraz publikację odpowiedzi otrzymanych w ramach tych konsultacji i ich podsumowania,

- przekazywanie ACER dokumentów konsultacyjnych po rozpoczęciu ww. konsultacji, stosownie do art. 27 ust. 1 rozporządzenia NC TAR,
- przeprowadzanie ocen alokacji kosztów, o których mowa w art. 5 rozporządzenia NC TAR, i ich publikowanie w ramach ww. konsultacji, w zakresie jego własnej sieci przesyłowej oraz sieci przesyłowej będącej własnością przedsiębiorstwa energetycznego SGT EuRoPol GAZ S.A., na której funkcję operatora pełni OGP Gaz-System S.A.

Jak wskazano powyżej OGP Gaz-System S.A. pełni funkcję operatora systemu przesyłowego gazowego na sieci przesyłowej SGT EuRoPol GAZ S.A. na podstawie decyzji Prezesa URE z 17 listopada 2010 r., niemniej należy dodać, że zgodnie z art. 4 ust. 1 Protokołu Dodatkowego do Porozumienia między Rządem Federacji Rosyjskiej a Rządem Rzeczypospolitej Polskiej o budowie systemu gazociągów dla tranzytu gazu rosyjskiego przez terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i dostawach gazu rosyjskiego do Rzeczypospolitej Polskiej z 25 sierpnia 1993 r. podpisanego 12 lutego 2003 r.¹¹²⁾, kalkulacja stawki taryfowej za usługi EuRoPol GAZ S.A. oraz składanie wniosku o jej zatwierdzenie do organu regulującego w okresie obowiązywania Kontraktów na przesył realizowane jest przez EuRoPol GAZ S.A.

Stosownie do art. 27 ust. 5 rozporządzenia NC TAR, procedura obejmująca ostateczną konsultację w sprawie metody wyznaczania ceny referencyjnej, o której mowa w art. 26, wydanie przez Prezesa URE decyzji w sprawie konsultowanych

¹¹¹⁾ Art. 4 pkt 6 i art. 19 ustawy o zmianie ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz niektórych innych ustaw z 6 czerwca 2018 r. (Dz. U. z 2018 r. poz. 1356), która weszła w życie 14 lipca 2018 r.

¹¹²⁾ M.P. z 2011 r. Nr 46, poz. 516.

¹¹⁰⁾ W przypadku sieci należącej do SGT EuRoPol GAZ S.A. taryfę kalkuluje to przedsiębiorstwo.

elementów na podstawie art. 27 ust. 4, kalkulację taryfy na podstawie tej decyzji oraz publikację taryfy, powinna być zakończona najpóźniej do 31 maja 2019 r. Procedura ta jest powtarzana co najmniej raz na pięć lat, począwszy od 31 maja 2019 r.

Operator opracował stosowne dokumenty konsultacyjne i w okresie 28 sierpnia – 31 października 2018 r. przeprowadził ww. konsultacje w zakresie własnej sieci przesyłowej¹¹³⁾ oraz sieci przesyłowej będącej własnością SGT EuRoPol GAZ S.A.¹¹⁴⁾ Po ich zakończeniu opublikował również uzyskane odpowiedzi i ich podsumowanie.

Stosownie do postanowień art. 27 ust. 3 rozporządzenia NC TAR, 13 grudnia 2018 r. ACER opublikowała oraz przesłała OGP Gaz-System S.A. wnioski z analiz dokumentów konsultacyjnych, przeprowadzonych zgodnie z ust. 2 ww. przepisu¹¹⁵⁾.

W myśl art. 27 ust. 4 rozporządzenia NC TAR, Prezes URE w terminie 5 miesięcy od zakończenia ostatecznych konsultacji (tj. do 31 marca 2019 r.) jest obowiązany podjąć i opublikować uzasadnioną decyzję dotyczącą metod wyznaczania cen referencyjnych, obejmujących elementy określone w art. 26 ust. 1 rozporządzenia NC TAR w zakresie sieci przesyłowej OGP Gaz-System S.A. oraz sieci będącej własnością SGT EuRoPol GAZ S.A. Decyzje

zatwierdzające ww. metody po ich opublikowaniu zostaną przesłane do ACER i Komisji Europejskiej.

Niezależnie od ww. konsultacji dotyczących metod wyznaczania cen referencyjnych przeprowadzonych przez OGP Gaz-System S.A., Prezes URE w okresie 31 sierpnia – 31 października 2018 r. działając w trybie art. 28 rozporządzenia NC TAR, przeprowadził konsultacje dotyczące m.in. mnożników i współczynników sezonowych dla krótkoterminowych usług przesyłania paliw gazowych, poziomów rabatów na punktach wejścia z terminalu LNG oraz rabatów stosowanych w celu obliczenia cen bazowych standardowych produktów z zakresu zdolności przerywanej¹¹⁶⁾. Konsultacje dotyczyły sieci OGP Gaz-System S.A. oraz sieci przesyłowej będącej własnością SGT EuRoPol GAZ S.A. Wydanie decyzji dotyczącej aspektów, o których mowa w art. 28 ust. 1 lit. a)-c) rozporządzenia NC TAR, z uwzględnieniem wymagań art. 41 ust. 6 lit. a) dyrektywy 2009/73/WE oraz stanowisk organów regulacyjnych bezpośrednio połączonych państw członkowskich UE, planowane jest w terminie do końca marca 2019 r. Kolejne konsultacje będą przeprowadzane w każdym okresie taryfowym począwszy od daty podjęcia ww. decyzji przez Prezesa URE.

Należy podkreślić, że decyzje Prezesa URE zatwierdzające metodologię cen referencyjnych oraz dotyczące aspektów, o których mowa w art. 28

ust. 1 lit. a)-c) rozporządzenia NC TAR, zostaną uwzględnione przez OGP Gaz-System S.A. i SGT EuRoPol GAZ S.A. w kalkulacji taryf na 2020 r.

Ponadto, 29 listopada 2018 r. OGP Gaz-System S.A. opublikował na swojej stronie internetowej informacje, o których mowa w art. 30 rozporządzenia NC TAR¹¹⁷⁾. Do publikacji tych informacji, nie później niż 30 dni przed rozpoczęciem odpowiedniego okresu taryfowego, OGP Gaz-System S.A. został wyznaczony decyzją Prezesa URE z 27 października 2017 r. Pierwsza publikacja miała miejsce 1 grudnia 2017 r.

W 2018 r. przedstawiciele Prezesa URE uczestniczyli w pracach zespołów zadaniowych ACER ds. taryf oraz dopuszczalnego przychodu. Współpraca obejmowała m.in. prace na sprawozdaniem dotyczącym metod i parametrów stosowanych do określenia dozwolonych lub docelowych przychodów operatorów systemów przesyłowych, do którego przygotowania został zobligowany ACER, stosownie do wymagań określonych w art. 34 rozporządzenia NC TAR. Ostateczna wersja ww. sprawozdania została opublikowana we wrześniu 2018 r.¹¹⁸⁾ Jeżeli chodzi o współpracę w ramach CEER, to należy podkreślić współpracę przy przygotowywaniu raportu dotyczącego ram regulacyjnych europejskich sieci energetycznych¹¹⁹⁾.

¹¹³⁾ <http://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/taryfa/konsultacja-nc-tar/>

¹¹⁴⁾ <http://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/sgt-gazociag-ja-mlski/taryfa-sgt/konsultacje-nc-tar/>

¹¹⁵⁾ https://www.acer.europa.eu/en/Gas/Framework%20guidelines_and_network%20codes/Pages/Harmonised-transmission-tariff-structures.aspx

¹¹⁶⁾ <http://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/konsultacje-art-28-nc-t/7848,Konsultacje-w-zakresie-rabatow-mnozownikow-i-wspolczynnikow-sezonowych-do-taryf-na.html?search=88914673268370>

¹¹⁷⁾ <http://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/taryfa/publikacja-nc-tar/>

¹¹⁸⁾ https://www.acer.europa.eu/en/Gas/Framework%20guidelines_and_network%20codes/Pages/Harmonised-transmission-tariff-structures.aspx

¹¹⁹⁾ https://www.ceer.eu/eer_publications/ceer_papers/cross-sectoral

1.2. Monitorowanie wypełniania zadań przez operatora systemu przesyłowego

Prezes URE monitoruje wykonywanie przez OSP nałożonych na niego 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 przede wszystkim 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 w zakresie rejestracji danych, w szczególności wskazanych w art. 18 tego rozporządzenia oraz w pkt 3 załącznika do niego (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 utrzymania, bilansowania oraz dostępności 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 OSP 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 2018 r. katalog punktów właściwych systemu przesyłowego nie uległ zmianie.

OSP udostępnia uczestnikom rynku maksymalną zdolność w punktach właściwych systemu. Oferuje on niewykorzystane zdolności na rynku pierwotnym na zasadach ciągłych i, w przypadku występowania ograniczeń kontraktowych, na zasadach przerywanych, a także umożliwia użytkownikom sieci odsprzedaż bądź udostępnienie na podstawie innego tytułu prawnego niewykorzystywanej zakontraktowanej zdolności na rynku wtórnym. OSP, stosownie do art. 18 rozporządzenia 715/2009 oraz punktu 3 załącznika I do niego, publikuje informacje potrzebne użytkownikowi do korzystania z oferowanych przez OSP usług. Dane dostępne są na stronie internetowej OGP Gaz-System S.A.: <http://www.Gaz-System.pl/strefa-klienta/system-przesylowy/tsotransparencytemplate/>. Powyższe informacje dostępne są również w języku angielskim pod adresem: <http://en.Gaz-System.pl/strefa-klienta/system-przesylowy/tsotransparencytemplate/> (tab. 62 str. 132).

Zdolność wynikająca z procedury nadsubskrypcji w określonych punktach KSP i SGT powinna być na bieżąco publikowana na stronie OSP w sytuacji istnienia w tych punktach ograniczeń kontraktowych. W 2018 r. nie zaistniały okoliczności skutkujące udostępnieniem przepustowości w ramach mechanizmu nadsubskrypcji i wykupu. Ponadto OSP nie stwierdził potrzeby zastosowania wobec długoterminowych przydziałów przepustowości procedury opartej na długoterminowej zasadzie „wykorzystaj lub strać” (*long-term UIOLI*). Nie stwierdzono również konieczności wprowadzenia mechanizmu udostępniania zdolności ciągłej z jednodniowym wyprzedzeniem na zasadzie „wykorzystaj lub strać”. OSP umożliwia obrót przepustowością na rynku wtórnym na platformie Gaz-System Aukcje. Użytkownik ma możliwość rezygnacji z przydzielonej przepustowości na zasadach ciągłych w fizycznych punktach wejścia lub wyjścia na połączeniach z systemami przesyłowymi sąsiednich krajów oraz w Punkcie Wzajemnego Połączenia.

1.3. Rynek hurtowy

Pozyskanie i przepływ gazu ziemnego

Zakupy gazu z zagranicy, w ilości 163,5 TWh, uzupełniane były gazem pochodzącym ze źródeł krajowych w ilości 42,4 TWh. Całkowite dostawy gazu z zagranicy w 2018 r. obejmowały import oraz nabycie wewnątrzspółnotowe. W 2018 r. nadal istotną część stanowił import z kierunku

Tabela 62. Połączenia z innymi systemami przesyłowymi z uwzględnieniem zdolności ciągłych i przerywanych (w tym w systemie SGT oraz z uwzględnieniem danych dot. zdolności przerywanej w punkcie połączenia międzysystemowego Hermanowice) w roku sprawozdawczym

| Nazwa operatora systemu | Kraj operatora | Miejsce połączenia | Kierunek dostaw | Całkowita zdolność przesyłowa | | Zarezerwowane zdolności przesyłowe | | Niewykorzystane zarezerwowane zdolności przesyłowe | | Niezarezerwowane zdolności przesyłowe | | Przesył zrealizowany** | |
|----------------------------|----------------|------------------------------------|-----------------|-------------------------------|---------------------|------------------------------------|---------------------|--|---------------------|---------------------------------------|---------------------|------------------------|-----------|
| | | | | zdolność ciągła* | zdolność przerywana | zdolność ciągła* | zdolność przerywana | zdolność ciągła* | zdolność przerywana | zdolność ciągła* | zdolność przerywana | | |
| OSGT Gaz-System S.A. | Polska | Punkt Wzajemnego Połączenia | Polska | MWh/rok | 99 994 175 | 122 579 643 | 53 160 422 | 0 | 4 260 196 | 46 833 753 | 122 579 643 | 48 900 226 | |
| | | | | mIn m ³ /rok | 9 026 | 11 064 | 4 799 | 0 | 445 | 4 227 | 11 064 | 4 355 | |
| ONTRAS | Niemcy | GCP Gaz-System/ ONTRAS (we) | Polska | MWh/rok | 16 191 205 | 16 191 205 | 5 999 026 | 0 | 1 660 826 | 10 192 179 | 16 191 205 | 4 338 200 | |
| | | | | mIn m ³ /rok | 1 452 | 1 452 | 538 | 0 | 152 | 914 | 1 452 | 386 | |
| ONTRAS | Niemcy | GCP Gaz-System/ ONTRAS (wy) | Niemcy | MWh/rok | 7 752 011 | 14 322 799 | 120 | 0 | 48 | 0 | 7 751 891 | 14 322 799 | 72 |
| | | | | mIn m ³ /rok | 695 | 1 285 | 0,01 | 0 | 0 | 695 | 1 285 | 0,01 | |
| Net4Gas | Czechy | Cieszyn rewers | Czechy | MWh/rok | 0 | 6 593 915 | 0 | 24 | 0 | 0 | 6 593 891 | 24 | |
| | | | | mIn m ³ /rok | 0 | 587 | 0 | 0,002 | 0 | 0 | 587 | 0,002 | |
| Net4Gas | Czechy | Cieszyn | Polska | MWh/rok | 6 593 915 | 10 230 979 | 6 319 524 | 0 | 2 415 097 | 274 391 | 10 230 979 | 3 904 427 | |
| | | | | mIn m ³ /rok | 587 | 911 | 563 | 0 | 216 | 24 | 911 | 347 | |
| Severomoravske plynarenske | Czechy | Branice | Polska | MWh/rok | 15 794 | 15 794 | 0 | 0 | 0 | 15 794 | 15 794 | 0 | |
| | | | | mIn m ³ /rok | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | |
| Ukrtransgaz | Ukraina | Drozdowicze | Polska | MWh/rok | 49 494 000 | 64 342 200 | 44 469 716 | 1 274 059 | 1 872 277 | 5 024 284 | 63 068 141 | 42 597 439 | |
| | | | | mIn m ³ /rok | 4 380 | 5 694 | 3 935 | 113 | 177 | 445 | 5 581 | 3 758 | |
| Bieltransgaz | Białoruś | Tietierowka | Polska | MWh/rok | 2 665 580 | 2 665 580 | 1 167 331 | 0 | 295 828 | 1 498 249 | 2 665 580 | 871 503 | |
| | | | | mIn m ³ /rok | 237 | 237 | 104 | 0 | 26 | 133 | 237 | 78 | |
| Bieltransgaz | Białoruś | Wysokoje | Polska | MWh/rok | 61 703 250 | 61 703 250 | 36 204 385 | 0 | 2 790 123 | 25 498 865 | 61 703 250 | 33 414 262 | |
| | | | | mIn m ³ /rok | 5 475 | 5 475 | 3 212 | 0 | 237 | 2 263 | 5 475 | 2 975 | |
| Ukrtransgaz | Ukraina | Hermanowice kier. Ukraina | Ukraina | MWh/rok | 0 | 21 978 319 | 0 | 10 285 638 | 0 | 3 015 179 | 0 | 11 692 681 | 7 270 459 |
| | | | | mIn m ³ /rok | 0 | 1 945 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 945 | 643 | |
| Gascade | Niemcy | Mallnow SGT | Niemcy | MWh/rok | 340 016 787 | 340 016 787 | 340 016 787 | 0 | 281 710 | 0 | 340 016 787 | 339 735 077 | |
| | | | | mIn m ³ /rok | 32 941 | 32 941 | 32 941 | 138 | 2 681 | 0 | 32 803 | 30 260 | |
| Gascade | Niemcy | Mallow Rewers SGT | Polska | MWh/rok | 67 082 400 | 122 579 643 | 41 896 401 | 1 423 182 | 15 294 573 | 25 185 999 | 121 156 461 | 26 601 828 | |
| | | | | mIn m ³ /rok | 6 054 | 11 063 | 4 059 | 138 | 1 690 | 1 995 | 10 925 | 2 369 | |
| Gazprom Transgaz Białoruś | Białoruś | Kondratki | Polska | MWh/rok | 372 665 055 | 372 665 055 | 372 665 055 | 0 | 6 350 818 | 0 | 372 665 055 | 366 314 237 | |
| | | | | mIn m ³ /rok | 36 104 | 36 104 | 36 104 | 0 | 3 656 | 0 | 36 104 | 32 448 | |
| OSGT Gaz-System S.A. | Polska | Punkt Wzajemnego Połączenia Rewers | Polska/SGT | MWh/rok | 0 | 86 867 526 | 0 | 19 248 | 0 | 0 | 86 848 278 | 19 248 | |
| | | | | mIn m ³ /rok | 0 | 7 840 | 0 | 2 | 0 | 0 | 7 838 | 2 | |

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

** Przesył zrealizowany liczony łącznie w zakresie zdolności ciągłych i przerywanych.

Źródło: opracowanie przygotowane przez OGP Gaz-System S.A.

wschodniego, realizowany w ramach długoterminowego kontraktu zawartego pomiędzy PGNiG S.A. a Gazprom.

Informacje o strukturze dostaw gazu w 2018 r. przedstawiono w poniższej tabeli.

Tabela 63. Struktura dostaw gazu w 2018 r.

| Wyszczególnienie | Ilość [TWh] |
|----------------------------------|-------------|
| 1. Dostawy z zagranicy | 163,5 |
| 2. Wydobycie ze źródeł krajowych | 42,4 |
| 3. Zmiana stanu zapasów | 1,3 |

Źródło: URE na podstawie danych OGP Gaz-System S.A. i spółek obrotu gazem.

W 2018 r. przez polski system przesyłowy przepłynęło 557,1 TWh gazu wysokometanowego i 8,3 TWh gazu zaazotowanego. Większość gazu wysokometanowego została przetransportowana tranzytem z wykorzystaniem gazociągu jamalskiego. Poniższa tabela prezentuje najważniejsze kierunki przepływu gazu w systemie przesyłowym (tab. 64).

Obrót gazem ziemnym

Na koniec 2018 r. koncesję na obrót paliwami gazowymi posiadało 197 podmiotów wobec 200 na koniec 2017 r. Natomiast 102 przedsiębiorstw aktywnie uczestniczyło w obrocie gazem ziemnym. Przedsiębiorstwa obrotu gazem spoza GK PGNiG S.A. pozyskały 97,1 TWh gazu ziemnego. Dane dotyczące zakupu i sprzedaży gazu przez spółki obrotu znajdują się w tabeli poniżej. Wielkość

Tabela 64. Bilans przepływów handlowych* gazu wysokometanowego i zaazotowanego w sieci przesyłowej (z uwzględnieniem Systemu Gazociągów Tranzytowych) w 2018 r.

| Rodzaj gazu | Gaz wysokometanowy | Gaz zaazotowany |
|---|--------------------|-----------------|
| Wejście do systemu razem [TWh] | 557,1 | 8,3 |
| z tego: | | |
| kopalnie i odazotownie | 23,1 | 4,3 |
| magazyny | 25,0 | 0,0 |
| dostawy spoza UE (bez LNG) | 443,2 | 0,0 |
| dostawy z UE | 34,8 | 0,0 |
| terminal LNG | 29,5 | 0,0 |
| inne (wejścia z dystrybucji) | 1,5 | 4,0 |
| Wyjście z systemu razem [TWh] | 557,1 | 8,3 |
| z tego: | | |
| mieszalnie i odazotownie | 0 | 2,0 |
| magazyny | 24,0 | 0,0 |
| do sieci dystrybucyjnej | 135,8 | 6,1 |
| do odbiorców końcowych na sieci przesyłowej | 45,9 | 0,2 |
| dostawy do UE | 339,7 | 0,0 |
| dostawy poza UE | 7,3 | 0,0 |
| potrzeby własne operatora (w tym zmiana stanu kont operatorskich) | 4,4 | 0,0 |

* Dane dotyczą ilości gazu wprowadzonego do sieci oraz odebranego z sieci przesyłowej na skutek realizacji umów przesyłowych przez OSP. 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.

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 65. Wolumeny gazu pozyskiwanego i sprzedawanego w ramach obrotu hurtowego przez ankietowane przedsiębiorstwa obrotu w 2018 r. [TWh]

| | Łącznie | GK PGNiG S.A. | Pozostałe spółki obrotu |
|-------------------------------------|---------|---------------|-------------------------|
| Pozyskanie gazu (zakup i wydobycie) | 395,5 | 298,4 | 97,1 |
| Hurtowa sprzedaż gazu | 160,9 | 104,9 | 56,0 |

Źródło: URE na podstawie danych od spółek obrotu oraz danych Ministerstwa Energii.

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 2018 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

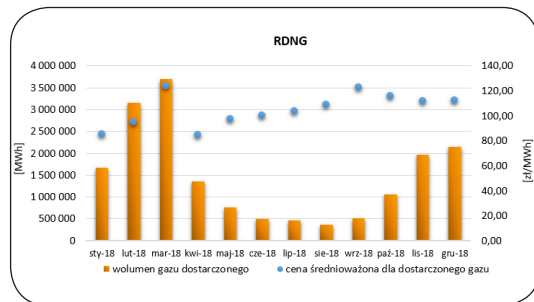
dostawy zgodnym ze standardem instrumentu (tygodniowy, miesięczny, kwartalny i roczny).

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.

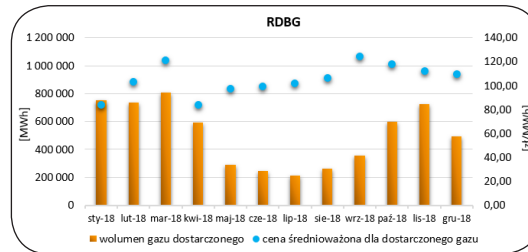
Poniższe rysunki pokazują wolumen oraz cenę dostarczonego gazu w wyniku realizacji kontraktów zawartych na rynku dnia następnego, bieżącego i na rynku terminowym towarowym dla instrumentów gazowych.

Rysunek 38. Wolumen oraz cena dostarczonego gazu w wyniku realizacji kontraktów zawartych na rynku dnia następnego gazu (RDNG) w 2018 r.



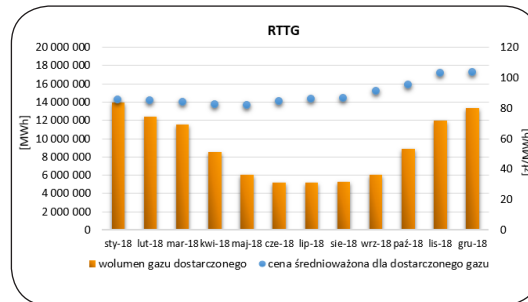
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE S.A.

Rysunek 39. Wolumen oraz cena dostarczonego gazu w wyniku realizacji kontraktów zawartych na rynku dnia bieżącego gazu (RDBG) w 2018 r.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE S.A.

Rysunek 40. Wolumen oraz cena dostarczonego gazu w wyniku realizacji kontraktów zawartych na rynku terminowym towarowym (RTTG), których realizacja nastąpiła w 2018 r.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE S.A.

W 2018 r. w wyniku realizacji kontraktów zawartych na TGE S.A. w całym okresie notowania danego rodzaju kontraktu dostarczono 132 161 649 MWh gazu ziemnego po średniej cenie 92,97 zł/MWh (17 640 196 MWh na rynku RDNG po średniej cenie 106,07 zł/MWh; 6 072 251 MWh na rynku RDBG

po średniej cenie 105,23 zł/MWh i 108 449 202 MWh na rynku terminowym RTTG po średniej cenie 90,15 zł/MWh).

Obrót gazem ziemnym wysokometanowym w punkcie wirtualnym OTC

W 2018 r. Prezes URE monitorował również transakcje zawierane w punkcie wirtualnym na rynku pozagiełdowym. W wyniku realizacji kontraktów zawartych w tym punkcie na rynku OTC niezależnie od daty zawarcia kontraktu dostarczono 28,0 TWh gazu ziemnego po średniej cenie 95,04 zł/MWh. Ceny w poszczególnych kwartałach w porównaniu z cenami giełdowymi i cenami przywozu gazu z UE kształtują się jak w poniższej tabeli.

Tabela 66. Porównanie średnich cen gazu ziemnego z kontraktów sprzedaży w punkcie wirtualnym OTC sprzedaży poprzez TGE S.A. oraz zakupu z zagranicy w poszczególnych kwartałach 2018 r. [zł/MWh]

| | I kw. | II kw. | III kw. | IV kw. |
|--|-------|--------|---------|--------|
| Średnie ceny z kontraktów sprzedaży w punkcie wirtualnym OTC z dostawą w danym okresie | 87,00 | 87,36 | 98,12 | 112,68 |
| Średnie ceny z kontraktów sprzedaży poprzez TGE S.A. z dostawą w danym okresie | 89,38 | 83,99 | 90,97 | 103,32 |
| 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 | 84,72 | 90,61 | 96,71 | 104,13 |

Źródło: Opracowanie własne URE.

1.4. Rynek detaliczny. Sprzedawca awaryjny

Rynek detaliczny

Analiza rynku detalicznego paliw gazowych dokonana została przez Prezesa URE – osobno dla gazu wysokometanowego, zaazotowanego oraz LNG – na podstawie przeprowadzonego corocznie monitoringu spółek obrotu. Przeprowadzona analiza wykazała, że całkowita sprzedaż paliwa gazowego wysokometanowego i zaazotowanego do odbiorców końcowych wyniosła w 2018 r. 206 161 845 MWh. W porównaniu do 2017 r. nastąpił wzrost zużycia gazu, głównie przez odbiorców przemysłowych. Sprzedaż gazu do odbiorców końcowych zdominowana była przez podmioty z GK PGNiG S.A. Udział tych podmiotów wyniósł 82,08%, i wzrósł w stosunku do roku ubiegłego o ok. 2%. Zaobserwowany wzrost udziału GK PGNiG S.A. w sprzedaży paliwa gazowego do odbiorców końcowych utrzymujący się od 2017 r. wynikał ze spadku przywozu gazu z zagranicy bezpośrednio przez dużych (przemysłowych) odbiorców końcowych na własne potrzeby i zakupu od GK PGNiG S.A. Nastąpiło to głównie z powodu zmian regulacji prawnych dotyczących konieczności utrzymywania zapasów obowiązkowych. Pozostałe 17,92% sprzedaży gazu do odbiorców końcowych realizowane było przez inne spółki obrotu dokonujące sprzedaży do odbiorców końcowych w kraju. W tabeli poniżej przedstawiono informacje na temat struktury sprzedaży gazu ziemnego do odbiorców końcowych.

Tabela 67. Struktura sprzedaży gazu ziemnego do odbiorców końcowych w 2018 r. [MWh]

Sprzedaż do odbiorców końcowych gazu wysokometanowego i zaazotowanego

| | Sprzedawcy alternatywni | GK PGNiG S.A. | Suma |
|---|-------------------------|--------------------|--------------------|
| Sprzedaż gazu na potrzeby odbiorców końcowych | 36 936 155 | 167 497 381 | 204 433 536 |
| z tego: przemysł | 29 601 263 | 108 799 885 | 138 401 148 |
| rolnictwo | 85 804 | 359 423 | 445 227 |
| usługi i użyteczność publiczna | 5 661 882 | 13 270 512 | 18 932 394 |
| gospodarstwa domowe | 1 587 206 | 45 067 561 | 46 654 767 |
| Zużycie na potrzeby własne | 14 681 | 1 713 628 | 1 728 309 |
| Razem | 36 950 836 | 169 211 009 | 206 161 845 |

Źródło: URE na podstawie ankiet wybranych spółek obrotu.

Prezes URE dokonał również monitoringu sprzedaży gazu w postaci skroplonej (LNG) w 2018 r. Pozyskanie gazu LNG wyniosło 38 858 704 MWh, z tego większość została pozyskana za pośrednictwem terminalu LNG w Świnoujściu. Większość 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. 423 887 MWh i był realizowany wyłącznie przez alternatywnych sprzedawców.

Tabela 68. Struktura sprzedaży gazu LNG do odbiorców końcowych w 2018 r. [MWh]

| | Sprzedawcy alternatywni |
|--|-------------------------|
| Sprzedaż gazu do odbiorców końcowych przez spółki obrotu działające na terenie kraju | 423 887 |
| z tego: przemysł | 381 945 |
| rolnictwo | - |
| usługi i użyteczność publiczna | 41 280 |
| gospodarstwa domowe | 662 |

Źródło: URE na podstawie ankiet wybranych spółek obrotu.

Sprzedawca awaryjny

Z uwagi na zaobserwowaną potrzebę uregulowania zasad sprzedaży rezerwowej (awaryjnej) w sektorze gazu ziemnego, jak również doprecyzowania zasad sprzedaży rezerwowej w sektorze energii elektrycznej, w korespondencji kierowanej do ministra energii, Prezes URE zwracał uwagę na konieczność podjęcia inicjatywy legislacyjnej w tym obszarze przedkładając proponowane przepisy prawa wraz z uzasadnieniem.

Sprzedażą rezerwową (awaryjną) jest sprzedaż paliw gazowych lub energii elektrycznej, która jest podejmowana w przypadku zaprzestania sprzedaży przez dotychczasowego sprzedawcę z przyczyn leżących po stronie tego sprzedawcy. W proponowanym przez URE modelu wybór sprzedawcy rezerwowego powinien odbywać się na zasadach rynkowych, poprzez indywidualne decyzje odbiorców końcowych podejmowane w oparciu o analizę ofert sprzedawców. Jedynie w zakresie sprzedaży

do gospodarstw domowych, ze względu na konieczność zapewnienia ciągłości dostaw, zaproponowano wprowadzić regulacje odwołujące się do sprzedawcy z urzędu, ale wyłącznie w sytuacji, gdy dany odbiorca nie wybrał sprzedawcy rezerwowego, nie upoważnił operatora do zawarcia z nim umowy lub wskazany sprzedawca rezerwowi nie może podjąć bądź nie podjął tej sprzedaży albo też zaprzestał jej realizacji. Taka propozycja zawierała element rynkowy, odnoszący się do wyboru sprzedawcy również w obszarze sprzedaży rezerwowej.

Z uwagi na nagłe i nieprzewidziane zaprzestanie działalności polegającej na sprzedaży paliwa gazowego i energii elektrycznej przez dwie spółki obrotu we wrześniu 2018 r., przed groźbą wstrzymania dostaw paliwa gazowego bądź uznania dostarczania paliwa gazowego jako nielegalny pobór znalazło się 55 730 odbiorców paliw gazowych, w tym 53 581 odbiorców w gospodarstwach domowych. Dlatego też celem zachowania ciągłości dostaw paliw gazowych do odbiorców została przez Ministra Energii przygotowana zmiana rozporządzenia w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego. Przyjęte rozwiązanie określiło zasady sprzedaży awaryjnej paliw gazowych przez sprzedawcę awaryjnego tj. przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu paliwami gazowymi, do którego wniesiono na pokrycie kapitału zakładowego wkład niepieniężny, o którym mowa w art. 5b¹ ustawy – Prawo energetyczne lub przedsiębiorstwo zintegrowane pionowo o którym mowa w art. 9d ust. 7 pkt 3 lub 4 ustawy. Z uwagi

na szybką potrzebę wdrożenia mechanizmu sprzedaży awaryjnej ustalono wejście w życie wyżej opisanych zmian w dniu następnym po ogłoszeniu rozporządzenia. Dodatkowo rozporządzenie przewiduje możliwość jego stosowania, jeżeli sprzedawca zaprzestanie dostarczania paliw gazowych z powodów leżących po jego stronie jeszcze przed dniem wejścia w życie rozporządzenia.

Niezależnie od postanowień ww. rozporządzenia, w 2018 r. zostały opracowane i wdrożone w sposób kompleksowy postanowienia dotyczące sprzedaży rezerwowej w ustawie o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw z 9 listopada 2018 r.¹²⁰⁾ W postanowieniach ustawy kompleksowo uregulowano instytucję sprzedaży rezerwowej. Osobno został również uregulowany tryb szczególny uruchomienia sprzedaży rezerwowej przewidziany dla odbiorców w gospodarstwach domowych. Postanowienia ww. nowelizacji obowiązują w części od 18 grudnia 2018 r.



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 Świnoujściu¹²¹⁾,
 - 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

¹²⁰⁾ Dz. U. z 2018 r. poz. 2348.

¹²¹⁾ Dz. U. z 2017 r. poz. 2302 z późn. zm.

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

- 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.

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 wy-

maganych ustawą informacji lub dokumentów, Prezes URE niezwłocznie 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, przepisu 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 2018 r. przedsiębiorcy posiadali 318 ważnych koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie przesyłania paliw gazowych, dystrybucji paliw gazowych, obrotu paliwami gazowymi, obrotu gazem ziemnym z zagranicą, skraplania gazu ziemnego i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego oraz magazynowania paliw gazowych.

Prezes URE w 2018 r. realizował obowiązki w zakresie dotyczącym koncesjonowania przedsiębiorstw gazowniczych przy pomocy Departamentu Rynku Paliw Gazowych ([departamentu DRG](#)) oraz [oddziałów terenowych](#)¹²²⁾.

Liczbę koncesji udzielonych w 2018 r. w podziale na poszczególne rodzaje działalności w zakresie paliw gazowych przedstawia poniższa tabela.

Tabela 69. Liczba koncesji udzielonych w 2018 r. i koncesji ważnych na koniec 2018 r.

| Paliwa gazowe | Koncesje udzielone w 2018 r. [szt.] | Koncesje ważne na koniec 2018 r. (dotyczy urzędu jako całości) [szt.] |
|--|-------------------------------------|---|
| Magazynowanie | 0 | 1 |
| Przesyłanie lub dystrybucja | 1 | 57 |
| Obrót | 9* | 197** |
| Obrót gazem ziemnym z zagranicą | 3*** | 55**** |
| Skraplanie gazu ziemnego i regazyfikacja skroplonego gazu ziemnego | 1 | 8 |
| Razem | 14 | 318 |

* W tym 1 koncesja wydana dla podmiotu mającego siedzibę za granicą.

** W tym 28 koncesji wydanych dla podmiotów mających siedzibę za granicą.

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

**** W tym 19 koncesji wydanych dla podmiotów mających siedzibę za granicą.

Źródło: URE.

¹²²⁾ Dane dotyczące działalności oddziałów terenowych prezentowane są w części XI Sprawozdania.

Ponadto w roku sprawozdawczym udzielono 4 promes koncesji na dystrybucję paliw gazowych.

W 2018 r. nastąpił nieznaczny spadek liczby podmiotów posiadających koncesję na obrót paliwami gazowymi (OPG) oraz podmiotów posiadających koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą (OGZ) w stosunku do 2017 r. Spadek liczby koncesjonariuszy był skutkiem m.in. prowadzonych przez Prezesa URE postępowań w sprawie cofnięcia koncesji. W 2018 r. Prezes URE wydał 18 decyzji w sprawie cofnięcia koncesji OPG oraz 5 decyzji w sprawie cofnięcia koncesji OGZ. Część z powyższych decyzji pozostaje nieprawomocna. Jednocześnie w 2018 r. wydanych zostało mniej koncesji OPG aniżeli w 2017 r. Wzrosła natomiast liczba udzielonych koncesji OGZ – w 2018 r. udzielono 3 takie koncesje, wobec 2 udzielonych w 2017 r.

Spadek liczby decyzji udzielających koncesji OPG, jak również spadek liczby wniosków o udzielenie tej koncesji, w dużej mierze spowodowany był zmianami w procedurze koncesjonowania wprowadzonymi tzw. pakietem paliwowo-energetycznym. Natomiast w przypadku koncesji OGZ można przypuszczać, że do spadku liczby wniosków przyczyniły się dodatkowo zmiany funkcjonowania rynku gazu związane z poszerzeniem zakresu obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego. Spośród 28 wniosków o udzielenie koncesji lub promesy koncesji w zakresie paliw gazowych złożonych w 2018 r., 4 z nich zostały w 2018 r. pozostawione bez rozpoznania. Oznacza to, że blisko 15% wniosków nie zostało uzupełnionych w wyznaczonym terminie

w sposób spełniający wszystkie wymagane ustawą warunki.

W 2018 r. zauważalny był także ogólny spadek liczby wniosków o udzielenie koncesji lub promesy koncesji względem liczby tego rodzaju wniosków złożonych w 2017 r. – z 46 wniosków w 2017 r. do 28 wniosków w 2018 r. Wzrosła natomiast liczba wszczętych postępowań w sprawie zmiany koncesji lub cofnięcia koncesji (cofnięcia zarówno z urzędu, jak i na wniosek). Szczególnie zauważalny był wzrost liczby wniosków o zmianę koncesji, który wyniósł aż 66%. Ogólnie liczba postępowań administracyjnych wszczętych w 2018 r. we wszystkich sprawach dotyczących koncesji (udzielenie, zmiana, cofnięcie) wzrosła o ok. 13% względem liczby postępowań wszczętych w 2017 r. – wzrost ze 129 do 146 wszczętych postępowań.

Rok 2018 był pierwszym rokiem w perspektywie ostatnich 5 lat, w którym liczba podmiotów posiadających ważną koncesję OPG zmalała w stosunku do ilości z roku poprzedniego. Na koniec 2018 r. ważne koncesje OPG posiadało 197 podmiotów, natomiast na koniec 2017 r. liczba to wynosiła 200 podmiotów. Spadek o 1,5% w zakresie liczby ważnych koncesji OPG nie wydaje się znaczący, niemniej wpisuje się on w zapoczątkowany w 2017 r. trend wyhamowywania wzrostu liczby koncesjonariuszy posiadających koncesję OPG. W 2017 r. wzrost liczby ważnych koncesji OPG wyniósł bowiem tylko 2%. Od grudnia 2016 r. widoczne jest ustabilizowanie się liczby podmiotów posiadających ważną koncesję OPG na poziomie ok. 200 podmiotów – odpowiednio 196 na koniec 2016 r., 200 na koniec 2017 r. oraz 197 na koniec 2018 r.

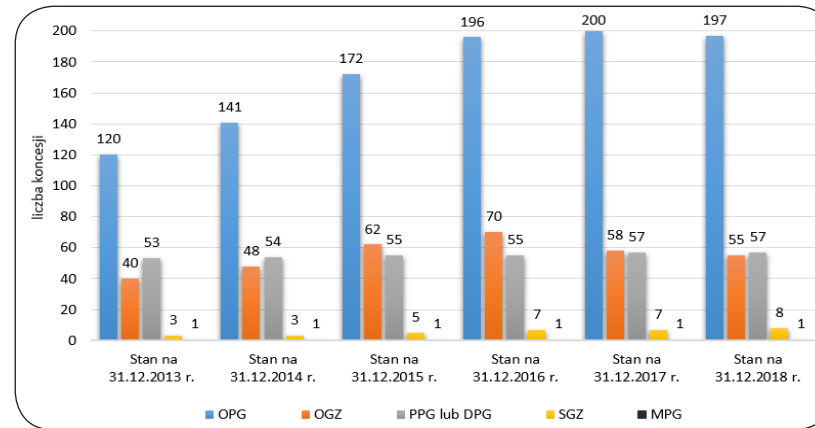
Mimo wyhamowania w ostatnim czasie, spoglądając na liczbę koncesjonariuszy z perspektywy 5 ostatnich lat w dalszym ciągu mamy do czynienia z jej wzrostem. Dla przykładu można wskazać, że na koniec 2013 r. ważne koncesje OPG posiadało 120 podmiotów, natomiast na koniec 2018 r. liczba ta wynosiła 197 podmiotów. Liczba koncesjonariuszy w przeciągu ostatnich 5 lat wzrosła zatem o ponad 60%. W tej perspektywie czasowej wzrost miał miejsce również w przypadku koncesji OGZ – według stanu na 31 grudnia 2013 r. ten rodzaj koncesji posiadało 40 podmiotów, natomiast na koniec 2018 r. ich liczba wyniosła 55.

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. 1/3 wszystkich koncesji OGZ obowiązujących na koniec 2018 r. to koncesje posiadane przez podmioty mające siedzibę za granicą.

W 2018 r. w zakresie koncesjonowania na rynku gazu ziemnego Prezes URE w szczególności:

- dokonał zmiany udzielonej przedsiębiorcy OGP Gaz-System S.A. koncesji na przesyłanie paliw gazowych, poprzez przedłużenie terminu obowiązywania tej koncesji do 6 grudnia 2068 r.,
- cofnął z urzędu koncesję na obrót paliwami gazowymi udzieloną spółce Energetyczne Centrum S.A., działając na podstawie art. 41 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne w związku z art. 58 ust. 2 pkt 1 ustawy o swobodzie działalności

Rysunek 41. Liczba obowiązujących koncesji w sektorze paliw gazowych w latach 2013-2018



Źródło: URE.

gospodarczej, z uwagi na rażące naruszenie warunków określonych w koncesji lub innych warunków wykonywania koncesjonowanej działalności gospodarczej, określonych przepisami prawa. Prezes URE ustalił, w szczególności, że ww. przedsiębiorca wprowadzał odbiorców paliw gazowych w gospodarstwach domowych w błąd, co do warunków dostarczania im tych paliw, a także nie udzielał im pełnych, rzetelnych i wyczerpujących informacji dotyczących ich uprawnień i obowiązków; decyzja nie jest prawomocna,

- wszczął z urzędu postępowanie w sprawie cofnięcia koncesji na obrót paliwami gazowymi udzielonej przedsiębiorcy Prąd i Gaz Sp. z o.o.

z siedzibą w Warszawie. Postępowanie zostało wszczęte na podstawie art. 41 ust. 3 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne z uwagi na podejrzenie wprowadzania odbiorców paliw gazowych w gospodarstwach domowych w błąd co do warunków dostarczania im tych paliw, a także podejrzenie nieudzielania im pełnych, rzetelnych i wyczerpujących informacji dotyczących ich uprawnień i obowiązków, co spowodowało wpływ skarg do Prezesa URE,

- prowadził kilkanaście postępowań w sprawie cofnięcia z urzędu koncesji OPG lub OGZ na podstawie art. 41 ust. 2 pkt 4 ustawy – Prawo energetyczne, bowiem z dokumentów i informacji pozyskanych przez Prezesa URE w wyniku prowadzonych działań monitorujących wynikało, że zachodzi uzasadnione podejrzenie, że koncesjonariusze, wobec których wszczęto ww. postępowania nie dysponują środkami finansowymi w wielkości gwarantującej prawidłowe wykonywanie działalności koncesjonowanej w zakresie obrotu paliwami gazowymi lub obrotu gazem ziemnym z zagranicą; postępowania w wielu przypadkach były kontynuowane w 2019 r.,

- wydał 7 decyzji cofających z urzędu koncesję OPG lub koncesję OGZ na podstawie art. 41 ust. 2 pkt 4 ustawy – Prawo energetyczne ze względu na niedysponowanie przez koncesjonariuszy środkami finansowymi w wielkości gwarantującej prawidłowe wykonywanie działalności koncesjonowanej i brak możliwości ich pozyskania,
- prowadził postępowanie w sprawie zmiany koncesji na magazynowanie paliw gazowych spółki Gas Storage Poland Sp. o.o. w zakresie jej rozszerzenia o nowe, dodatkowe pojemności magazynowe czynne w PMG „Kosakowo”. Postępowanie zostało zakończone w lutym 2019 r. wydaniem decyzji rozszerzającej ww. koncesję o nowe, dodatkowe pojemności magazynowe.

Zmiany koncesji/promes koncesji

W 2018 r. wydano 67 decyzji zmieniających koncesje oraz promesy koncesji w zakresie paliw gazowych, w tym 66 decyzji dotyczyło spraw koncesyjnych, a 1 – zmiany promesy. Względem roku poprzedniego liczba decyzji zmieniających wzrosła o 26%. 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.

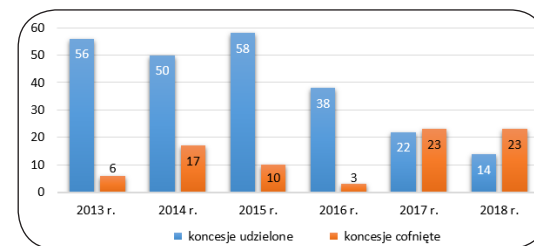
Cofnięcia, uchylecia, stwierdzenia wygaśnięcia koncesji/promes koncesji

W 2018 r. Prezes URE wydał 23 decyzje w sprawie cofnięcia koncesji, z czego 18 dotyczyło koncesji OPG, zaś 5 koncesji OGZ. W zdecydowanej większości przypadków Prezes URE cofnął koncesje działając z urzędu, jedynie w kilku przypadkach postępowania zostały wszczęte na wniosek przedsiębiorców. Część z ww. decyzji cofających pozostaje jednak nieprawomocna. W 7 przypadkach koncesje zostały cofnięte ze względu na niedysponowanie środkami finansowymi w wielkości gwarantującej prawidłowe wykonywanie działalności koncesjonowanej lub brak możliwości ich pozyskania (na podstawie art. 41 ust. 2 pkt ustawy – Prawo energetyczne). Ponadto, wiele spośród ww. 23 decyzji cofających zostało wydane na podstawie art. 41 ust. 2 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne z uwagi na brak podjęcia w wyznaczonym terminie działalności objętej koncesją, mimo wezwania Prezesa URE albo trwałe zaprzestanie wykonywania tejże działalności. Powyższe cofnięcia często związane były z prowadzonymi przez Prezesa URE działaniami monitorującymi. W szczególności, w czerwcu 2018 r. Prezes URE wydał decyzję cofającą koncesję na obrót paliwami gazowymi spółce Energetyczne Centrum S.A. z uwagi na rażące

naruszenie warunków określonych w koncesji lub innych warunków wykonywania koncesjonowanej działalności gospodarczej określonych przepisami prawa. W tej sprawie, na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 21d ustawy – Prawo energetyczne wydany został komunikat Prezesa URE mający na celu ochronę uzasadnionych interesów odbiorców.

W 2018 r. nie wydano decyzji w sprawie uchylecia koncesji lub promesy koncesji, jak również w sprawie stwierdzenia wygaśnięcia koncesji lub promesy w zakresie paliw gazowych.

Rysunek 42. Liczba udzielonych i cofniętych koncesji w sektorze paliw gazowych w latach 2013-2018



Źródło: URE.

Odmowa udzielenia koncesji lub promesy

W 2018 r. Prezes URE wydał 2 decyzje, w których odmówił udzielenia koncesji w zakresie obrotu paliwami gazowymi. 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 wykonywa-

nie działalności oraz nie był w stanie udokumentować możliwości ich pozyskania. W przypadku pozostałych rodzajów koncesji, nie było przypadków odmowy ich udzielenia. Ponadto, w 2018 r. nie zostały wydane odmowy udzielenia promesy koncesji.

Umorzenie, pozostawienie bez rozpatrzenia lub bez rozpoznania

W 2018 r. umorzono 8 postępowań koncesyjnych, w tym także na wniosek strony. Umorzenia dotyczyły wniosków o udzielenie koncesji (1 na obrót i 1 na dystrybucję), zmianę koncesji (2 na dystrybucję i 1 na obrót) oraz cofnięcie koncesji (1 na dystrybucję i 2 na obrót).

W 2018 r. 5 wniosków pozostawiono bez rozpoznania (4 na obrót oraz 1 na obrót gazem z zagranicą). W 4 przypadkach wnioski zostały złożone w 2018 r., natomiast w 1 przypadku wniosek został złożony w 2017 r. Wszystkie wnioski zostały pozostawione bez rozpoznania na podstawie art. 35 ust. 2b ustawy – Prawo energetyczne¹²³⁾.

2.2. Taryfy i warunki ich kształtowania

1 kwietnia 2018 r. weszło w życie nowe rozporządzenie Ministra Energii z 15 marca 2018 r.

¹²³⁾ 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.

w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi¹²⁴⁾, które zastąpiło rozporządzenie z 28 czerwca 2013 r.¹²⁵⁾ Pomimo zniesienia obowiązku zatwierdzania taryf dla odbiorców biznesowych, nowe regulacje zawierają szereg zapisów wymagających uwzględnienia przy kształtowaniu cen i stawek opłat oraz rozliczeń odbiorców, nie tylko w obszarze sprzedaży, ale również dystrybucji, magazynowania i regazyfikacji. W ramach nowych przepisów dodane zostały definicje dystrybucji i przesyłania zwrotnego oraz zmieniono definicję wirtualnego przesyłania zwrotnego. Zmieniono zasady rozliczeń opłat za wstrzymanie i wznowienie dostarczania gazu. Uszczegółowiono zasady ustalania opłat za świadczenie usług regazyfikacji. Zrezygnowano z zapisów dotyczących odrębnej kwalifikacji taryfowej przy wykorzystaniu kilku umów zakupu. Zmieniono zasady rozliczeń przesyłu gazu, rezygnując z opłat zmiennych, wprowadzając zasadę stawki minimalnej dla punktów międzysystemowych oraz zrezygnowano z określenia współczynników korekcyjnych dla przepustowości krótkotermino-

¹²⁴⁾ Dz. U. z 2018 r. poz. 640.

¹²⁵⁾ Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 28 czerwca 2013 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi, które wprowadziło zasadnicze zmiany m.in. w zakresie sposobu ustalania stawek opłat przez przedsiębiorstwa świadczące usługi w zakresie przesyłania paliw gazowych; rodzaju usług oferowanych przez przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem, dystrybucją lub magazynowaniem. Ponadto od 1 sierpnia 2014 r. wprowadziło obowiązek stosowania w rozliczeniach za paliwo gazowe jednostek energii zamiast stosowanych obecnie jednostek objętości.

wych i przerywanych. W przypadku opłat dystrybucyjnych zmieniono zasady rozliczenia dla układów przedpłatowych, rozszerzono zakres kosztów uzasadnionych, obniżono współczynniki korekcyjne dla przepustowości krótkoterminowych. Uszczegółowiono zostały zasady kalkulacji taryf dla usług magazynowania i regazyfikacji, uwzględniając przedłużone procesowe składowanie LNG. W przypadku obrotu wprowadzono mechanizm stosowania maksymalnych cen i stawek opłat, ustalanych zgodnie ze zmienionymi wymaganiami rozporządzenia. Zmieniono część regulacji dotyczących kalkulacji i rozliczenia przyłączenia do sieci. Zmieniono zasady rozliczeń oraz ich korekty.

Nowe przepisy mają na celu wyjaśnienie części wątpliwości, które dotychczas rozstrzygało orzecznictwo i doktryna prawnicza. Pomimo tego, że prawo energetyczne kształtuje wspólnie pewne zasady dla energii elektrycznej, ciepła i gazu, to nowe rozporządzenie wyznacza inny kierunek interpretacji prawnych dla sposobu kształtowania cen i stawek opłat oraz zasad rozliczeń. Część proponowanych zmian wynika z konieczności dostosowania się do nowych wymagań taryfikacji (TAR NC), natomiast niewątpliwie stanowi wyzwanie dla sprzedawców i operatorów, którzy będą musieli dokonać szeregu zmian w obszarze polityki handlowej oraz zasad rozliczeń wraz z koniecznością dostosowania zasad umownych do nowych wymagań.

Kolejną istotną zmianą w przepisach była zmiana wprowadzona przepisami art. 19 ustawy z 6 czerwca 2018 r. o zmianie ustawy o biokomponentach i bio-

paliwach ciekłych oraz niektórych innych ustaw¹²⁶⁾, zgodnie z którą taryfy na przesyłanie paliw gazowych zatwierdzone prawomocną decyzją Prezesa URE przed dniem wejścia w życie art. 47 ust. 5 ustawy zmienianej w art. 4, które przed tym dniem nie zostały wprowadzone do stosowania, stosuje się od 1 stycznia 2019 r. Powyższa zmiana wynikała z dostosowania się do art. 29 i art. 32 lit. a) rozporządzenia NC TAR oraz art. 11 ust. 4 rozporządzenia CAM. W myśl przywołanych przepisów, na 30 dni przed aukcją zdolności przesyłowej rocznej (która odbywa się w pierwszy wtorek lipca), muszą być znane taryfy przesyłowe, które będą obowiązywały w okresie udostępniania produktu, którego dotyczy aukcja.

Taryfy 2018

Spośród prowadzonych w 2018 r. w **centrali URE (departament DRG)** 89 postępowań taryfowych, 68 zakończonych zostało wydaniem decyzji Prezesa URE. Spośród nich, 49 dotyczyło decyzji zatwierdzających przedłożoną taryfę, 7 – decyzji zatwierdzających zmianę taryfy, 2 – zmiany terminu obowiązywania taryfy, 5 – zmiany taryfy i zmiany okresu jej obowiązywania, 3 – umorzenia postępowania w sprawie zatwierdzenia taryfy, 2 – odmowy zatwierdzenia taryfy.

W roku sprawozdawczym prowadzonych było 9 postępowań w sprawie zatwierdzenia lub zmiany taryf ustalonych przez kluczowe przedsiębiorstwa

sektora gazowego, w tym 2 postępowania dotyczyły taryfy przedsiębiorstwa PGNiG OD Sp. z o.o., 2 – PSG Sp. z o.o., 2 postępowania dotyczyły przedsiębiorstwa Gas Storage Poland Sp. z o.o., 1 – Polskiego LNG Sp. z o.o., 1 – OGP Gaz-System S.A. oraz 1 – SGT EuRoPol GAZ 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 nieuzasadnionych ich poziomem.

Rok sprawozdawczy był szczególnym rokiem z uwagi na to, że:

- taryfy ustalane przez przedsiębiorstwa energetyczne w zakresie sprzedaży gazu ziemnego podlegały zatwierdzeniu przez Prezesa URE, w przypadku gdy gaz sprzedawany był do odbiorców w gospodarstwach domowych oraz
- nastąpił istotny wzrost cen paliw gazowych na TGE S.A. (patrz tab. 70).

Zatem z punktu widzenia odbiorców w gospodarstwach domowych kluczowe znaczenie ma taryfa PGNiG OD Sp. z o.o., która dostarcza paliwa gazowe do ponad 90% odbiorców w gospodarstwach domowych. W 2018 r. Prezes URE zatwierdził dwie zmiany taryfy dla ww. przedsiębiorstwa. Wnioski składane przez PGNiG OD Sp. z o.o. dotyczyły podniesienia cen gazu. Główną przyczyną podwyżki był obserwowany od maja 2018 r. istotny wzrost kosztów zakupu gazu ziemnego wysokometanowego nabywanego przez przedsiębiorstwo

na TGE S.A. Jest ona głównym źródłem zakupu tego surowca przez PGNiG OD.

Należy jednak zwrócić uwagę, że mimo wzrostu cen paliw gazowych w 2018 r., to w porównaniu do cen paliw obowiązujących na 31 grudnia 2014 r., nadal ceny te były niższe o ponad 15%. Wynikało to m.in. z praktyki zastosowanej przez Prezesa URE w ostatnich latach, polegającej na zatwierdzaniu taryf w interwałach kwartalnych. Umożliwiło to dostosowanie taryfy PGNiG OD do obniżek cen gazu na TGE S.A., które miały miejsce w tym okresie.

Tabela 70. Cena gazu na TGE S.A.

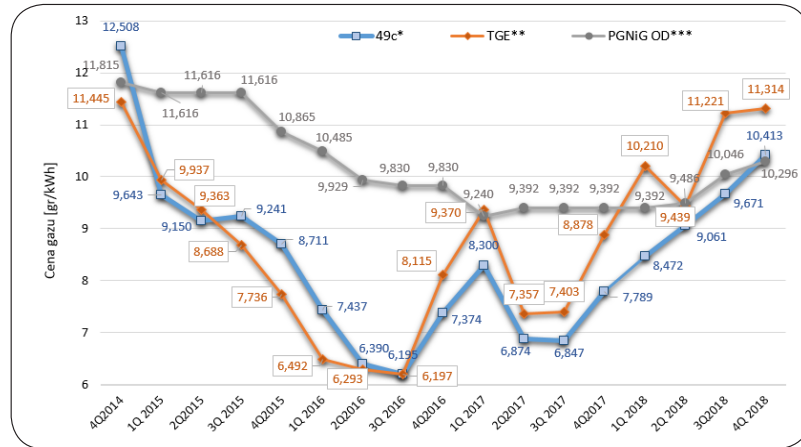
| Średnioważona cena gazu na TGE na RTT [zł/MWh] | | Dynamika [%] |
|---|---------|--------------|
| 2017 r. | 2018 r. | |
| 84,19 | 106,80 | 26,90 |

Źródło: URE.

Taryfy PGNiG OD Sp. z o.o.

W 2018 r. Prezes URE podjął i opublikował dwie decyzje taryfowe w zakresie cen i stawek opłat dla odbiorców w gospodarstwach domowych, stosowanych przez przedsiębiorstwo PGNiG OD Sp. z o.o.: pierwszą w zakresie zmiany taryfy i zmiany okresu jej obowiązywania, drugą – w zakresie zmiany taryfy. Pierwsza decyzja – podjęta przez Prezesa URE i opublikowana w Biuletynie URE 14 marca 2018 r., weszła w życie 1 kwietnia 2018 r. Druga natomiast – podjęta 25 lipca 2018 r. i opublikowana 26 lipca 2018 r. – weszła w życie 10 sierpnia 2018 r.

¹²⁶⁾ Dz. U. z 2018 r. poz. 1356.

Rysunek 43. Ceny gazu ziemnego w latach 2014-2018

* Średnie kwartalne ceny zakupu gazu ziemnego z zagranicy, publikowane na mocy art. 49c ustawy – Prawo energetyczne.

** Średnie kwartalne ceny obliczone na podstawie średnioważonych miesięcznych cen na TGE na RDN.

*** Ceny paliw gazowych zatwierdzane przez Prezesa URE w taryfach PGNiG OD Sp. o.o.

Źródło: URE.

Zatwierdzona 14 marca 2018 r. zmiana taryfy nr 6 wskazanego przedsiębiorstwa dotyczyła zarówno zmiany cen, jak również zmiany okresu obowiązywania – poprzez jej wydłużenie do 31 grudnia 2018 r. W związku z ogłoszeniem 9 lutego 2018 r. komunikatu Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego w sprawie wysokości przeciętnego wynagrodzenia w gospodarce narodowej w 2017 r., które stanowi podstawę ustalenia wysokości bonifikat za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców, ich wartość została

również dostosowana. Natomiast ceny paliw (jako towaru) zostały podwyższone o 1% ze względu na wzrost kosztów zakupu gazu ziemnego wysokometanowego, nabywanego na TGE S.A. Nastąpił wzrost średnich cen w obrocie o 0,9% zarówno dla gazu wysokometanowego, jak i dla gazów zaazotowanych. Stawki opłat abonamentowych pozostały na niezmiennym dotychczas poziomie.

25 lipca 2018 r. zatwierdzona została druga zmiana taryfy nr 6 przedsiębiorstwa PGNiG OD Sp. z o.o. Powodem była nieprzewidziana istotna zmiana warunków wykonywania działalności, polegająca na wzroście

kosztów zakupu gazu ziemnego wysokometanowego, nabywanego na TGE S.A.

Ceny gazu jako towaru zostały podwyższone o 5,9% w stosunku do taryfy obowiązującej. Z uwagi na to, że stawki opłat abonamentowych pozostały na niezmiennym dotychczas poziomie, wzrost średnich płatności w obrocie wzrósł o 5,3% zarówno dla gazu wysokometanowego, jak i zaazotowanego.

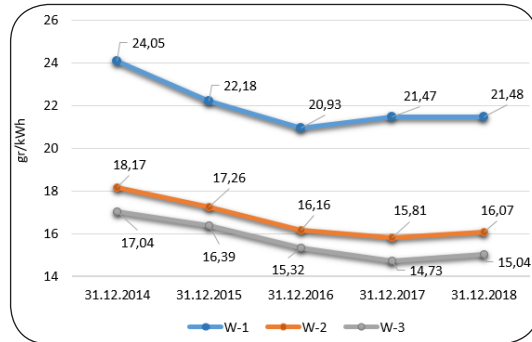
Wzrost średnich miesięcznych płatności dla odbiorców w gospodarstwach domowych

obsługiwanych przez PGNiG OD Sp. z o.o. przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PSG Sp. z o.o. w 2018 r. przedstawia się następująco:

- dla odbiorców zakwalifikowanych do grupy W-1 zużywających paliwo gazowe do przygotowania posiłków, dla średniego rocznego zużycia w kraju wynoszącego 1 312 kWh wyniósł (+)0,1%, co oznacza wzrost średniomiesięcznych płatności o 0,03 zł,
- dla odbiorców zakwalifikowanych do grupy W-2 zużywających paliwo gazowe do przygotowywania posiłków i podgrzania wody, dla średniego rocznego zużycia w kraju wynoszącego 7 367 kWh wyniósł (+)1,7%, co oznacza wzrost średniomiesięcznych płatności o 1,61 zł,
- dla odbiorców zakwalifikowanych do grupy W-3 zużywających paliwo gazowe do przygotowywania posiłków i podgrzania wody oraz do ogrzewania pomieszczeń, dla średniego rocznego zużycia w kraju wynoszącego 22 339 kWh wyniósł (+)1,9%, co oznacza wzrost średniomiesięcznych płatności o 5,29 zł.

Mimo wzrostu miesięcznych płatności w 2018 r., miesięczna płatność dla powyższych odbiorców w porównaniu do płatności obowiązującej na 31 grudnia 2014 r. spadła dla średniego statystycznego zużycia przez odbiorców. Dla odbiorców grup W-1, W-2 i W-3 średniomiesięczny spadek wyniósł (-) 10,8%, (-) 11,6% i (-) 11,8%, tj. odpowiednio (-) 2,80 zł, (-) 12,84 zł i (-) 37,58 zł.

Rysunek 44. Jednostkowa płatność dla odbiorców w gospodarstwach domowych w latach 2014-2018



Źródło: URE.

Taryfa Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

25 stycznia 2018 r. została zatwierdzona i opublikowana w Biuletynie URE taryfa nr 6 PSG Sp. z o.o. dla usług dystrybucji paliw gazowych i usług regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego na okres do 31 grudnia 2018 r. Na jej mocy, średnia opłata za usługę dystrybucji spadła o ponad 7%. Dodatkowo, w ramach decyzji ujednociono kryteria kwalifikacji odbiorców do grup taryfowych o ciśnieniu powyżej 0,5 MPa dla gazu Lw. Ponadto ujednociono stawki opłat za przyłączenie do sieci, zarówno ryczałtowe za przyłącze do 15 m, jak i za każdy metr powyżej 15 m. Zrównanie stawek zostało dokonane na poziomie najniższych stawek, tj. stawek obszaru tarnowskiego, powiększonych o 3%. Przedmio-

towa taryfa została wprowadzona do stosowania 1 marca 2018 r.

Następnie 14 września 2018 r. została zatwierdzona i opublikowana zmiana taryfy nr 6 PSG Sp. z o.o. Powodem była okoliczność przewidziana w § 46 rozporządzenia taryfowego, tj. nabycie sieci gazowej od przedsiębiorstwa energetycznego, wykonującego działalność gospodarczą w zakresie przesyłania paliw gazowych. W ramach tej zmiany przedsiębiorstwo dostosowało również zapisy swojej taryfy do zapisów rozporządzenia Ministra Energii z 15 marca 2018 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi, a także zmieniło wysokość bonifikat z tytułu niedotrzymania standardów jakościowych obsługi odbiorców. Ponadto w taryfie pojawiły się postanowienia dotyczące prowadzenia rozliczeń w oparciu o tzw. układy przedpłatowe a stawki opłat za przyłączenie do sieci dla odbiorców z grupy przyłączeniowej B zostały obniżone.

Taryfa Gas Storage Poland Sp. z o.o.

Taryfa 1/2018 w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego dla przedsiębiorstwa Gas Storage Poland Sp. z o.o. [GSP], została zatwierdzona 13 kwietnia 2018 r. na okres 12 miesięcy od dnia wprowadzenia jej do stosowania. W lipcu 2018 r. taryfa GSP została zmieniona w związku ze zmianą kosztów zakupu usług przesyłowych, wynikającą z zatwierdzenia taryfy Operatora Systemu Przesyłania – OGP Gaz-System S.A. i wzrostem kosztów zakupu gazu.

Oprócz usług oferowanych w poprzednim roku magazynowym, tj. usług pakietowych i rozdzielonych, oferowanych na warunkach ciągłych i przerywanych, na podstawie umowy długo- lub krótkoterminowej, taryfa 1/2018 wprowadziła dwa nowe produkty: pakiet 90/40 (usługa gwarantująca czas zatłoczenia – 90 dni i czas odbioru – 40 dni) i pakiet UM Reverse (usługa umożliwiająca zatłaczanie w okresie odbioru gazu z instalacji magazynowej i odbiór w okresie zatłaczania gazu do instalacji magazynowych).

Wielkość pakietu pozostała na poziomie 1 000 MWh pojemności czynnej. Parametry techniczne, tj. moc zatłaczania i odbioru przypisane do poszczególnych pakietów również nie uległy zmianie.

Taryfa OGP Gaz-System S.A.

Od 1 stycznia 2018 r. w rozliczeniach z tytułu świadczonych przez OGP Gaz-System S.A. usług przesyłania paliw gazowych stosowana była taryfa nr 11, zatwierdzona decyzją Prezesa URE z 29 listopada 2017 r. na okres do 31 grudnia 2018 r.

Konieczność wcześniejszego zatwierdzenia taryfy 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, nie później niż 30 dni przed rozpoczęciem okresu taryfowego.

2 lutego 2018 r. OGP Gaz-System S.A. został wezwany do przedłożenia wniosku o zatwierdzenie taryfy nr 12 dla usług przesyłania paliw ga-

zowych (na 2019 r.). Stosowny wniosek został przedłożony 29 marca 2018 r. Decyzją z 1 czerwca 2018 r. Prezes URE zatwierdził *Taryfę dla usług przesyłania paliw gazowych nr 12* na okres do 31 grudnia 2019 r.¹²⁷⁾

Powyższy – znacznie wcześniejszy – termin zatwierdzenia taryfy nr 12 wynikał z przepisów art. 29 i art. 32 lit. a) rozporządzenia NC TAR oraz art. 11 ust. 4 rozporządzenia CAM. W myśl przywołanych przepisów, na 30 dni przed aukcją zdolności przesyłowej rocznej (która odbywa się w pierwszy poniedziałek lipca – art. 11 ust. 4 NC CAM), muszą być znane taryfy przesyłowe, które będą obowiązywały w okresie udostępniania produktu, którego dotyczy aukcja.

Przepisy ustawy – Prawo energetyczne, obowiązujące w dniu zatwierdzenia ww. taryfy (art. 47 ustawy), uniemożliwiały jednak wprowadzenie zatwierdzonej taryfy do stosowania po upływie 45 dni od dnia jej zatwierdzenia. Konieczne było zatem dostosowanie przepisów Prawa energetycznego, pozwalające na wprowadzenia taryfy zatwierdzonej w trybie określonym przez NC TAR do stosowania w terminie późniejszym niż 45 dni od jej opublikowania. Niezbędne zmiany w tym zakresie zostały ostatecznie wprowadzone przepisami: art. 4 (zmiana w art. 47 ustawy – Prawo energetyczne) i art. 19 (przepis przejściowy) ustawy z 6 czerwca 2018 r. o zmianie ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz niektórych innych ustaw.

Ustalona przez OGP Gaz-System S.A. taryfa zapewniała pokrycie planowanych kosztów wraz z uzasadnionym zwrotem z zaangażowanego kapitału. Taryfa ta została skalkulowana stosownie do wymagań rozporządzenia Ministra Energii z 15 marca 2018 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi. Stawki opłat przesyłowych zostały ustalone na wejściach oraz wyjściach do/z systemu przesyłowego (dla gazu ziemnego wysokometanowego i zaazotowanego), w tym dla gazu ziemnego wysokometanowego również na wejściach oraz wyjściach do/z podziemnych magazynów gazu.

W taryfie na 2019 r. udział przychodów uzyskiwanych z opłat stałych, zarówno dla gazu wysokometanowego, jak i zaazotowanego, wyniósł 100%, co stanowiło zmianę w porównaniu do taryfy obowiązującej w 2018 r., w kalkulacji której uwzględniono 10-procentowy udział przychodów z opłat zmiennych. Rozwiązanie to ma zapewnić stabilność przychodów operatora systemu przesyłowego, istotną w sytuacji prowadzenia znacznych inwestycji w systemie przesyłowym. Natomiast utrzymano dotychczasowy podział przychodu na punkty wejścia i wyjścia w proporcji 45/55. Stawki na punktach wejścia i wyjścia do/z magazynów zostały ustalone także z zachowaniem zasady zastosowanej w taryfie nr 11, tzn. stawki te wynoszą 20% stawek przesyłowych na punktach wejścia i wyjścia do/z sieci przesyłowej gazu ziemnego wysokometanowego innych niż magazyny. Na punkcie wejścia do systemu przesyłowego z terminalu

LNG utrzymano zastosowany w poprzedniej taryfie upust w wysokości 100%, dzięki czemu nie są pobierane opłaty za wprowadzenie gazu do systemu przesyłowego w tym punkcie.

Taryfa EuRoPol GAZ S.A.

4 czerwca 2018 r. została zatwierdzona taryfa za usługi przesyłania gazu ziemnego wysokometanowego ustalona przez SGT EuRoPol GAZ S.A. na okres do 31 grudnia 2019 r. Taryfa ta została opublikowana 4 czerwca 2018 r. w Biuletynie Branżowym URE – Paliwa gazowe nr 34 (1 128).

Podobnie jak w przypadku taryfy OGP Gaz-System S.A., obowiązek jej zatwierdzenia z tak dużym wyprzedzeniem wprowadziły przepisy art. 29 i art. 32 lit a) rozporządzenia NC TAR. Jak wskazano powyżej (patrz taryfa OGP Gaz-System S.A.) z przepisów tych wynika, że publikacja m.in. stawek opłat przesyłowych dla najbliższego roku gazowego (2018/19) powinna mieć miejsce nie później niż 30 dni przed coroczną aukcją zdolności rocznej, która od 2018 r. zasadniczo odbywa się w pierwszy poniedziałek lipca każdego roku.

Taryfa SGT EuRoPol GAZ S.A. zatwierdzona w czerwcu 2018 r. nie została jednak wprowadzona do stosowania na skutek odwołania wniesionego od decyzji zatwierdzającej tę taryfę do SOKiK przez część zarządu EuRoPol GAZ S.A. Stosowny komunikat Prezesa URE został opublikowany 19 czerwca 2018 r. w Biuletynie Branżowym URE – Paliwa gazowe nr 37 (1 131).

¹²⁷⁾ <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/paliwa-gazowe/3638,Taryfy-opublikowane-w-2018-r.html>

Taryfa Polskie LNG S.A.

Od 1 stycznia 2018 r. w rozliczeniach z tytułu świadczonych przez Polskie LNG S.A. – operatora Terminalu LNG im. Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu – usług regazyfikacji LNG oraz usług dodatkowych stosowana była taryfa nr 3, zatwierdzona decyzją Prezesa URE z 14 grudnia 2017 r. na okres 12 miesięcy od dnia wprowadzenia do stosowania¹²⁸⁾.

29 sierpnia 2018 r. przedsiębiorstwo zostało wezwane do przedłożenia wniosku o zatwierdzenie taryfy dla usług regazyfikacji LNG nr 4. Stosowny wniosek został przedłożony 4 października 2018 r. Decyzją z 17 grudnia 2018 r. Prezes URE zatwierdził *Taryfę dla usług regazyfikacji LNG nr 4* na okres 12 miesięcy od dnia wprowadzenia taryfy do stosowania¹²⁹⁾, co zgodnie z informacją przekazaną przez Polskie LNG S.A. do urzędu nastąpiło to 1 stycznia 2019 r.

Zatwierdzenie taryfy skutkowało wzrostem średniej stawki za usługi regazyfikacji o 2,9% w porównaniu do średniej stawki obliczonej na podstawie taryfy obowiązującej (dla wartości mocy umownej i ilości gazu po regazyfikacji przyjętych do kalkulacji zatwierdzonej taryfy), natomiast stawka za przeladunek gazu LNG na autocysterny wzrastała o 1,7%. Wynikało to z planowanego wzrostu przychodu regulowanego w porównaniu do przychodu dla taryfy nr 3 (o 7%), na który w głównej mierze

składał się wzrost kosztu zakupu energii elektrycznej, uprawnień do emisji CO₂, oraz kosztów związanych z planowanym zwiększeniem zakresu usług świadczonych przez Terminal. W kalkulacji taryfy został również uwzględniony planowany wzrost ilości gazu po regazyfikacji w porównaniu do ilości przyjętej do taryfy nr 3.

W taryfie nr 4, podobnie jak w taryfie poprzedniej, zostały ustalone stawki opłat (stałej i zmiennej) 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 w zakresie przeladunku LNG na autocysterny. Usługi regazyfikacji LNG mogą być świadczone jako długoterminowe – w okresie dłuższym niż rok oraz usługi krótkoterminowe – w okresie co najmniej jednej doby gazowej. Ponadto, taryfa zawiera stawki opłat za usługi rozdzielone, tj.: rozdzielone procesowe składowanie LNG oraz rozdzieloną moc umowną regazyfikacji, które będą świadczone w uzupełnieniu do usług pakietowych.

Statystyka ilościowa prowadzonych postępowań w oddziałach terenowych

Ogółem, w zakresie taryf dla paliw gazowych, w **oddziałach terenowych** w 2018 r. rozpoznawano 39 wniosków, z czego 30 zakończyło się wydaniem decyzji, a 9 nie zostało zakończonych do 31 grudnia 2018 r. W okresie sprawozdawczym oddziały terenowe z upoważnienia Prezesa URE zatwier-

dziły 23 taryfy na paliwa gazowe, dokonały zmian 4 taryf, w tym w 2 przypadkach w zakresie zmiany okresu ich obowiązywania. W 1 przypadku oddział terenowy odmówił zatwierdzenia taryfy. Ponadto, 2 z toczących się postępowań zakończyło się ich umorzeniem.

Przedsiębiorstwa energetyczne w 2018 r. wystąpiły do Prezesa URE o zatwierdzenie cen i stawek opłat paliw gazowych wyższych od ostatnio stosowanych średnio o 0,18%. W wyniku działań regulacyjnych prowadzonych przez oddziały terenowe w trakcie postępowań o zatwierdzenie taryf dla paliw gazowych, ostateczny wskaźnik spadku ukształtował się na poziomie 3,96%.



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 magazyno-

¹²⁸⁾ <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/paliwa-gazowe/3506,Taryfy-opublikowane-w-2017-r.html>

¹²⁹⁾ <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/paliwa-gazowe/3638,Taryfy-opublikowane-w-2018-r.html>

wania 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 repre-

zentacji 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 wykroczyłyby 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 gazo-

wych. Zgodnie z art. 9d ust. 7 ww. ustawy obowiązek wydzielenia prawnego i organizacyjnego OSD gazowego nie dotyczy przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo obsługującego mniej niż 100 tys. odbiorców przyłączonych do systemu dystrybucyjnego gazowego wchodzącego w skład tego przedsiębiorstwa, jeżeli sprzedaż paliw gazowych przez to przedsiębiorstwo w ciągu roku nie przekracza 150 mln m³, a także przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo obsługującego mniej niż 100 tys. 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, wytwa-

rzaniem 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 wykroczyłyby 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 2018 r. Prezes URE wyznaczył 2 OSD gazowych oraz 1 operatora systemu skraplania gazu ziemnego (OSGZ), jak również wydał 8 decyzji

dotyczących zmiany decyzji operatorskich, stwierdził wygaśnięcie 1 decyzji w sprawie wyznaczenia OSD oraz umorzył 2 postępowania operatorskie. Zmiany decyzji operatorskich dotyczyły zarówno operatorów podlegających zasadom *unbundlingu*, jak i operatorów zwolnionych ze stosowania tych zasad.

Według stanu na 31 grudnia 2018 r., na rynku paliw gazowych funkcjonowali następujący operatorzy:

- 1 operator systemu przesyłowego gazowego,
- 55 operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych (w tym 1 prawnie wydzielony),
- 1 operator systemu magazynowania,
- 8 operatorów systemów skraplania gazu ziemnego.

Na terytorium kraju funkcjonuje jeden operator systemu przesyłowego, którym jest jednoosobowa spółka Skarbu Państwa OGP Gaz-System S.A. Działalność OSP obejmowała w 2018 r. zarządzanie krajowym systemem przesyłowym stanowiącym własność OGP Gaz-System S.A., na podstawie decyzji Prezesa URE wyznaczającej spółkę operatorem systemu przesyłowego. Decyzją z 6 grudnia 2018 r. Prezes URE przedłużył okres wyznaczenia OGP Gaz-System S.A. na OSP do 6 grudnia 2068 r. Spółka prowadzi swoją działalność w oparciu o koncesję na przesyłanie paliw gazowych obowiązującą do 6 grudnia 2068 r. Przedłużenie zarówno decyzji operatorskiej, jak i decyzji koncesyjnej nastąpiło na wniosek ww. przedsiębiorcy złożony w związku z jego zaangażowaniem w budowę międzysystemowego gazociągu bałtyckiego (Baltic Pipe) stanowiącego połączenie systemów przesyłowych Rzeczypospolitej Polskiej i Królestwa Danii.

OGP Gaz-System S.A. pełni ponadto funkcję operatora systemu przesyłowego na polskim od-

cinu 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 kraju, według stanu na 31 grudnia 2018 r., funkcjonował 1 OSD gazowy podlegający wymogom prawnego i funkcjonalnego *unbundlingu*. Tym podmiotem była PSG Sp. z o.o. należąca do GK PGNiG S.A. Spółka ta wykonuje działalność gospodarczą polegającą na dystrybucji paliw gazowych sieciami dystrybucyjnymi o ciśnieniu niskim, średnim i wysokim na potrzeby odbiorców zlokalizowanych na terytorium Polski. Ponadto 54 przedsiębiorstwa energetyczne wykonywały funkcje OSD w zakresie nie podlegającym wydzieleniu prawnemu (*vide* – art. 9d ust. 7 ustawy).

W 2018 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 2018 r. Gas Storage Poland 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 Krośnice 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 2018 r. pojemność magazynowa czynna ww. PMG wynosiła łącznie 2 985,35 mln m³.

W grudniu 2018 r. OSM wystąpił z wnioskiem o zmianę decyzji koncesyjnej poprzez rozszerzenie jej zakresu o nowe, dodatkowe pojemności magazynowe czynne w PMG „Kosakowo”. Decyzją zmieniająca koncesję MPG i tym samym umożliwiającą wykonywanie funkcji OSM na nowych, dodatkowych pojemnościach magazynowych PMG „Kosakowo” została wydana w lutym 2019 r.

Według stanu na 31 grudnia 2018 r., Prezes URE wydał 8 decyzji przyznających status opera-

tora 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., Pan Stanisław Andrysiewicz prowadzący działalność gospodarczą pod firmą Zakład Budowlany – Stanisław Andrysiewicz, 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 może 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.

Do ustawy – Prawo energetyczne implemmentowano 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 UE. 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 2018 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 2018 r. Prezesa URE monitorował działania OSP mające na celu spełnienie zalecenia wskazanego w opinii KE oraz w decyzji certyfikacyjnej z 19 maja 2015 r. oraz monitorował, 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 dokumenty korporacyjne.

W listopadzie 2018 r. Prezes URE, działając na podstawie art. 9h¹ ust. 12 w związku z art. 9h¹ ust. 7 i ust. 11 ustawy – Prawo energetyczne, wszczął z urzędu postępowanie administracyjne względem OGP Gaz-System S.A. w sprawie określenia kryteriów z art. 9h¹ ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne, które nie są spełnione oraz wyznaczenia terminu na podjęcie działań mających na celu spełnienie tych kryteriów. Postępowanie dotyczy pełnienia przez OGP Gaz-System S.A. funkcji OSP na polskiej części gazociągu jamalskiego i związane jest z brakiem realizacji zalecenia wskazanego w ww. decyzji certyfikacyjnej z 19 maja 2015 r. Postępowanie było kontynuowane w 2019 r.

Również w listopadzie 2018 r. Prezes URE, działając na podstawie art. 9h ust. 14 w związku z art. 9h¹ ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne, wszczął z urzędu postępowanie administracyjne w sprawie zobowiązania przedsiębiorcy SGT EuRoPol GAZ S.A. do podjęcia działań mających na celu spełnienie przez wyznaczonego na sieci SGT EuRoPol GAZ S.A. operatora systemu przesyłowego warunków, o których mowa w art. 9h¹ ust. 7 pkt 2-4 ustawy – Prawo energetyczne oraz wyznaczenia terminu na ich podjęcie. Postępowanie było kontynuowane w 2019 r.



5. Monitorowanie funkcjonowania operatorów

5.1. Monitorowanie wypełniania zadań przez operatorów systemów dystrybucyjnych, skraplania gazu ziemnego i magazynowych w zakresie warunków dostępu do sieci i instalacji

Monitorowanie wypełniania zadań przez operatora systemu dystrybucyjnego – PSG Sp. z o.o.

W 2018 r. PSG Sp. z o.o. świadczyła usługę dystrybucji paliwa gazowego na zasadach ciągłych i przerywanych. Poniższa tabela przedstawia wolumen paliwa transportowanego przez PSG oraz liczbę punktów poboru.

Tabela 71. Wolumen paliwa gazowego transportowanego przez PSG Sp. z o.o. oraz ilość punktów poboru w 2018 r.

| Rodzaj danej | Usługa dystrybucji paliw gazowych na zasadach | |
|------------------------------|---|--------------|
| | ciągłych | przerywanych |
| Wolumen [TWh] | 124,695 | 0,005 |
| Liczba punktów poboru [szt.] | 7 044 516 | 3 |

Źródło: Opracowanie PSG Sp. z o.o.

PSG Sp. z o.o. wypełnia obowiązki, o których mowa w art. 39 ust. 1 rozporządzenia BAL, tzn. przekazuje OSP działającemu na obszarze bilansowania gazu E i Lw informacje, które są niezbędne do celów przedstawiania informacji użytkownikom sieci na mocy tego aktu. Informacje te obejmują ilości dostarczane do systemu dystrybucyjnego i ilości odbierane z systemu dystrybucyjnego. Przekazywanie informacji odbywa się w procesie alokacji operatywnych i rozliczeniowych opisanych w IRiESP i IRiESD PSG Sp. z o.o. oraz w ramach pełnienia przez PSG Sp. z o.o. obowiązków podmiotu odpowiedzialnego za prognozowanie. Informacje są przedstawiane OSP w terminie umożliwiającym OSP przekazanie tych informacji użytkownikom sieci. Przedmiotowe terminy zostały określone w IRiESP oraz IRiESD PSG Sp. z o.o.

Stosownie do art. 40 rozporządzenia BAL PSG Sp. z o.o. pozyskuje i przekazuje do OSP alokacje operatywne i rozliczeniowe na potrzeby OSP w celu określenia niezbilansowania użytkowników systemu. PSG Sp. z o.o. przekazuje codziennie do OSP dane dotyczące ilości paliwa gazowego w kWh dla systemu gazu E i Lw w punktach wyjścia i wejścia

z/do systemu przesyłowego będących punktami wejścia i wyjścia do/z systemu dystrybucyjnego.

PSG w ciągu doby wykonuje i wysyła do OSP alokacje:

- do godziny 10:00 alokacje za poprzednią dobę gazową,
- do godziny 12:00 alokacje za 4 godziny bieżącej doby gazowej,
- do godziny 16:00 alokacje za 8 godzin bieżącej doby gazowej.

Realizując obowiązki wynikające z rozporządzenia BAL PSG Sp. z o.o. wykonuje i wysyła do OSP alokacje rozliczeniowe za poprzedni miesiąc w terminie 7 dni roboczych po zakończeniu miesiąca, którego alokacje dotyczą.

Zakres przekazywanych danych w trybie operatywnym i rozliczeniowym obejmuje: ilości wprowadzone do systemu dystrybucyjnego w punktach wyjścia z sieci przesyłowej, ilości wprowadzone w źródłach przyłączonych do systemu dystrybucyjnego, ilości pobrane przez OSD na zużycie własne, ilości pobrane przez użytkowników systemu w punktach mierzonych codziennie i ilości określone według profili do alokacji w punktach mierzonych rzadziej niż codziennie.

W związku z obowiązkiem wynikającym z art. 42 ust. 3 rozporządzenia BAL, dotyczącym prognozowania mierzonych rzadziej niż codziennie ilości odbieranych przez użytkowników sieci, spółka – jako podmiot odpowiedzialny za prognozowanie – opracowała metodę szacowania dobowych ilości gazu ziemnego odbieranych przez poszczególnych użytkowników systemu dystrybucyjnego. W sierpniu 2016 r. został przygotowany dokument

pn. „Metoda prognozowania mierzonych rzadziej niż codziennie ilości odbieranych przez użytkowników sieci” opisujący metodologię prognozowanych ilości gazu. Dokument ten został opublikowany na stronie internetowej PSG Sp. z o.o. Wdrożenie metody prognozowania ilości paliwa gazowego zostało poprzedzone konsultacjami z OSP oraz konsultacjami rynkowymi z użytkownikami systemu, ZUP i ZUD.

Danymi wejściowymi wykorzystywanymi do prognozowania zastosowanymi w wyżej wymienionej metodzie są:

- dane o ilościach paliwa gazowego wprowadzonego do systemu dystrybucyjnego z systemu przesyłowego; dane pozwalają uwzględnić zmienność poboru z uwagi na dni tygodnia i okresy świąteczne,
- dane dotyczące prognozowanych ilości paliwa gazowego wprowadzonego do systemu dystrybucyjnego z systemu przesyłowego; dane pozwalają uwzględnić zmienność poboru z uwagi na dni tygodnia i okresy świąteczne,
- dane o ilości aktywnych na dzień bieżący punktów poboru mierzonych rzadziej niż codziennie oraz ich prognozowany stan na dzień następny, dla każdej grupy taryfowej i każdego zleceniodawcy usługi dystrybucji,
- prognoza dobowa gazowego zapotrzebowania grzewczego na dobę bieżącą (LDG DI i LDG DII) i następną (LDG D+1), uwzględniająca prognozowane temperatury oraz wielkości zużycia paliwa gazowego w zależności od poprzedzających dni tygodnia; dane pozwalają uwzględnić zmienność poboru z uwagi na zmianę temperatury zewnętrznej,

- profile wyliczone na podstawie modelu statystycznego uwzględniającego historyczne zapotrzebowania na paliwo gazowe dla każdej z grup taryfowych; dane pozwalają uwzględnić typ odbiorcy.

PSG Sp. z o.o. realizuje obowiązek składania prognoz w niżej wymienionych terminach:

- do godz. 12:00 w dobie poprzedzającej dobę gazową, której prognoza dotyczy,
- do godz. 13:00 w trakcie trwania doby gazowej, której prognoza dotyczy,
- do godz. 19:00 w trakcie trwania doby gazowej, której prognoza dotyczy.

Stosownie do art. 42 ust. 3 rozporządzenia BAL PSG Sp. z o.o. przygotowała dokument „Sprawozdanie Podmiotu Odpowiedzialnego za Prognozowanie w sprawie dokładności prognoz mierzonych rzadziej niż codziennie ilości odbieranych przez użytkowników sieci” za okres wrzesień 2016 – sierpień 2018. Sprawozdanie zawiera podsumowanie procesu wyznaczenia PSG Sp. z o.o. podmiotem odpowiedzialnym za prognozowanie, opis metodologii prognozowania, ocenę wyników prognozowania oraz plany na przyszłość. Dokument został opublikowany na stronie internetowej PSG Sp. z o.o. we wrześniu 2018 r. Spółka wskazała w nim, że wyniki alokacji rozliczeniowej w okresie obejmującym sprawozdanie wykazują znaczące rozbieżności w stosunku do prognoz ilości mierzonych rzadziej niż codziennie. O ile w miesiącach zimowych różnice nie są bardzo duże, to przykładowo w czerwcu, lipcu i sierpniu 2018 r. skala błędnych prognoz wy-

niosła ok. 70-80%¹³⁰⁾. W ocenie Prezesa URE taka skala błędów w prognozowaniu wymaga wprowadzenia szeregu zmian, w tym m.in. do IRiESD, które będą zapobiegać w przyszłości powstaniu tak znaczących rozbieżności. Poprawa obecnej sytuacji może również wymagać wprowadzenia zmian do obowiązujących przepisów prawa.

Ponadto PSG Sp. z o.o. zapewnia ochronę sensytywnych informacji handlowych zgodnie z art. 9c ust. 4a ustawy – Prawo energetyczne, przepisów obowiązującego programu zgodności oraz regulacji wewnętrznej pn. „Instrukcja ochrony sensytywnych informacji handlowych”. Nadzór nad przestrzeganiem zasad ochrony danych sensytywnych w spółce sprawuje inspektor ds. zgodności.

Spółka wypełnia obowiązek współpracy z innymi operatorami systemów gazowych lub przedsiębiorstwami energetycznymi w celu niezawodnego i efektywnego funkcjonowania systemów gazowych, systemów gazowych wzajemnie połączonych oraz skoordynowania ich rozwoju zgodnie z art. 9c ust. 1 pkt 5 ustawy – Prawo energetyczne poprzez:

- zawieranie z operatorami systemów współpracujących porozumień międzyoperatorskich określających warunki ich współpracy,
- wprowadzanie procedur postępowania na wypadek wystąpienia zaburzeń w dostarczaniu

¹³⁰⁾ Sprawozdanie Podmiotu Odpowiedzialnego za Prognozowanie w sprawie dokładności prognoz mierzonych rzadziej niż codziennie ilości odbieranych przez użytkowników sieci, wrzesień 2018, s. 103, <https://www.psgaz.pl/documents/21201/-404516/Sprawozdanie+Podmiotu+Odpowiedzialnego+za+Prognozowanie+licznikow>

gazu ziemnego na podstawie art. 49 ustawy o zapasach, określających obowiązki w przypadkach zagrożenia bezpieczeństwa dostarczenia paliwa gazowego oraz nieprzewidzianego wzrostu zużycia gazu ziemnego przez odbiorców, wystąpienia zakłóceń w dostawach gazu ziemnego i wystąpienia sytuacji awaryjnej w instalacji odbiorcy lub dostawcy,

- zawieranie międzyoperatorskich umów dystrybucyjnych wraz z załącznikami technicznymi, określających szczegółowe warunki współpracy pomiędzy PSG Sp. z o.o. a operatorem systemu dystrybucyjnego współpracującego.

PSG Sp. z o.o. wypełnia obowiązki ochrony danych pomiarowych dotyczących odbiorców końcowych, u których operator zainstalował liczniki zdalnego odczytu, przyłączonych do sieci operatora, na zasadach określonych w przepisach o ochronie danych osobowych stosownie do art. 9c ust. 5a ustawy – Prawo energetyczne.

PSG sp. z o.o. do chwili obecnej nie dokonała przyłączenia do sieci dystrybucyjnej instalacji biogazu rolniczego. W trakcie realizacji są dwie zawarte umowy o przyłączenie biogazowni.

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 Swarżów oraz PMG Brzeźnica,
- PMG Wierzchowice.

Tab. 72 zawiera zestawienie pojemności czynnej instalacji magazynowych w 2018 r.

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 2018 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 (tab. 73 str. 154).

Procedura udostępnienia zwalnianych zdolności magazynowych w Grupie Instalacji Magazynowej Kawerna oraz Instalacji Magazynowej PMG Wierzchowice, na okres od początku roku magazynowego 2018/2019 rozpoczynającego się 15 kwietnia 2018 r. o godz. 6:00 do końca roku magazynowego 2021/2022 kończącego się 15 kwietnia 2022 r. o godz. 6:00, tj. na okres 4 lat magazynowych, zo-

Tabela 72. Pojemności czynne instalacji magazynowych w okresie od 1.01.2018 r. od godz. 00:00 do 31.12.2018 r. do godz. 24:00

| Grupa instalacji magazynowych/instalacja magazynowa | | Pojemność czynna | | | |
|---|-----------------|-----------------------|--------|----------|---------|
| | | [mln m ³] | | [GWh] | |
| GIM Kawerna | KPMG Mogilno | 735,35 | 589,85 | 8 193,2 | 6 570,9 |
| | KPMG Kosakowo | | 145,50 | | 1 622,3 |
| GIM Sanok | PMG Husów | 1 050,00 | 500,00 | 11 808,0 | 5 625,0 |
| | PMG Strachocina | | 360,00 | | 4 050,0 |
| | PMG Swarżów | | 90,00 | | 1 008,0 |
| | PMG Brzeźnica | | 100,00 | | 1 125,0 |
| PMG Wierzchowice | | 1 200,00 | | 13 200,0 | |

* Pojemność czynna instalacji magazynowej wyrażona w jednostkach energii została określona na podstawie maksymalnych wartości ciepła spalania w MFPWEOSM/MFPWYOSM, opublikowanych przez OGP Gaz-System S.A.

Źródło: Opracowanie Gas Storage Poland Sp. z o.o.

stała uruchomiona 1 grudnia 2017 r. na podstawie Regulaminu Świadczenia Usług Magazynowania z 18 czerwca 2014 r. z późniejszymi zmianami¹³¹⁾, opublikowanego na stronie internetowej OSM.

Udostępnione zdolności magazynowe obejmowały:

- 1) w GIM Kawerna w ramach długoterminowej usługi magazynowania lub krótkoterminowej usługi magazynowania na warunkach ciągłych w ilości do 396 pakietów lub pakietów elastycznych, lub zdolności magazynowych na zasadach usługi magazynowania rozdzielonej w ilości do 396 000 MWh pojemności czynnej, do 342,144 MWh/h mocy zatlaczania, do 734,976 MWh/h mocy odbioru,

¹³¹⁾ Zmiany z: 25 maja 2015 r., 2 lipca 2015 r., 29 marca 2016 r. oraz 8 maja 2017 r.

Tabela 73. Zdolności magazynowe oferowane przez Gas Storage Poland Sp. z o.o. w 2018 r.

| Data uruchomienia procedury | Instalacja magazynowa | Rodzaj usługi | Warunki świadczenia usługi | Oferowane Zdolności Magazynowe | | | |
|--|-----------------------|--|----------------------------|--------------------------------|-------------------------|---------------------|--|
| | | | | pojemność czynna [MWh] | moc zatlaczania [MWh/h] | moc odbioru [MWh/h] | okres |
| grudzień 2017 r. | GIM Kawerna | UM Długoterminowa lub UM Krótkoterminowa | na Warunkach Ciągłych | 396 000 | 342,144 | 734,976 | od początku roku magazynowego 2018/2019 rozpoczynającego się 15.04.2018 r. o godz. 6:00 do końca roku magazynowego 2021/2022 kończącego się 15.04.2022 r. o godz. 6:00 |
| | 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 | |
| czerwiec 2018 r. | PMG Wierzchowice | UM Krótkoterminowa | na Warunkach Przerwywanych | 115 000 | 33,810 | 54,165 | do końca roku magazynowego 2018/2019 tj. 15 kwietnia 2019 r. godz. 6:00 |
| lipiec 2018 r. | PMG Wierzchowice | UM Krótkoterminowa Reverse | na Warunkach Przerwywanych | 115 000 | 69,000 | 69,000 | na okres od 1.12.2018 r. godz. 6:00 do 1.09.2019 r. godz. 6:00 |
| czerwiec 2018 r. | GIM Kawerna | UM Krótkoterminowa | na Warunkach Przerwywanych | 408 000 | 352,512 | 757,248 | na okres od 16.08.2018 r. godz. 6:00 do 1.07.2019 r. godz. 6:00 |
| zdolności magazynowe dostępne z procedury udostępnionej w październiku 2017 r. | GIM Kawerna | UM Krótkoterminowa | na Warunkach Przerwywanych | 408 000 | 352,512 | 757,248 | na okres od 15.11.2017 r. godz. 6:00 do 1.07.2018 r. godz. 6:00 |

Źródło: Opracowanie Gas Storage Poland Sp. z o.o.

2) w Instalacji Magazynowej PMG Wierzchowice, w ramach usługi magazynowania długoterminowej:

- a) na warunkach ciągłych – w ilości do 1 042 pakietów, lub pakietów elastycznych, lub zdolności magazynowych na zasadach usługi magazynowania rozdzielonej w ilości do 1 042 000 MWh pojemności czynnej, do 434,514 MWh/h mocy zatlaczania, do 1 183,712 MWh/h mocy odbioru;
- b) na warunkach przerywanych – w ilości do 658 pakietów, lub pakietów elastycznych, lub zdolności magazynowych na zasadach usługi magazynowania rozdzielonej w ilości do 658 000 MWh pojemności czynnej, do 193,452 MWh/h mocy zatlaczania, do 309,918 MWh/h mocy odbioru.

OSM przyjął zmienione terminy procedury zawierania długoterminowej umowy o świadcze-

nie usług magazynowania, o czym poinformował uczestników rynku 1 grudnia 2017 r.

Spółka wprowadziła do ww. regulaminu zmiany z 10 lutego 2018 r. oraz z 24 lutego 2018 r. Zmiany nr 1 i 2 znalazły zastosowanie również do trwającej w datach ich wejścia w życie procedury zawierania długoterminowej umowy o świadczenie usług magazynowania.

Po wprowadzeniu zmian spółka wydłużyła termin składania wniosków o zawarcie długoterminowej umowy o świadczenie usług magazynowania i zmieniła terminy procedury zawierania długoterminowej umowy o świadczenie usług magazynowania.

Spółka otrzymała 7 wniosków o zawarcie długoterminowej umowy o świadczenie usług magazynowania. Wnioski o świadczenie usług magazynowania na warunkach ciągłych były składane w celu tworzenia i utrzymywania zapasów obo-

wiązkowych gazu ziemnego. Zapotrzebowanie wnioskodawców na zdolności magazynowe w GIM Kawerna oraz Instalacji Magazynowej PMG Wierzchowice obejmujące długoterminowe usługi magazynowania na warunkach ciągłych, umożliwiające utrzymywanie zapasów obowiązkowych, przekroczyło wielkość zdolności udostępnianych przez OSM w tej procedurze.

Z uwagi na ograniczoną dostępność zdolności magazynowych wszystkie dostępne zdolności oferowane w procedurze zostały przydzielone wnioskodawcom należącym do danej kategorii, proporcjonalnie do wielkości wnioskowanych zdolności magazynowych w poszczególnych latach magazynowych, z uwzględnieniem pierwszeństwa określonego w pkt 3.3 zmienionego regulaminu.

Udostępnione w ramach procedury zdolności magazynowe na warunkach ciągłych zostały w ca-

łości rozdysponowane. Zapotrzebowanie wnioskodawców na zdolności magazynowe umożliwiające utrzymywanie zapasów obowiązkowych przekroczyło wielkość udostępnionych przez OSM zdolności. W konsekwencji jednemu wnioskodawcy odmówiono zawarcia umowy o świadczenie usług magazynowania, natomiast drugiemu wnioskodawcy zdolności magazynowe zostały przydzielone w ograniczonym zakresie. OSM oświadczył, że wyłącznym powodem odmowy zawarcia umów o świadczenia usług magazynowania na warunkach ciągłych był brak wystarczających zdolności magazynowych we wnioskowanych instalacjach magazynowych w ramach przeprowadzonej procedury.

Zdolności magazynowe na warunkach przerywanych zostały przydzielone wnioskodawcom w pełnym wnioskowanym przez nich zakresie.

W ramach usług długoterminowych na warunkach ciągłych i przerywanych rozdysponowano łącznie zdolności magazynowe obejmujące pojemność czynną wynoszącą 1 981 000 MWh. Do rozdysponowania pozostały zdolności magazynowe w ilości do 115 pakietów, pakietów elastycznych lub zdolności magazynowych na zasadach usługi magazynowania rozdzielonej obejmujące do 115 000 MWh pojemności czynnej, do 33,810 MWh/h mocy załączania, do 54,165 MWh/h mocy odbioru, w Instalacji Magazynowej PMG Wierzchowice, w ramach usług na warunkach przerywanych, na okres od początku roku magazynowego 2018/2019 rozpoczynającego się 15 kwietnia 2018 r. o godzinie 6:00 do końca roku magazynowego 2021/2022 kończącego się 15 kwietnia 2022 r. o godzinie

6:00. Zdolności te nie zostały również rozdysponowane w ramach usług krótkoterminowych.

Procedura została zakończona w marcu 2018 r. Ze zlecniodawcami usług magazynowania zostały podpisane umowy o świadczenie usług magazynowania. Świadczenie usług rozpoczęło się od 27 maja 2018 r., tj. od dnia wejścia w życie taryfy w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego nr 1/2018.

OSM deklaruje wypełnianie obowiązków informacyjnych wynikających z przepisów obowiązującego prawa, w szczególności z art. 15 ust. 1 oraz art. 19 rozporządzenia 715/2009. Na stronie internetowej spółki <https://ipi.gasstoragepoland.pl> publikowane są m.in. następujące informacje:

- szczegółowe informacje dotyczące mechanizmów alokacji pojemności instalacji magazynowych, w tym usług oferowanych przez OSM i stosowanych przezeń 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,
- pilne komunikaty rynkowe.

Zgodnie z art. 22 rozporządzenia 715/2009, OSM zapewnia możliwość wtórnego obrotu zdolnościami magazynowymi na zasadach określonych w Regulaminie Świadczenia Usług Magazynowania. W 2018 r. OSM nie otrzymał żadnego wniosku o zbycie na rynku wtórnym zdolności magazynowych zamówionych przez zlecniodawcę usługi magazynowej.

Monitorowanie wypełniania zadań przez operatora systemu skraplania gazu ziemnego

Operatorem systemu skraplania gazu ziemnego (terminalu LNG w Świnoujściu) jest spółka Polskie LNG S.A. Pojemność czynna terminalu LNG w Świnoujściu wynosi 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 2018 r., wyniosła 6 781,29 MWh/h (570 000 Nm³/h), natomiast instalacji do załadunku LNG na autocysterny 400 MWh/h. Zarezerwowana zdolność przeznaczona na cele handlowe wynosiła 570 000 Nm³. Ilość importowanego LNG za pośrednictwem tego terminalu w 2018 r. była równa 29 772 706,658 MWh.

W ramach prowadzonych działań, Prezes URE monitoruje wykonywanie przez operatora przypisanych mu obowiązków. Operator terminalu LNG w 2018 r. świadczył usługi regazyfikacji paliwa gazowego (długookresowe oraz krótkoterminowe, tzw. spot) oraz usługi dodatkowe, obejmujące przede wszystkim usługę przeładunku paliwa gazowego na autocysterny. 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.

W 2018 r. nie miała miejsca odmowa zawarcia umowy o regazyfikację paliwa gazowego. Został złożony wniosek o świadczenie długoterminowych usług regazyfikacji poprzez przyznanie dodatkowej Średniej Mocy Regazyfikacji, który został rozpatrzony pozytywnie. O kolejności rozpatrywania wniosków decyduje moment wpływu wniosku (o ile wniosek spełnia wymogi formalnoprawne). Operator udostępnia zdolność wyłącznie na zasadach ciągłych.

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.polskiLNG.pl/client-zone/regulation-ec-no-7152009/>. Dane te dostępne są również w języku angielskim: <http://en.polskiLNG.pl/strefa-klienta/rozporzadzenie-7152009/>. Ponadto,

Polskie LNG jest podmiotem zobowiązanym do publikowania informacji zgodnie z przepisami rozporządzenia nr 1227/2011 oraz rozporządzenia nr 1348/2014, które jest aktem wykonawczym do rozporządzenia 1227/2011. Ponadto, Polskie LNG publikuje na międzynarodowej platformie ALSI dane dotyczące nominacji na punktach wyjścia do sieci przesyłowej oraz stanu LNG w zbiornikach. Dane te są aktualizowane dobowo.

Monitorowanie wypełniania zadań przez operatorów systemów dystrybucyjnych, których instrukcje nie podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE

Zgodnie z art. 9g ust. 8a ustawy – Prawo energetyczne obowiązkowi zatwierdzenia nie podlega instrukcja opracowywana przez OSD będącego przedsiębiorstwem zintegrowanym pionowo obsługującym mniej niż 100 tys. 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 lub jeżeli sprzedaż przez to przedsiębiorstwo dotyczy paliw gazowych innych niż gaz ziemny wysokometanowy lub zaazotowany, w tym skroplony gaz ziemny, dostarczanych siecią gazową. Niemniej Prezes URE jest zobowiązany monitorować, czy IRIESD ww. podmiotów spełniają wymagania nałożone przez powszechnie obowiązujące przepisy. W 2018 r. Prezes URE dokonał weryfikacji 9 operatorów systemów dystrybucyjnych. Monitorowanie

obejmowało przede wszystkim zgodność instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej z przepisami powszechnie obowiązującego prawa, w tym przede wszystkim wprowadzenie do instrukcji odpowiednich regulacji dotyczących procedury zmiany sprzedawcy oraz wypełniania obowiązków informacyjnych wobec użytkowników sieci.

W ramach regulowania zasad dostępu do sieci gazowych w 2018 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 2018 r. dwóch postępowań administracyjnych nie wykazano istnienia wystarczających przesłanek do udzielenia takiego zwolnienia. Dodatkowo w 2018 r. SOKiK podzielił stanowisko Prezesa URE zawarte w decyzjach odmawiających zwolnienia z udzielenia czasowego zwolnienia z obowiązku świadczenia usług dystrybucji paliw gazowych wydanych w 2016 r. i w 2015 r., oddalając odwołania w procedowanych sprawach.

Należy także zaznaczyć, że w 2018 r. w oddziałach terenowych prowadzone były postępowania administracyjne dotyczące rozstrzygnięcia sporów

dotyczących odmowy świadczenia usług dystrybucji paliw gazowych na rzecz innych sprzedawców paliwa gazowego.

5.2. Monitorowanie warunków przyłączenia podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywanie napraw tej sieci

Prezes URE monitorował w 2018 r. warunki przyłączenia podmiotów do sieci gazowej. 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. Przede wszystkim jednak przedsiębiorstwa energetyczne zobowiązane są na bieżąco powiadamiać Prezesa URE o każdym przypadku odmowy wydania warunków o przyłączenie do sieci, wraz ze wskazaniem jej przyczyn i podmiotów ubiegających się o przyłączenie. W roku sprawozdawczym przedsiębiorstwa energetyczne zgłosiły 11 925 przypadków odmowy wydania warunków o przyłączenie do sieci gazowej.

Z przedstawianych przez OSD gazowych informacji wynika, że 7 588 odmów przyłączenia do sieci było spowodowane brakiem warunków technicznych przyłączenia do sieci – WT, a 4 337 względami ekonomicznymi – WE.

Tabela 74. Odmowy przyłączenia do sieci gazowej

| Grupa przyłączenia/ województwo | A | | B-I | | B-II | | C | | WS-2 | |
|------------------------------------|----|----|-------|-------|------|----|----|----|------|----|
| | WE | WT | WE | WT | WE | WT | WE | WT | WE | WT |
| dolnośląskie | - | - | 302 | 494 | 6 | 39 | - | 3 | - | - |
| kujawsko-pomorskie | - | - | 145 | - | - | - | - | - | - | - |
| lubelskie | - | - | 270 | 12 | 2 | 1 | - | - | - | - |
| lubuskie | - | - | 53 | 32 | - | - | - | - | - | - |
| łódzkie | - | - | 355 | 1 474 | - | - | - | - | - | - |
| małopolskie | - | 2 | 1 521 | 457 | 4 | 7 | - | 3 | - | - |
| mazowieckie | - | - | 528 | 3 832 | - | - | - | - | - | - |
| opolskie | - | - | 5 | - | - | - | - | 1 | - | - |
| podkarpackie | - | 3 | 199 | 48 | 6 | 9 | - | 1 | - | - |
| podlaskie | - | - | 215 | 192 | - | 8 | - | 1 | - | - |
| pomorskie | - | - | 120 | 3 | 8 | 2 | - | 5 | - | - |
| śląskie | - | - | 28 | 19 | - | - | - | 1 | - | - |
| świętokrzyskie | - | - | 53 | 8 | - | - | 1 | - | - | - |
| warmińsko-mazurskie | - | - | 23 | - | 1 | 1 | - | - | - | - |
| wielkopolskie | - | 1 | 313 | 691 | 2 | 13 | - | 6 | 27 | 1 |
| zachodniopomorskie | - | - | 169 | 197 | - | - | 1 | 1 | - | - |

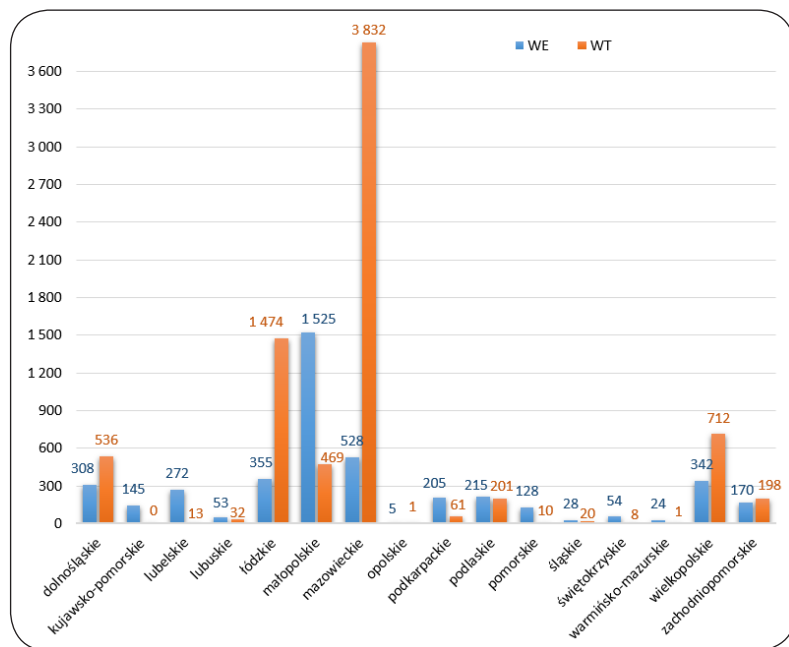
Źródło: URE.

Oddziały terenowe monitorowały także dokonywanie napraw sieci gazowej, w oparciu o otrzymane informacje, w szczególności pochodzące od przedsiębiorstw energetycznych.

Operatorzy wskazali, że wszystkie awarie były niezwłocznie zabezpieczone przez służby pogotowia gazowego, likwidowane przez brygady sieciowe, a sieci gazowe przywrócone zostały do właściwego stanu technicznego. W celu zapewnienia bezpieczeństwa i ciągłości dostaw gazu operatorzy przede wszystkim prowadzili kontrole eksploatowanej infrastruktury gazowej zgodnie z posiadanymi instrukcjami. Najczęściej wymienianymi przyczynami awarii

były uszkodzenia mechaniczne spowodowane ingerencją strony trzeciej (spowodowane głównie prowadzeniem prac ziemnych) oraz awarie samoistne (korozja, pęknięcia spoin, rozszczelnienie połączeń, nieszczelności w armaturze, niestabilny grunt).

W 2018 r. w infrastrukturze gazowej eksploatowanej przez największego operatora systemu dystrybucyjnego na terenie woj. pomorskiego wystąpiło 159 awarii sieci dystrybucyjnej (w tym spowodowanych przez podmioty zewnętrzne – 133), natomiast na terenie woj. warmińsko-mazurskiego – 67 awarii (w tym spowodowanych przez podmioty zewnętrzne – 59).

Rysunek 45. Odmowy przyłączenia do sieci gazowej – przyczyny

Źródło: URE.

Na obszarze woj. świętokrzyskiego i śląskiego nie wystąpiły awarie o znaczącym rozmiarze. Zidentyfikowano natomiast 2 awarie o nietypowym charakterze. Pierwsza z nich to wybuch gazu w budynku mieszkalnym w Bytomiu. Powodem pojawienia się gazu w budynku była nieszczelność przyłącza gazu, spowodowana pęknięciem obwodowego złącza spawanego. Wydobywający się z uszkodzonego przewodu gaz nie mógł swobodnie przedostać się do atmosfery, ponieważ grunt

nad przyłączem był zmarznięty. Skutkowało to gromadzeniem się paliwa gazowego pod warstwą zmarzliny i przedostawania się gazu do budynku. Przedsiębiorstwo energetyczne podjęło decyzję o konieczności wymiany całego odcinka sieci zasilającej budynek. Łączna przerwa w dostawie gazu wyniosła 499 godz. i 50 min (20 dni) i dotknęła 62 odbiorców budynku. Drugie zdarzenie polegało na wykryciu, w trakcie przeprowadzania planowej kontroli sieci gazowej, uszkodzenia gazociągu w gruncie i obecność metanu w stężeniu 6%. Rozszczelnieniu uległ stalowy gazociąg średniego ciśnienia DN200. Wykonanie prac naprawczych wymagało czasowego wyłączenia gazo-

ciągu i stacji redukcyjnych, a co za tym idzie – czasowego pozbawienia dostaw paliwa gazowego do zasilanych z tego gazociągu odbiorców na terenie miasta Jastrzębie-Zdrój, w liczbie ok. 4 tys. na okres 7 godz. i 5 min.

W woj. małopolskim wystąpiły awarie sieci operatora sieci dystrybucyjnej gazowej w łącznej liczbie 2 564 z łącznym czasem trwania przerw 69 126 godz., zaś w woj. podkarpackim 1 474 awarie z łącznym czasem trwania przerw 46 332 godz.

Łączna liczba odbiorców pozbawionych dostaw paliwa gazowego wskutek awarii wyniosła w woj. małopolskim 10 078, a w woj. podkarpackim – 17 585.

Na terenie woj. lubelskiego i podlaskiego w 2018 r. odnotowano wystąpienie łącznie 445 awarii sieci gazowej, wskutek których 5 923 odbiorców zostało pozbawionych dostaw paliwa gazowego. Łączny czas trwania powyższych awarii to 1 389 godz. i 52 min.

Na terenie woj. zachodniopomorskiego i lubuskiego nie stwierdzono dużych i długotrwałych awarii sieci gazowych. Operatorzy systemów gazowych nie odnotowali przypadków braku dostaw lub ograniczeń dostaw paliw gazowych do operatorów współpracujących. Łączna liczba awarii wyniosła 411, łączna liczba odbiorców pozbawionych dostaw 2 822, a łączny czas przerw w dostawach ok. 1 542 godz. Największa liczba awarii (236) dotyczyła sieci średniego ciśnienia, najmniejsza (2) – sieci wysokiego ciśnienia.

W woj. dolnośląskim łączny czas przerw w dostawie gazu wyniósł 114 668 godz., a liczba odbiorców pozbawionych paliwa gazowego wyniosła 3 737. Natomiast na terenie woj. opolskiego czas trwania przerw w dostawie gazu do odbiorców w wyniku awarii wyniósł 1 godz. 16 min, a łączna liczba odbiorców pozbawionych gazu wyniosła 598.

Na terenie woj. wielkopolskiego i kujawsko-pomorskiego w 2018 r. nie wystąpiły awarie sieci gazowej.

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 elektrycznej 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. Monitorowanie to zostało podjęte z uwagi na stopniowo postępującą liberalizację rynku gazu.

Na swobodę wyboru sprzedawcy wpływa kilka istotnych czynników, m.in.: stopień świadomości klientów i ich motywacja do zmiany sprzedawcy, łatwość dokonania zmiany czy ilość konkurencyjnych ofert dostępnych na rynku.

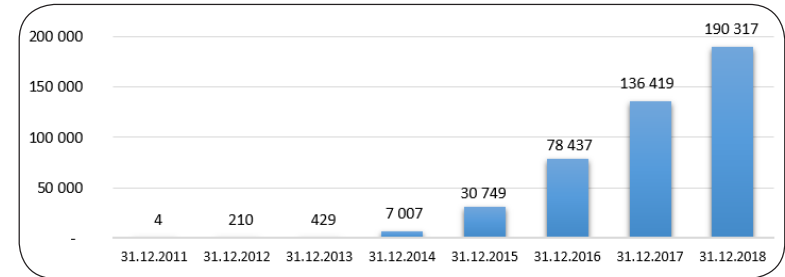
Analiza danych z wypełnionych ankiet wskazuje na wzrost liczby odbiorców dokonujących zmiany sprzedawcy w latach 2011-2018. W 2011 r. odnotowano jedynie kilka przypadków zmiany sprzedawcy, natomiast łączna liczba zmian sprzedawcy od początku ich monitorowania do końca 2018 r. wyniosła już 190 317.

Na rys. 46 nie zostały uwzględnione przypadki uruchomionej na rzecz odbiorców we wrześniu 2018 r. sprzedaży awaryjnej (rezerwowej) po zaprzestaniu działalności przez dwie spółki obrotu, posiadające łącznie 55 730 odbiorców.

Wartym odnotowania jest fakt, że na 190 317 zmian sprzedawcy dokonanych do końca 2018 r., zdecydowana większość, bo aż 181 453 dotyczyła odbiorców z grup taryfowych W 1-4, czyli głównie odbiorców w gospodarstwach domowych. Taki stan rzeczy może być spowodowany intensyfikacją kampanii reklamowych dedykowanych tej grupie odbiorców. Wzrost zainteresowania konsumentów w tematyce zmiany sprzedawcy na rynku gazu widoczny jest również w intensyfikacji w bieżącym roku zapytań telefonicznych kierowanych do Punktu Informacyjnego dla Odbiorców Energii i Paliw Gazowych – komórki działającej w strukturach URE, której celem jest informowanie konsumentów o przysługujących im prawach na rynkach energii, ale również o ich obowiązkach względem przedsiębiorstw energetycznych.

Istotnym czynnikiem wspierającym wzrost liczby zmian sprzedawcy na rynku gazu jest fakt, by OSD posiadał możliwie największą liczbę podpisanych ze sprzedawcami 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 2018 r. 145 sprzedawców miało zawarte ważne

Rysunek 46. Liczba zmian sprzedawcy gazu ziemnego przez odbiorców końcowych (wg liczby przełączeń)



Źródło: Opracowanie własne URE.

umowy z OSP, w tym 82 sprzedawców posiadało również umowy z OSD PSG Sp. z o.o.

5.4. Ocena realizacji Programów Zgodności

Na rynku paliw gazowych funkcjonują 2 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 wchodzi w skład GK PGNiG S.A.

Zarówno PSG Sp. z o.o., jak i Gas Storage Poland Sp. z o.o. zamieściły swoje programy zgodności na stronach internetowych, na których opublikowane 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 udo-

stępienie na stronie internetowej również angielskiej wersji językowej Programu Zgodności, co stanowi ułatwienie dla zagranicznych użytkowników systemu w interpretacji postanowień tego dokumentu.

W 2018 r. zarówno OSD, jak i OSM nie stwierdzili przypadków naruszenia zasady równego i niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników. Nie wpłynęły skargi dotyczące niestosowania postanowień Programu Zgodności, jak również nie odnotowano zawiadomień o podejrzeniu wystąpienia konfliktu interesów.

Sprawozdanie przekazane przez Inspektora ds. zgodności PSG Sp. z o.o. pozytywnie wyróżnia się szczegółowością przedstawionych informacji. W szczególności Inspektor wskazał na: wydawanie opinii (przede wszystkim z obszaru ICT, komunikacji, rozwoju sieci gazowej i innowacji), dokonywanie kontroli, współpracę z komórkami merytorycznymi (w tym: obszarem obsługi klienta, świadczenia usługi dystrybucyjnej, inwestycjami, strategią i rozwojem, transportem gazu). W zakresie kształtowania relacji z podmiotami zewnętrznymi, Inspektor aktualizował wytyczne określające wzorcowe zachowania wobec klientów i kontrahentów. Inspektor opracował na platformie intranetowej nową zakładkę dla tematów poświęconych zgodności, zawierającą wyjaśnienie reguł wynikających z Programu Zgodności wraz z podaniem praktycznych przykładów. Inspektor opiniował udział PSG Sp. z o.o. w projektach realizowanych w GK PGNiG, w ramach których wskazywał na możliwość udziału PSG Sp. z o.o. lub przedstawiał i wyjaśniał przeszkody o charakterze formalnym i merytorycznym, uniemożliwiające zaangażowanie się w dane przedsięwzięcie holdingowe oraz uzasad-

niał ewentualne dopuszczalne granice zaangażowania się w ich wykonanie. Ponadto, Inspektor przygotował wytyczne zawierające opis kroków, które należy podjąć przed przystąpieniem do określonego projektu holdingowego, w szczególności podkreślona została konieczność każdorazowego uzyskania zgody zarządu PSG Sp. z o.o. na określoną inicjatywę oraz na rozstrzygnięcia cząstkowe w projekcie. Z dopuszczalnego zakresu współdziałania w całości została wyłączona możliwość przekazywania GK PGNiG jakichkolwiek danych sensytywnych OSD. Inspektor wielokrotnie wydawał opinie w zakresie zakupów wspólnych, każdorazowo akcentując, że zakup wspólny wymaga jasnego uzasadnienia biznesowego, w szczególności wykazania jego efektywności kosztowej; poza tym, zakup wspólny oznacza wyłącznie przeprowadzenie wspólnego postępowania, nie jest natomiast równoznaczny z legalnością implementacji wspólnych rozwiązań w GK, które podlegają dalszym obostrzeniom.

Inspektorzy ds. zgodności PSG Sp. z o.o. i Gas Storage Poland Sp. z o.o. brali aktywny udział w pracach nad Wytycznymi, o których mowa w pkt III.7.5. Sprawozdania.

.....

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 dostaw, co daje gwarancję niezależności energetycznej a w konsekwencji bezpieczeństwa dostarczania gazu ziemnego.

Ze względu na wysokie uzależnienie Polski od importu gazu ziemnego z jednego źródła oraz skutków ewentualnych zakłóceń w dostawach przy takiej ich strukturze, niezbędne stało się podjęcie działań, które pozwolą zniwelować ewentualne zakłócenia i w sposób racjonalny zarządzać ryzykiem związanym z pozyskaniem gazu ziemnego. Planowane działania mają utrzymywać pewność i stabilność dostaw gazu w możliwie jak najdłuższym okresie czasu. Ramy takich 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 odnotowano wzrost dostaw gazu do Polski z kierunków innych niż wschodni, co było wynikiem rozbudowy połączeń międzysystemowych na granicy z Niemcami (Mallnow, Lasów) i Czechami (Cieszyn), a także oddania w 2016 r. do użytku terminalu regazyfikacyjnego LNG w Świnoujściu.

Dotychczas zrealizowane prace nad punktami wejścia do polskiego systemu gazowego sprawiły, że obecnie to nie stopień rozwoju infrastruktury, lecz zapisy głównego długoterminowego kontraktu gazowego, obowiązującego do końca 2022 r.

mają przesądzający wpływ na proporcje pomiędzy ilościami dostarczanymi z kierunku wschodniego i pozostałych kierunków. Przygotowanie się do nowych warunków funkcjonowania rynku po zakończeniu obowiązywania obecnie realizowanej umowy długoterminowej wymaga zapewnienia nie tylko nowych dróg dostaw, ale również większego niż obecny, dostępu do różnych źródeł pozyskania gazu. Działania te przełożą się w efekcie na wzrost niezależności energetycznej, a zatem i bezpieczeństwa Polski.

Takie też oczekiwania determinują podstawowe założenie obecnie realizowanej strategii, kładącej nacisk na uzyskanie dostępu do nowych źródeł, a nie tylko nowych dróg dostaw gazu. Strategia ta zakłada, że oczekiwany stan bezpieczeństwa dostaw będzie uzyskany dzięki realizacji projektów tzw. Bramy Północnej, zapewniających dostęp do alternatywnych źródeł gazu. Projekty te, tj. połączenie Polska – Dania (projekt Baltic Pipe) i dalej – złoża na szelfie norweskim oraz rozbudowa zdolności regazyfikacyjnych terminala LNG, 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 poprawi pozycję negocjacyjną Polski wobec dostawców gazu.

Z tego względu w raportowanym okresie, podobnie jak to miało miejsce w poprzednim roku, priorytetem była realizacja koncepcji Bramy Północnej umożliwiająca 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 dające dostęp do światowych zasobów gazu ziemnego. W tym też zakresie koncentrowała się aktywność regulatora w dziedzinie budowy połączeń transgranicznych.

Koncepcja Bramy Północnej

a) 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 UE, 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.

Aktywność regulatora w odniesieniu do gazociągu Baltic Pipe w dużej mierze odnosiła się w szczególności do:

- zapewnienia odpowiednich warunków regulacyjnych (zapewnienie zgodności z przepisami UE w odniesieniu do części gazociągu zlokalizowanego w Polsce, jak również poza jej granicami),
- zapewnienia możliwości uwzględniania kosztów wynikających z gazociągu Baltic Pipe niezależnie od miejsca ich powstawania, jeżeli są niezbędne z punktu widzenia świadczenia usług przesyłania przez polskiego operatora systemu przesyłowego przy wykorzystaniu tej infrastruktury,
- wsparcia działań na rzecz zapewnienia lepszej struktury finansowania projektu z punktu widzenia użytkowników infrastruktury,
- stworzenia warunków otwierających drogę do ubiegania się o wsparcie finansowe ze środków UE.

W 2018 r. Prezes URE, podobnie jak w latach ubiegłych, wypełniał zadania odnoszące się do realizacji gazociągu Baltic Pipe, m.in. we współpracy z duńskim regulatorem Energitilsynet (DERA – a od 1 lipca 2018 r. po przekształceniu: DUR – Danish Utility Regulator). Istotne znaczenie dla budowy i funkcjonowania Baltic Pipe mają skoordynowane decyzje w sprawie transgranicznej alokacji kosztów projektu Baltic Pipe¹³²⁾ (tzw. decyzje CBCA) wydane przez URE i DUR. Decyzje te były niezbędne do zainicjowania realizacji projektu, jako że wydatnie ograniczają ryzyka projektu

¹³²⁾ Informacje na temat samego wniosku dotyczącego projektu Baltic Pipe zawarte zostały w poprzednim Sprawozdaniu Prezesa URE.

dotyczące uwzględniania ponoszonych kosztów w przyszłych taryfach przesyłowych. Decyzje te są także warunkiem koniecznym do uzyskania dofinansowania projektu ze środków pochodzących z instrumentu „Łącząc Europę” (ang. *Connecting Europe Facility – CEF*).

Decyzja Prezesa URE została wydana 12 marca 2018 r. na podstawie wspólnego wniosku w sprawie inwestycji, złożonego przez Gaz-System wraz z duńskim operatorem systemu przesyłowego, spółką Energinet w oparciu o art. 12 ust. 3 rozporządzenia 347/2013. W decyzji uwzględnione zostały koszty i korzyści związane z realizacją projektu Baltic Pipe w zainteresowanych państwach członkowskich o charakterze gospodarczym, społecznymi i środowiskowym, a także potrzeby w zakresie wsparcia finansowego.

Decyzja stanowi, że przedstawione koszty związane z budową niektórych elementów infrastruktury przesyłowej, zlokalizowanych na terenie Danii, w proporcji uzgodnionej pomiędzy operatorami obydwu państw, będą mogły zostać uwzględnione w taryfie OGP Gaz-System. Taki zapis decyzji w znacznym stopniu znosi niepewność związaną ze stabilnością finansową projektu, stwarzając OGP Gaz-System możliwość pokrywania poniesionych kosztów (zakwalifikowanych jako uzasadnione) przychodami z taryfy. Decyzja odnosi się również do innych aspektów związanych z finansowaniem projektu, m.in. do zasadności wsparcia projektu środkami zewnętrznymi. Wykazanie w decyzji potrzeb w zakresie wsparcia finansowego otworzyło OGP Gaz-System drogę do ubiegania się o środki wsparcia z unijnego funduszu CEF na

prace budowlane, jako że wydanie wspomnianej decyzji było warunkiem niezbędnym do ubiegania się o wsparcie z tego źródła.

W efekcie Komisja Europejska w ramach instrumentu „Łącząc Europę” (CEF) przyznała projektowi Baltic Pipe dofinansowanie na prace budowlane. Maksymalna wysokość przyznanego wsparcia wynosi blisko 215 mln euro. Decyzja Komisji Europejskiej, o przyznaniu Gaz-System pomocy finansowej dla projektu Baltic Pipe na działanie pod nazwą: „Prace budowlane dla klastra infrastrukturalnego 8.3 w ramach projektów o znaczeniu wspólnotowym (PCI)”, została zaakceptowana przez państwa członkowskie UE 23 stycznia 2019 r. Dofinansowanie przyznano w ramach przeprowadzonego w 2018 r. drugiego konkursu grantowego CEF Energy. Wsparcie zostanie przeznaczone na realizację prac budowlanych zarówno dla gazociągu podmorskiego, łączącego systemy przesyłowe Polski i Danii, jak i na rozbudowę i modernizację polskiego systemu przesyłowego gazu ziemnego.

Wcześniej, w 2018 r. OGP Gaz-System S.A. i Energinet podpisali dwie umowy na dofinansowanie inwestycji w ramach tego samego instrumentu (CEF), na prace projektowe tj. (1) na realizację zadania „Prace przygotowawcze do Projektu Baltic Pipe aż do uzyskania niezbędnych pozwoleń na jego budowę w Polsce oraz Danii”, o wartości, w części przypadającej na Gaz-System 25 797 328 euro i (2) na realizację zadania „Wzmocnienie krajowych systemów przesyłowych gazu w Polsce i Danii dla projektu Baltic Pipe” o wartości dofinansowania, w części przypadającej na Gaz-System 2 600 000 euro. W tych przypadkach przyznanie środków nie było warun-

kowane wydaniem decyzji ws. Transgranicznej alokacji kosztów.

Działania na rzecz wsparcia projektu Baltic Pipe nie ograniczały się do współpracy z duńskim regulatorem nad wydaniem skoordynowanej decyzji, w sprawie transgranicznej alokacji kosztów tego projektu.

Poza tym obszarem aktywność regulatora dotyczyła działań na rzecz ograniczenia ryzyka projektu związanych w szczególności z kwestią uwzględniania kosztów ponoszonych na projekt poza terytorium Polski oraz kwestią zapewnienia przez Polskę nadzoru spełnianiem przez Gaz-System wymogów trzeciego pakietu energetycznego.

W tych kwestiach regulator w 2018 r. wypowiedział się kilkakrotnie przekazując uwagi do projektu zmiany ustawy o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu oraz niektórych innych ustaw, zwany dalej „projektem ustawy terminalowej”, która miała na celu umożliwienie sprawnej realizacji polityki rządu na rzecz dywersyfikacji źródeł gazu.

Ustawa poza dopracowaniem niektórych zawartych w niej mechanizmów na bazie doświadczeń pozyskanych w ramach jej wdrażania od 2009 r. oraz poza uwzględnieniem rozwiązań przyjętych w innych inwestycyjnych ustawach specjalnych umożliwiających sprawniejsze realizowanie inwestycji, zmieniła również zakres inwestycji objętych ustawą oraz uwzględniła specyfikę niektórych uwarunkowań dotyczących realizacji projektu Baltic Pipe. W tym względzie z punktu widzenia regulacji najistotniejszą kwestią jest przebieg części gazociągu przez tereny leżące poza terytorium

Polski, w szczególności leżące na terytorium Danii i w jej strefie ekonomicznej.

Analogicznym celem, tj. ograniczeniu ryzyk towarzyszących projektowi i jego sprawnej realizacji, była poświęcona umowa międzyrządowa ze stroną duńską. Prezes URE kilkakrotnie opiniował projekt tej umowy zgłaszając szereg uwag zarówno odnośnie jej treści, jak i formy.

Zarówno ustawa, jak i umowa zostały ostatecznie formalnie przyjęte w sposób dla nich przewidziany.

Umowa z Danią, podpisana 11 grudnia 2018 r. podczas szczytu klimatycznego ONZ COP24 w Katowicach, uregulowała status prawny niektórych elementów infrastruktury projektu Baltic Pipe zlokalizowanych w Danii i przesądziła, że Gaz-System będzie pełnił funkcję operatora systemu przesyłowego gazowego również dla części gazociągu znajdującej się poza terytorium Polski, a Prezes URE uprawniony będzie do zatwierdzenia taryfy operatora, uwzględniającej poniesione przez niego koszty na realizację, utrzymanie i eksploatację tej części gazociągu oraz koszty na utrzymanie i eksploatację tłoczni gazu zlokalizowanej w Danii¹³³).

W związku z realizacją projektu Baltic Pipe zostaje również zmiana koncesji oraz decyzji operatorskiej OGP Gaz-System S.A. (szerzej w pkt 2 i 3 niniejszego Sprawozdania).

W roku sprawozdawczym odnotowano następujące istotniejsze zdarzenia związane z Projektem:

¹³³) Sposób pokrycia przez Gaz-System S.A. części nakładów inwestycyjnych związanych z realizacją tłoczni gazu zlokalizowanej w Danii, pracującej na potrzeby Baltic Pipe zostało uregulowane decyzją Prezesa URE o transgranicznej alokacji kosztów. Decyzja ta nie rozstrzyga co do kosztów operacyjnych.

- w zakresie gazociągu podmorskiego kontynuowano rozpoczęte w 2017 r. badania geofizyczne, geotechniczne i środowiskowe. W czerwcu 2018 r. Gaz-System zaakceptował wariant trasy gazociągu podmorskiego zarekomendowany przez wykonawcę dokumentacji technicznej i środowiskowej – firmę Ramboll. Rekomendowana trasa liczy obecnie ok. 275 km i przebiega przez wody duńskie, szwedzkie i polskie. Ponadto w IV kwartale 2018 r. przeprowadzono dialog wstępny z potencjalnymi wykonawcami robót budowlanych i dostawcami rur do budowy gazociągu podmorskiego. W przypadku infrastruktury lądowej Gaz-System S.A. prowadził prace projektowe oraz działania zmierzające do uzyskania niezbędnych decyzji administracyjnych. W raportowanym okresie, Gaz-System zaakceptował projekty wstępne dla gazociągów lądowych i trzech tłoczni gazu. Projektanci przystąpili do opracowania projektów budowlanych. Ponadto, w sierpniu 2018 r. ogłoszono postępowanie na dostawę maszyn dla tłoczni gazu Goleniów, Odolanów i Gustorzyn. Postępowanie prowadzone jest w trybie dialogu konkurencyjnego. W ramach procesu uzyskiwania decyzji administracyjnych, 5 października 2018 r. złożono wnioski o uzyskanie decyzji środowiskowej wraz z raportem oceny oddziaływania na środowisko dla gazociągu Goleniów – Lwówek. Uzyskanie decyzji spodziewane jest w I kwartale 2019 r.,
- w związku z pozytywnym wynikiem przeprowadzonej w 2017 r. procedury Open Season, w ramach której uczestnicy przedłożyli wiążące

oferty zobowiązujące ich do zawarcia 15-letnich umów przesyłowych, w styczniu 2018 r. nastąpiło podpisanie stosownych umów,

- w listopadzie 2018 r. Gaz-System i Energinet zawarły umowę Construction Agreement, regulującą wzajemne zobowiązania inwestorów dotyczące m.in. uzyskiwania niezbędnych pozwoleń do realizacji inwestycji oraz oddania do użytkowania wszystkich projektów do 1 października 2022 r. Równocześnie Gaz-System jak i Energinet podjęły pozytywne Decyzje inwestycyjne w zakresie realizacji Projektu Baltic Pipe.

b) Projekt zwiększenia przepustowości terminalu LNG w Świnoujściu (dalej: Terminal) i inne działania w zakresie zwiększenia zdolności regazyfikacyjnych

Drugim poza Baltic Pipe elementem koncepcji Bramy Północnej jest projekt zwiększenia przepustowości terminalu LNG. Projekt obejmuje 4 odrębne podzadania określone jako:

- zwiększenie zdolności regazyfikacyjnej terminalu,
- budowa drugiego nabrzeża,
- budowa trzeciego zbiornika LNG,
- budowa instalacji przeładunkowej LNG na cysterny kolejowe i kontenery ISO.

Planowana rozbudowa dotyczy zwiększenia zdolności wysyłkowej terminalu do 7,5 mld m³/rok, projekt ten został opisany w Sprawozdaniach Prezesa URE za lata 2016 i 2017. Na tym etapie działania Prezesa URE dotyczące tego projektu odnosiły się przede wszystkim do przekazania uwag w ramach nowelizacji ustawy terminalowej oraz wyrażenia opinii odnośnie formuły realizacji tego projektu –

miały one na względzie przede wszystkim zapewnienie zgodności tych działań z wymaganiami trzeciego pakietu energetycznego i prawa krajowego.

Zakłada się, że decyzja ws. pozwolenia na budowę zostanie pozyskana w 2020 r., natomiast oddanie projektu do eksploatacji w 2023 r. W roku sprawozdawczym Wojewoda Zachodniopomorski wydał spółce Polskie LNG decyzję o pozwoleniu na budowę inwestycji polegającej na rozbudowie mocy regazyfikacyjnych terminalu LNG w Świnoujściu. Oznacza to wejście programu w fazę budowlaną.

Pozostałe połączenia międzysystemowe

Poprawa bezpieczeństwa energetycznego i integracja rynków wymaga także realizacji połączeń międzysystemowych na granicach Polski takich jak 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 zdemopolizowanie 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 i wykorzystanie atutu Polski jako kraju tranzytowego w związku z usytuowaniem na osiach wschód – zachód i północ – południe.

Podobnie jak w 2017 r., planowane gazowe połączenia transgraniczne pomiędzy Polską i innymi państwami UE w 2018 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:

- 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:

- Połączenie międzysystemowe Polska – Słowacja [poz. 6.2.1 na liście PCI];
- Gazowy Korytarz Północ – Południe we Wschodniej Polsce [poz. 6.2.2 na liście PCI];
- Połączenie międzysystemowe Polska – Czechy (Stork II) [poz. 6.2.10 na liście PCI];
- Gazowy Korytarz Północ – Południe w Zachodniej Polsce [poz. 6.2.11 na liście PCI],
- 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 obowiązków. W omawianym okresie sprawozdawczym dotyczyły one przede wszystkim decyzji CBCA, 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.

Do pozostałych projektów połączeń międzysystemowych, wpisanych na trzecią listę PCI, do

których działania Prezesa URE w 2018 r. zasadniczo odnosiły się do monitorowania ich wdrażania należy:

a) 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 tym kwestia decyzji CBCA wydanych przez regulatorów polskiego i czeskiego. 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. Obserwowane opóźnienia w postępach tego projektu powadzą do wniosku, że termin realizacji projektu ulegnie wydłużeniu.

b) 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 Sprawozdaniach Prezesa URE za lata 2016 i 2017, w tym kwestia decyzji CBCA wydanych przez regulatorów polskiego i słowackiego. 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.

Spółki Gaz-System i słowacki Eustream a.s. w kwietniu 2018 r. podpisały umowę „Connection Agreement” w zakresie realizacji projektu gazowego połączenia międzysystemowego Polska – Słowacja. Na jej podstawie operatorzy systemów przesyłowych podjęli pozytywną decyzję inwestycyjną w zakresie realizacji gazowego połączenia międzysystemowego Polska – Słowacja. Fakt ten był następstwem wcześniejszych działań obydwu spółek, warto w tym kontekście nadmienić, że pod koniec 2017 r. spółki podpisały umowę „Agreement on a PL-SK project pre-FID cooperation” określającą zasady współpracy w zakresie realizacji połączenia międzysystemowego Polska – Słowacja do czasu podjęcia ostatecznej decyzji inwestycyjnej

(Final Investemnt Decision/FID) regulującą wzajemne zobowiązania stron w zakresie wykorzystania dofinansowania z CEF na prace budowlane do czasu podjęcia FID¹³⁴).

W roku sprawozdawczym odnotowano ponadto następujące zdarzenia związane z Projektem:

- zatwierdzono dokumentację projektową (projekt wykonawczy i budowlany),
- ogłoszono przetarg na wykonanie robót budowlanych,
- uzyskano decyzję o pozwoleniu na budowę.

c) Projekt połączenia gazowego Polska – Litwa (GIPL)

Celem projektu GIPL jest umożliwienie pełnej integracji krajów bałtyckich z rynkiem gazu Unii Europejskiej. Powyższy projekt poprawi stopień dywersyfikacji 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, podobnie jak w 2017 r., operator sieci przesyłowej kontynuował działania w zakresie prac projektowych, których głównym celem było opracowanie dokumentacji projektowej oraz uzyskanie stosownych pozwoleń. W tym kontekście istotnym jest,

¹³⁴) Pod koniec 2017 r. dla omawianego połączenia zostało przyznane dofinansowanie na prace budowlane w ramach instrumentu „Łącząc Europę” (Connecting Europe Facility – CEF) w wysokości ok. 107,7 mln euro, z czego 55,2 mln euro dla eustream.as i 52,5 mln euro dla OGP Gaz-System S.A.

że w 2017 r. zmieniono początkowy odcinek trasy gazociągu po stronie Polski z zaplanowanego wcześniej w miejscowości Rembelszczyzna na Hółwicy.

Do istotniejszych zdarzeń z okresu sprawozdawczego, dotyczącego projektu, należy zaliczyć podpisanie przez OGP Gaz-System S.A. i Amber Grid 24 maja 2018 r. umowy przyłączeniowej „Connection Agreement” regulującej prawne, biznesowe i techniczne aspekty inwestycji. Zawarcie umowy stanowi faktyczne wspólne zobowiązanie stron do budowy tego interkonektora.

Zdarzenie to zostało poprzedzone dodatkowymi działaniami OGP Gaz-System S.A. zmierzającymi do zabezpieczenia środków finansowych na wskazany projekt. We wcześniejszych latach na prace budowlane ze środków UE, w ramach instrumentu „Łącząc Europę” (CEF), przyznano projektowi współfinansowanie do wysokości maksymalnie 266,4 mln euro, z czego zgodnie z ustaleniami spółek prawie 58 mln euro przypadło spółce Amber Grid, a ponad 208 mln euro OGP Gaz-System S.A. Ponadto, zgodnie z decyzją ACER z 11 sierpnia 2014 r. w sprawie transgranicznej alokacji kosztów projektu, budowa GIPL na terytorium Polski ma zostać dofinansowana przez operatorów systemów przesyłowych Litwy, Łotwy i Estonii. W roku sprawozdawczym OGP Gaz-System S.A. zawarł z tymi operatorami odrębną umowę określającą sposób współpracy związany z przekazywaniem środków, przyznanych OGP Gaz-System S.A. na podstawie decyzji ACER.

Projekt połączenia międzysystemowego gazowego Polska – Ukraina

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 UE.

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. W roku sprawozdawczym uzyskano decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach i decyzję o ustaleniu lokalizacji inwestycji.

Zachęty inwestycyjne

Podstawę prawną do sporządzenia metodologii dotyczącej zachęt inwestycyjnych stanowi art. 13 ust. 6 rozporządzenia 347/2013, który obliguje krajowe organy regulacyjne państw członkowskich do opublikowania własnej metodologii i kryteriów

wykorzystywanych do oceny inwestycji w projekty infrastruktury energii elektrycznej i gazu oraz ponoszonego podwyższonego ryzyka.

Inwestycje, do których odnosi się powołany wyżej przepis, dotyczą projektów będących przedmiotem wspólnego zainteresowania (ang. PCI – *Projects of Common Interest*), które stosownie do postanowień art. 2 pkt 4 rozporządzenia oznaczają projekty niezbędne do realizacji priorytetowych korytarzy i obszarów infrastruktury energetycznej określonych w załączniku I i znajdujące się na unijnej liście projektów będących przedmiotem wspólnego zainteresowania. Stosowną metodologię dotyczącą przyznawania zachęt opublikowano 30 września 2015 r. na stronach urzędu.

W 2018 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 usta-

wą 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.

W 2018 r. w kontekście projektów planów rozwoju uzgadnianych przez Prezesa URE pojawił się nowy element wynikający z ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych. Ustawa ta weszła w życie 22 lutego 2018 r., a postanowieniami art. 20 ust. 1 nałożyła na OSD¹³⁵⁾ gazowego obowiązek opracowania programu budowy stacji¹³⁶⁾

gazów ziemnych oraz przedsięwzięć w zakresie modernizacji, rozbudowy albo budowy sieci niezbędnych do przyłączenia tych stacji (dalej: *Program CNG/LCNG*).

Ustawa wdraża rządowy *Plan rozwoju elektromobilności w Polsce* oraz stanowi odpowiedź na propozycję działań legislacyjnych i celów rozwoju infrastruktury zawartych w *Krajowych ramach polityki rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych*, przyjętych przez Radę Ministrów 29 marca 2017 r.

Zgodnie z postanowieniami art. 20 ust. 3 ww. ustawy, OSD winien uwzględnić w Programie CNG/LCNG każdą gminę położoną na obszarze jego działania, która spełnia łącznie następujące kryteria:

- liczba mieszkańców tej gminy wynosi co najmniej 100 000 oraz
- w gminie tej zarejestrowanych zostało co najmniej 60 000 pojazdów samochodowych oraz
- na 1 000 mieszkańców tej gminy przypada co najmniej 400 pojazdów samochodowych.

Postanowienia art. 60 ust. 2 omawianej ustawy określiły, że minimalna liczba punktów tankowania sprężonego gazu ziemnego (CNG) zlokalizowanych w gminach do 31 grudnia 2020 r. wynosi co najmniej:

- 6 – w gminach o liczbie mieszkańców wyższej niż 1 000 000, w których zostało zarejestrowanych co najmniej 60 000 pojazdów samocho-

cyjnej gazowej lub terminalu przeznaczonych do sprowadzania, wyładunku i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego (LNG) wraz z instalacjami pomocniczymi i zbiornikami magazynowymi wykorzystywanymi w procesie regazyfikacji.

dowych i na 1 000 mieszkańców przypada co najmniej 700 pojazdów samochodowych,

- 2 – w gminach o liczbie mieszkańców wyższej niż 100 000, w których zostało zarejestrowanych co najmniej 60 000 pojazdów samochodowych i na 1 000 mieszkańców przypada co najmniej 400 pojazdów samochodowych.

Ponadto, przepisy art. 60 ust. 3 ww. ustawy wskazują, że w liczbie punktów tankowania sprężonego gazu ziemnego (CNG), o której mowa w ust. 2, uwzględnia się odpowiednio punkty ładowania i punkty tankowania sprężonego gazu ziemnego (CNG) zlokalizowane wzdłuż sieci bazowej TEN-T.

Stosownie do postanowień art. 20 ust. 2 tej ustawy, Program CNG/LCNG stanowi wyodrębnioną część planu rozwoju, o którym mowa w art. 16 ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne, zatem generalnie horyzont czasowy Programu CNG/LCNG winien być zgodny z horyzontem planu rozwoju, a termin jego przedkładania do uzgodnienia z Prezesem URE jest taki sam jak dla planu rozwoju i wynika z przepisów art. 16 ust. 14 ustawy – Prawo energetyczne, tj. do 31 marca. Stosownie zaś do postanowień art. 16 ust. 2 i 4 ustawy – Prawo energetyczne, OSD gazowych są obowiązani aktualizować plan rozwoju co 2 lata. Jednakże przepisy (dostosowujące, przejściowe i końcowe) art. 78 ust. 1 ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych, zobowiązały OSD, których termin sporządzenia aktualizacji planu rozwoju przypada po upływie 6 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy, do opracowania Programu CNG/LCNG w terminie 6 miesięcy od dnia wejścia w ży-

¹³⁵⁾ Dokładnie: OSD gazowego, który sporządza i uzgadnia z Prezesem URE plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe, o którym mowa w art. 16 ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne.

¹³⁶⁾ Zgodnie z postanowieniami art. 2 pkt 26 ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych „stacja gazu ziemnego” jest rozumiana jako zespół urządzeń, w tym punkt tankowania sprężonego gazu ziemnego (CNG) lub punkt tankowania skroplonego gazu ziemnego (LNG), przyłączonych do sieci dystrybu-

cie niniejszej ustawy (tj. do 22 sierpnia) na okres obowiązywania planu rozwoju aktualnego na dzień wejścia w życie niniejszej ustawy, i uzgodnienia go z operatorem systemu przesyłowego gazowego, a następnie z Prezesem URE.

Postanowieniami zaś art. 78 ust. 2 ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych zobowiązano OSD gazowego do określenia w Programie CNG/LCNG liczby planowanych punktów tankowania sprężonego gazu ziemnego (CNG), nie mniejszej niż określona w wyżej opisanym art. 60 ust. 2 tej ustawy.

W nawiązaniu do powyższego obowiązku, 8 marca 2018 r. Prezes URE wydał komunikat w tej sprawie.

Przeprowadzona w URE analiza kryteriów dotyczących sporządzenia i realizacji Programu CNG/LCNG wykazała, że na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej znajdują się gminy¹³⁷⁾, na których terenie działa więcej niż jeden OSD gazowego uzgadniający z Prezesem URE plan rozwoju. Co więcej, istnieją również takie gminy, na obszarze których działają operatorzy dystrybuujący inne paliwa gazowe niż gaz ziemny. Niemniej, z obowiązujących przepisów ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych wynika, że każdy OSD gazowego, o którym mowa w art. 20 ust. 1 tej ustawy, niezależnie od rodzaju dystrybuowanego gazu, liczby operatorów w gminie, skali prowadzonej działalności, miał wedle ustawy w brzmieniu obowiązującym do 31 grudnia 2018 r. obowiązek realizacji

¹³⁷⁾ Spełniające kryteria, o których mowa w art. 20 ust. 3 ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych.

Programu, a co za tym idzie budowy odpowiednio 2 lub 6 punktów tankowania sprężonego gazu ziemnego (CNG) w tej gminie. Powyższe budziło wątpliwości, zważywszy na fakt, że OSD podlegający pod obowiązek realizacji Programu i równocześnie nie podlegający prawnemu wyodrębnieniu (*unbundlingowi*) to stosunkowo mali operatorzy posiadający niewielką liczbę odbiorców końcowych i działający często na terenie zamkniętych obszarów przemysłowych lub też prowadzący dystrybucję innego gazu niż gaz wysokometanowy. Ponadto, ze względu na postanowienia art. 16 ust. 10¹³⁸⁾ ustawy – Prawo energetyczne, a także informacje zawarte w *Krajowych ramach polityki rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych*¹³⁹⁾, budowa stacji gazu ziemnego przez tych operatorów wydaje się nieuzasadniona. Co równie istotne, w każdym przypadku ww. operatorzy prowadzą działalność w gminach, w których działa już operator prawnie wyodrębniony.

Mając na uwadze zakres przyjętej ustawy w kontekście też zawartych w *Krajowych ramach polityki rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych* oraz wątpliwości zgłaszane przez niektórych OSD,

¹³⁸⁾ 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 lub energii, przy zapewnieniu ciągłości, niezawodności i jakości ich dostarczania.

¹³⁹⁾ W dokumencie tym stwierdzono, że biorąc pod uwagę specyfikację transportu opartego o gaz ziemny – przynajmniej w początkowej fazie rozwoju nie jest potrzebna tak duża liczba stacji CNG/LNG, jak stacji prowadzących sprzedaż tradycyjnych paliw oraz, że w 2020 r. przy założonej liczbie pojazdów, infrastruktura tankowania CNG nie będzie rentowna i jej funkcjonowanie będzie wymagać wsparcia ze strony państwa.

zwrócono się do ministra energii w tej sprawie (część wątpliwości Prezes URE podnosił już w trakcie procesu legislacyjnego). Ostatecznie, 1 stycznia 2019 r. zmieniono przedmiotową ustawę¹⁴⁰⁾ zmieniając zakres podmiotów objętych tym obowiązkiem poprzez objęcie nim prawnie wyodrębnionych OSD gazowych (a więc obsługujących zasadniczo co najmniej 100 tys. odbiorców i sprzedających co najmniej 150 mln m³ gazu ziemnego).

W przypadku operatorów, którzy opracowali Program budowy stacji gazu ziemnego na podstawie dotychczasowych przepisów, i którzy zgodnie z art. 20 ustawy zmienianej w art. 4 nie mają obowiązku sporządzenia tego programu, zgodnie z postanowieniami art. 12 ust. 1 ustawy zmieniającej (*patrz przypis dolny 140*) byli zobowiązani powiadomić Prezesa URE o:

- 1) kontynuowaniu realizacji tego programu i budowie stacji gazu ziemnego albo
 - 2) odstąpieniu od realizacji tego programu i budowy stacji gazu ziemnego
- w terminie 30 dni od dnia wejście w życie niniejszej ustawy¹⁴¹⁾.

Ostatecznie OSD gazowym, który będzie realizował Program CNG/LCNG, jest PSG Sp. z o.o. (posiadająca 97% krajowych sieci dystrybucyjnych oraz dostarczająca gaz ziemny do ponad 7 mln odbiorców). Pozostali OSD odstąpili od realizacji przedmiotowego programu.

¹⁴⁰⁾ Art. 4 ustawy z 9 listopada 2018 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2018 r. poz. 2348).

¹⁴¹⁾ Ustawa weszła w życie 1 stycznia 2019 r.

Operator systemu przesyłowego (OGP Gaz-System S.A.)

W 2018 r. obowiązywał plan rozwoju operatora sieci przesyłowej 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), który został opisany w Sprawozdaniu Prezesa URE za 2017 r. Poziom nakładów w KDPR uzgodniono wówczas tylko na lata 2018-2019.

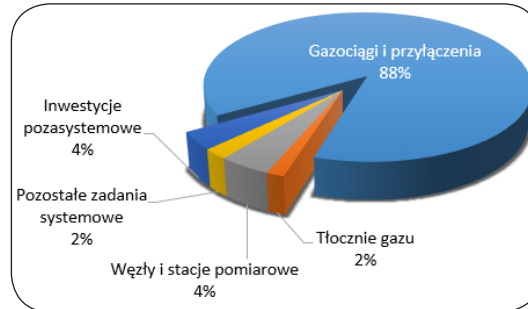
Podejście takie odbiegało od standardowego, zakładającego uzgodnienie nakładów dla 5-letniego horyzontu czasowego. W tym przypadku zostało to podyktowane: (1) wariantowością przebiegu części podmorskiej planowanego połączenia Baltic Pipe, mogącego mieć istotne konsekwencje finansowe, (2) niskim poziomem 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 Gaz-System S.A.¹⁴²⁾

W 2018 r. OGP Gaz-System S.A. realizował zadania inwestycyjne w systemie przesyłowym w dwóch podstawowych obszarach:

- Obszar rozwoju: budowa nowych obiektów systemowych oraz modernizacja istniejących, ma-

Rysunek 47. Struktura nakładów inwestycyjnych w 2018 r.



Źródło: „Ankieta dotycząca działalności przedsiębiorstwa za rok sprawozdawczy 2018”, OGP Gaz-System S.A., s. 25.

jące na celu zwiększenie możliwości technicznych systemu przesyłowego,

- Obszar bezpieczeństwa: zadania modernizacyjne i odtworzeniowe, wynikające z potrzeb technicznych lub eksploatacyjnych.

Stopień realizacji inwestycji pod względem finansowym przez OGP Gaz-System S.A. wyniósł 62,4% w stosunku do poziomu nakładów uzgodnionych w 2018 r.

OGP Gaz-System S.A. zakończył budowę i oddał do eksploatacji:

- gazociąg relacji Lwówek – Odolanów, etap II Krobia – Odolanów o długości 54 km i średnicy 1 000 mm,
- gazociąg relacji Czeszów – Kiełczów o długości 33 km i średnicy 1 000 mm,
- tłocznie gazu Odolanów o mocy tłoczenia 5 MW i przepustowości 180 000 m³/h.

W 2018 r. spółka prowadziła także 12 zadań inwestycyjnych w nowe gazociągi znajdujące się na etapie projektowania (w tym 3 w ramach Programu Baltic Pipe) oraz 11 zadań inwestycyjnych w nowe gazociągi znajdujące się na etapie realizacji.

W obszarze bezpieczeństwa OGP Gaz-System S.A. realizował 485 zadań inwestycyjnych, w tym 187 jednorocznych, z czego zakończył 120 zadań (64%). Efektem rzeczowym przeprowadzonych inwestycji była:

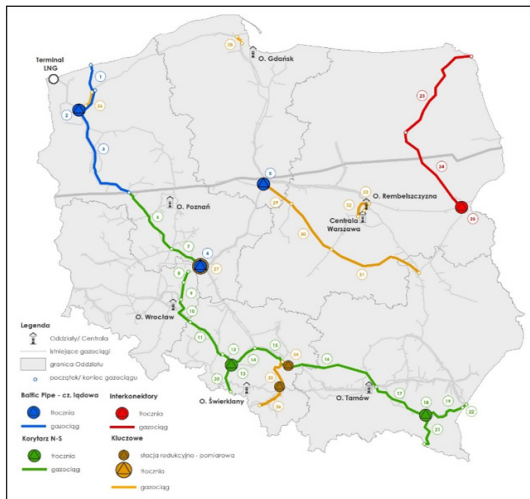
- modernizacja gazociągu DN 500 Krobia – Śrem,
- modernizacja urządzeń na 106 obiektach nieliniowych, 7 stacji ochrony antykorozyjnej,
- wykonanie 41 prac ogólnobudowlanych.

Inwestycje kontynuowane przez OGP Gaz-System S.A. w obszarze bezpieczeństwa (o wartości powyżej 20 mln zł) to:

- modernizacja gazociągu DN 500 Skwierzyńska – Barlinek (Chełmsko) – faza projektowania,
- modernizacja gazociągu DN 300 Radlin – Racibórz, PN 1,6 MPa, L = 20,74 km – faza projektowania,
- przebudowa gazociągu DN 500 Goleniów – Police w rejonie Rezerwatu Olszanka – faza projektowania,
- projekt przebudowy części budynku „C” z pomieszczeniami socjalnymi, higieniczno-sanitarnymi oraz warsztatem dla elektryków i ochrony antykorozyjnej – faza realizacji,
- wymiana odcinka o dł. ok. 8,1 km Gazociąg DN 500 WRG I Włocławek (Brzezie) – Wieniec – faza realizacji,
- przebudowa gazociągu Oświęcim – Szopienice w miejscowości Imielin – faza projektowania.

¹⁴²⁾ http://www.gaz-system.pl/fileadmin/pliki/open-season/Krajowy_Dziesiecioletni_Plan_Rozwoju_2018-2027.pdf

Rysunek 48. Inwestycje strategiczne / kluczowe – stan na 31 grudnia 2018 r.



Źródło: „Ankieta dotycząca działalności przedsiębiorstwa za rok sprawozdawczy 2018”, OGP Gaz-System S.A., s. 30.

Tabela 75. Projekty inwestycyjne związane z Programem Baltic Pipe (Baltic Pipe onshore)

| Lp. | Nazwa inwestycji kluczowej obowiązującej w 2018 r. | Faza |
|-----|---|---------------|
| 1 | Budowa gazociągu łączącego gazociąg podmorski z krajowym systemem przesyłowym: Niechorze – Płoty, Goleniów – Płoty (uwaga: miejsce lądowania może ulec zmianie) | Projektowania |
| 2 | Rozbudowa Tłoczni Goleniów moc = 30 MW | Projektowania |
| 3 | Gazociąg Goleniów-Lwówek DN=1000, L=188,3 km | Projektowania |
| 4 | Budowa Tłoczni Odolanów moc = 30 MW (etap I) + 20 MW (etap II) + 15 MW (etap III) | Projektowania |
| 5 | Tłocznia Gustorzyn moc = 30 MW | Projektowania |

Źródło: „Ankieta dotycząca działalności przedsiębiorstwa za rok sprawozdawczy 2018”, OGP Gaz-System S.A., s. 30-31.

Tabela 76. Projekty inwestycyjne Korytarza Północ – Południe

| Lp. | Nazwa inwestycji kluczowej obowiązującej w 2018 r. | Faza |
|-----|---|--|
| 1 | Gazociąg Lwówek – Odolanów (etap I Lwówek – Krobia) DN=1000, L=113,5 km | Realizacji |
| 2 | Gazociąg Lwówek – Odolanów (etap II Krobia – Odolanów) DN=1000, L=54,1 km | Gazociąg wybudowany |
| 3 | Gazociąg Czeszów – Wierzchowice DN=1000, L=14 km | Gazociąg wybudowany, doprojektowanie światłowodu |
| 4 | Gazociąg Czeszów – Kielców DN=1000, L=33 km | Gazociąg wybudowany, doprojektowanie światłowodu |
| 5 | Gazociąg Zdzeszowice – Wrocław (odc. Brzeg – Zębice – Kielców) DN=1000, L=49 km | Realizacji |
| 6 | Gazociąg Zdzeszowice – Wrocław (odc. Zdzeszowice – Brzeg) DN=1000, L=84 km | Realizacji |
| 7 | Gazociąg Zdzeszowice – Kędzierzyn Koźle DN=1000, L=17,4 km | Realizacji |
| 8 | Budowa tłoczni Kędzierzyn moc = 23 MW | Przetargowa (WRB/WNI) |
| 9 | Gazociąg Tworóg – Kędzierzyn Koźle DN=1000, L=43,4 km | Realizacji |
| 10 | Gazociąg Tworóg – Tworzeń DN=1000, L=56 km | Realizacji |
| 11 | Gazociąg Pogórska Wola – Tworzeń DN=1000, L=168 km | Przetargowa (WRB/WNI) |
| 12 | Gazociąg Strachocina – Pogórska Wola DN=1000, L=97,5 km | Realizacji |
| 13 | Budowa Tłoczni Strachocina moc = 30 MW | Przetargowa (WRB/WNI) |
| 14 | Gazociąg Hermanowice – Strachocina DN=700, L=72 km | Realizacji |
| 15 | Gazociąg Polska – Czechy DN=1000, L=52,5 km | Projektowanie zakończone |
| 16 | Gazociąg Polska – Słowacja DN=1000, L=59 km | 1. Projektowania (dokumentacja zamienna) 2. Przetargowa (WRB/WNI) |

| Lp. | Nazwa inwestycji kluczowej obowiązującej w 2018 r. | Faza |
|-----|---|---------------|
| 17 | Gazociąg Polska – Ukraina (Hermanowice – Gr. Państwa) DN=1000, L=1,5 km | Projektowania |

Źródło: „Ankieta dotycząca działalności przedsiębiorstwa za rok sprawozdawczy 2018”, OGP Gaz-System S.A., s. 30-31.

Tabela 77. Projekty inwestycyjne połączeń transgranicznych

| Lp. | Nazwa inwestycji kluczowej obowiązującej w 2018 r. | Faza |
|-----|---|---------------|
| 1 | Gazociąg Polska – Litwa (Rudka Skroda – Gr. PL – LT) DN=700, L=185 km | Projektowania |
| 2 | Gazociąg Polska – Litwa (Hołowczyce – Rudka Skroda) DN=700, L=153 km | Projektowania |
| 3 | Rozbudowa TG Hołowczyce II do sprężania gazu do ciśnienia 8,4 Mpa | Projektowania |

Źródło: „Ankieta dotycząca działalności przedsiębiorstwa za rok sprawozdawczy 2018”, OGP Gaz-System S.A., s. 30-31.

Tabela 78. Kluczowe projekty inwestycyjne

| Lp. | Nazwa inwestycji kluczowej obowiązującej w 2018 r. | Faza |
|-----|--|-------------------|
| 1 | Gazociąg Szczecin – Gdańsk (etap V Goleniów – Płoty) DN=700, L=41 km | Realizacji |
| 2 | Tłocznia Gazu Odolanów – etap 0 (przeniesienie sprężarek) moc = 20 MW | Obiekt wybudowany |
| 3 | Gazociąg Szczecin – Gdańsk (etap VI Reszki – Wiczlino) DN=700, L=8 km | Projektowania |
| 4 | Gazociąg Gustorzyn – Wronów (etap I Gustorzyn – Leśniewice) DN=1000, L=60 km | Projektowania |
| 5 | Gazociąg Gustorzyn – Wronów (etap II Leśniewice – Rawa Mazowiecka) DN=1000, L=100 km | Projektowania |
| 6 | Gazociąg Gustorzyn – Wronów (etap III Rawa Mazowiecka – Wronów) DN=1000, L=156 km | Projektowania |
| 7 | Gazociąg Rembelszczyzna – Mory DN=700, L=29 km | Projektowania |

| Lp. | Nazwa inwestycji kluczowej obowiązującej w 2018 r. | Faza |
|-----|---|-----------------------------|
| 8 | Budowa przyłącza do obiektu Elektrociepłowni Żerań (PGNiG TERMIKA S.A.) DN=500, L=10 km | Realizacja |
| 9 | Systemowa Stacja Redukcyjno-Pomiarowa Tworzeń w rejonie m. Sławków (etap I) | Przetargowa (projektowanie) |
| 10 | Gazociąg Oświęcim – Tworzeń wraz z Systemową Stacją Redukcyjno-Pomiarową Oświęcim (etap II) DN=700, L=50 km | Przetargowa (projektowanie) |
| 11 | Gazociąg Skoczów – Komorowice – Oświęcim (etap III) DN=500, L=53 km | Projektowania |

Źródło: „Ankieta dotycząca działalności przedsiębiorstwa za rok sprawozdawczy 2018”, OGP Gaz-System S.A., s. 30-31.

Pismem z 12 września 2018 r. Prezes URE uzgodnił plan rozwoju OGP Gaz-System S.A. pn. „Projekt Aktualizacji Krajowego Dziesięcioletniego Planu Rozwoju Systemu Przesyłowego; Część B; Rozwój infrastruktury SGT na lata 2019 – 2028”. Plan ten obejmuje inwestycje dotyczące infrastruktury przesyłowej będącej własnością SGT EuRoPol GAZ S.A., na której OGP Gaz-System S.A. pełni funkcję operatora. Poziom nakładów inwestycyjnych na sieci przesyłowej powierzonej OGP Gaz-System S.A. został uzgodniony na lata 2019-2022.

Ujęte w tym planie zadania inwestycyjne ukierunkowane są na utrzymanie pełnej sprawności technicznej poprzez inwestycje odtworzeniowe i niezbędne prace modernizacyjne. Planowane inwestycje obejmują modernizację urządzeń, instalacji i obiektów tłoczni, w tym systemów sterowania, zabezpieczeń i archiwizacji danych, modyfikację i modernizację systemów łączności, a także zadania wynikające z przeglądów technicznych i kontroli środowiskowych oraz zadania poprawiające warunki bhp.

SGT EuRoPol GAZ S.A. (SGT)

Przedsiębiorstwo SGT EuRoPol GAZ S.A., w oparciu o koncesję¹⁴³ na przesyłanie paliw gazowych, w związku z art. 22 i 23 ustawy nowelizującej, świadczy usługi przesyłania gazu ziemnego wysokometanowego z Federacji Rosyjskiej do Polski i Niemiec gazociągiem zwanym „Jamał”. Operatorem na tym gazociągu, na okres do 31 grudnia 2025 r., wyznaczony został OGP Gaz-System S.A.¹⁴⁴

W 2018 r. SGT EuRoPol GAZ S.A. dysponował uzgodnionym planem rozwoju na lata 2018-2022, który został opisany w Sprawozdaniu Prezesa URE za 2017 r. Plan ten został uzgodniony przez Prezesa URE 13 października 2017 r. W związku z obowiązkiem corocznej aktualizacji tego planu, w 2018 r. przedsiębiorstwo to wystąpiło do Prezesa URE z wnioskiem o aktualizację planu rozwoju na lata 2019-2022, po jego skonsultowaniu z Operatorem. Wskazany plan ukierunkowany jest głównie na utrzymanie pełnej sprawności technicznej infrastruktury sieciowej poprzez realizację inwestycji odtworzeniowych i wykonanie niezbędnych prac modernizacyjnych. Plan ten został uzgodniony¹⁴⁵ 16 lipca 2018 r.

¹⁴³ Decyzja Prezesa URE z 18 lipca 2008 r. nr PPG/102/3863-/W/2/2008/BP.

¹⁴⁴ Decyzja Prezesa URE z 17 listopada 2010 r. nr DPE-4720-4(8)/2010/6154/BT.

¹⁴⁵ Pismo z 16 lipca 2018 r. znak: DRG.DRG-3.4311.4.2018.RTu.

Operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSD)

OSD podlegający wydzieleniu prawnemu – Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.

W 2018 r. obowiązywał sporządzony przez PSG Sp. z o.o. plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2018-2022, który został przedstawiony w Sprawozdaniu Prezesa URE za 2017 r. W roku sprawozdawczym PSG Sp. z o.o. przedłożyło do uzgodnienia Program CNG/LCNG pn. „Program budowy stacji gazu ziemnego oraz przedsięwzięć w sprawie modernizacji, rozbudowy albo budowy sieci niezbędnych do przyłączenia tych stacji w latach 2019 – 2022”, który Prezes URE uzgodnił¹⁴⁶ 23 października 2018 r.

W Programie CNG/LCNG PSG Sp. z o.o. zdiagnozowało na terytorium Polski istnienie 36 gmin spełniających warunki określone w art. 20 ust. 3 ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych, w których – stosownie do postanowień art. 60 ust. 2 tej ustawy – należy wybudować łącznie minimalnie 76 punktów tankowania (w 35 gminach po 2 punkty tankowania i w jednej gminie [Warszawa] 6 punktów tankowania). Do określenia gmin spełniających warunki z ww. ustawy, PSG Sp. z o.o. posłużył się „najbardziej aktualnymi danymi publikowanymi przez GUS na stronie internetowej www.stat.gov.pl (Bank Danych Lokalnych, Kategoria: Transport i łączność,

¹⁴⁶ Pismo z 23 października 2018 r. znak: DRG.DRG-3.4311-19.2018.RTu.

Grupa: Pojazdy, Podgrupa: Pojazdy ogółem, dane za rok 2016) według stanu na dzień 1.07.2018 r.”.

Stosownie do postanowień art. 20 ust. 4 pkt 2 ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych, w programie CNG/LCNG należało określić lokalizacje stacji tankowania gazu CNG. Jak wskazało PSG Sp. z o.o. „Program stanowi jedynie koncepcję wskazania lokalizacji budowy stacji tankowania gazu ziemnego. Szczegółowe informacje związane z lokalizacją stacji, nakładami na ich budowę oraz wybranymi operatorami stacji gazu ziemnego zawarte zostaną w aktualizacji Planu Rozwoju dla PSG, który złożony zostanie do uzgodnienia przez Prezesa URE do 31 marca 2019 r. Jednakże przedstawiona w Programie minimalna liczba punktów tankowania sprężonego gazu ziemnego (CNG) (...) oraz ich rozmieszczenie w poszczególnych gminach pozostanie niezmienną”. Na obecnym etapie PSG Sp. z o.o. założyła budowę stacji gazu ziemnego na terenie istniejących stacji paliw płynnych. Do analizy dostępu do gazu sieciowego PSG Sp. z o.o. wykorzystwała listę stacji tankowania paliw płynnych w Polsce według stanu na 1 lipca 2018 r. opublikowaną przez Prezesa URE na stronie internetowej. Ostateczne potencjalne lokalizacje stacji i punktów tankowania CNG PSG Sp. z o.o. przedstawiła w załączniku do Programu z wyjaśnieniem, że w „wyniku postępowania na wyłonienie operatorów stacji gazu ziemnego, z którymi zawarte zostaną umowy na świadczenie usług tankowania i prowadzenie stacji gazu ziemnego („Umowa na usługi tankowania”), zostanie wybranych 38 lokalizacji z listy istniejących stacji paliw płynnych, lub w przypadku braku

złożenia atrakcyjnych ofert przez potencjalnych operatorów tych stacji, innych zlokalizowanych w odległości do 200 m od sieci gazowej średniego ciśnienia”. Liczbę gmin spełniających warunki z ustawy o elektromobilności, liczbę stacji, liczbę punktów tankowania i liczbę potencjalnych lokalizacji stacji w poszczególnych obszarach taryfowych PSG przedstawiono w poniższej tabeli.

Tabela 79. Liczba gmin, stacji tankowania, punktów tankowania i potencjalnych lokalizacji stacji w poszczególnych obszarach taryfowych PSG

| Obszar taryfowy | Liczba gmin [szt.] | Liczba stacji [szt.] | Liczba punktów tankowania [szt.] | Liczba lokalizacji stacji [szt.] |
|-----------------|--------------------|----------------------|----------------------------------|----------------------------------|
| Gdańsk | 7 | 7 | 14 | 160 |
| Poznań | 5 | 5 | 10 | 147 |
| Tarnów | 5 | 5 | 10 | 125 |
| Warszawa | 5 | 7 | 14 | 210 |
| Wrocław | 2 | 2 | 4 | 62 |
| Zabrze | 12 | 12 | 24 | 142 |
| Razem | 36 | 38 | 76 | 846 |

Źródło: URE.

W związku z faktem, że PSG Sp. z o.o. zaplanowało budowę stacji tankowania z dwoma punktami tankowania ww. łączna liczba punktów tankowania przekłada się na budowę 38 stacji tankowania CNG. PSG Sp. z o.o. zaplanowało w Programie CNG/LCNG budowę 3 rodzajów stacji tankowania CNG:

- podłączanych do sieci gazowej stacji gazu ziemnego w technologii CNG o wydajności 60 nm³/h z dwoma punktami tankowania CNG – dalej: „CNG 1”; planowana budowa 12 szt. w 2020 r.,

- podłączanych do sieci gazowej stacji gazu ziemnego w technologii CNG o wydajności 300 nm³/h z dwoma punktami tankowania CNG – dalej: „CNG 2”; planowana budowa 24 szt. w 2020 r.,
- stacji gazu ziemnego w technologii LCNG ze zbiornikiem kriogenicznym o pojemności 10 m³ z dwoma punktami tankowania CNG, zasilanych gazem LNG – dalej: „LCNG”; planowana budowa 2 szt. w 2019 r.

W przypadku stacji tankowania podłączonych do sieci gazowej (tj. stacje CNG 1 i CNG 2), w nakładach uwzględniono średnie nakłady na jedno przyłączenie obejmujące 200 m gazociągu DN90, 10 m przyłącza BD 63 oraz stację pomiarową.

Operatorzy systemów dystrybucyjnych nie podlegający wydzieleniu prawnemu

Obowiązek przedkładania planów rozwoju do uzgodnienia z Prezesem URE w związku z przekroczeniem limitów, o których mowa w art. 16 ust. 13 ustawy – Prawo energetyczne, dotyczył 14 operatorów systemów dystrybucyjnych w 2018 r. W porównaniu do 2017 r. liczba operatorów podlegających pod ten obowiązek wzrosła o jeden podmiot. Kolejny przyrost tej liczby przewidywany jest w 2019 r.

Według stanu na 31 grudnia 2018 r., 8 operatorów miało uzgodniony plan rozwoju na lata 2018-2022, 5 na lata 2019-2023, zaś 1 w związku trwającym procesem przedłużenia koncesji na lata 2017-2019. W związku z tym, że ww. plany aktu-

alizowane są co dwa lata, w 2018 r. uzgodniono plany rozwoju dla 5 operatorów systemu dystrybucyjnego.

Łącznie uzgodnione nakłady na realizację zadań inwestycyjnych dla operatorów sieci dystrybucji spoza GK PGNiG S.A. na 2018 r. wyniosły 61 336,49 tys. zł, z czego 36 056,26 tys. zł stanowiły nakłady na zadania LRE, 20 294,68 tys. zł na zadania NLRE, zaś 4 985,55 tys. zł na pozostałe zadania (grupa RNI). W porównaniu do 2017 r. łączna wielkość uzgodnionych nakładów dla tej grupy operatorów wzrosła o 28 020,74 tys. zł, co stanowi ponad 84% wzrost w stosunku rok do roku.

6.3. Weryfikacja lub ustalanie wielkości zasobów obowiązkowych gazu ziemnego

W 2018 r. prowadzonych było 27 postępowań o ustalenie lub weryfikację zasobów obowiązkowych gazu ziemnego. Spośród prowadzonych postępowań:

- 24 zakończono wydaniem decyzji na podstawie art. 25 ust. 3 ustawy o zasobach,
- 2 zakończono wydaniem decyzji na podstawie art. 25 ust. 5 ustawy o zasobach,
- 1 umorzono.

W 12 przypadkach odmówiono wszczęcia postępowania z uwagi na bezzasadność wniosków w kontekście braku przywozu gazu ziemnego z zagranicy w okresie od 1 kwietnia 2017 r. do 31 marca 2018 r.

6.4. 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 ziemnego¹⁴⁷.

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 zasobach.

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.

¹⁴⁷ Dz. U. z 2007 r. Nr 178, poz. 1252, dalej: „rozporządzenie”.

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 wpro-

wadzania 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 wpłynęły łącznie od obowiązanych do tego operatorów 52 wnioski o zatwierdzenie planu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego na sezon 2018/2019 (poprzedni sezon 2017/2018 – 48 wniosków), z czego 49 wniosków w 2018 r., natomiast 3 wnioski już w 2019 r.

Różnica pomiędzy liczbą funkcjonujących operatorów, a liczbą wniosków o zatwierdzenie planu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego wynika z faktu, że przedsiębiorstwa będące OSD na gazie koksowniczym nie są objęte stosownym obowiązkiem. W ustawie o zapasach jest bowiem mowa o gazie ziemnym, natomiast w ustawie – Prawo energetyczne – o paliwach gazowych – czyli obejmuje szerszy zakres (dotyczy to JSW Koks, Grupa Azoty Zakłady Azotowe Kędzierzyn, Koksownia Częstochowa i PCC Energetyka Blachownia).

W 2018 r. w zakresie planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu na sezon 2018/2019 Prezes URE zatwierdził 17 planów ograniczeń – w tym decyzją z 20 grudnia 2018 r. zatwierdził plan opracowany przez operatora systemu przesyłowego gazowego OGP Gaz-System S.A., zaś decyzją z 14 grudnia 2018 r. plan ograniczeń opracowany przez operatora systemu dystrybucyjnego gazowego PSG Sp. z o.o. Postępowania w sprawie pozostałych planów ograniczeń opracowanych na sezon 2018/2019 były kontynuowane w 2019 r.

6.5. Kontrolowanie obowiązków właściciela sieci przesyłowej oraz operatora systemu przesyłowego gazowego, w tym monitorowanie powiązań i 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. 48 ust. 1-10 ustawy Prawo przedsiębiorców. 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 sie-

ci 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 2018 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.

W związku z brakiem realizacji zalecenia wskazanego w ww. decyzji certyfikacyjnej Prezes URE, działając na podstawie art. 9h¹ ust. 12 w związku z art. 9h¹ ust. 7 i ust. 11 ustawy – Prawo energetyczne, wszczął z urzędu w listopadzie 2018 r. postępowanie administracyjne względem OGP Gaz-System S.A. w sprawie określenia kryteriów z art. 9h¹ ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne, które nie są spełnione oraz wyznaczenia terminu na podjęcie działań mających na celu spełnienie tych kryteriów. Postępowanie było kontynuowane w 2019 r.

Ponadto, Prezes URE w listopadzie 2018 r., działając na podstawie art. 9h ust. 14 w związku z art. 9h¹ ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne, wszczął z urzędu postępowanie administracyjne

w sprawie zobowiązania przedsiębiorcy SGT EuRoPol GAZ S.A. do podjęcia działań mających na celu spełnienie przez wyznaczonego na jego sieci operatora systemu przesyłowego warunków, o których mowa w art. 9h¹ ust. 7 pkt 2-4 ustawy – Prawo energetyczne oraz wyznaczenia terminu na ich podjęcie. Postępowanie było kontynuowane w 2019 r.

6.6. Monitorowanie wypełniania obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego. Ustawa o zapasach

Opisując zagadnienia związane z utrzymywaniem zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w 2018 r. można wydzielić dwa podokresy – od początku roku do 30 września i okres od 1 października do końca roku. W okresach tych obowiązek w zakresie utrzymywania zapasów obowiązkowych był realizowany na podstawie różnych przepisów. Pomimo, że zasadniczo w sprawach fundamentalnych były one zbieżne, niemniej występowały pewne różnice, mające wpływ z jednej strony na możliwości podejmowanych działań przez przedsiębiorstwa zaangażowane w realizację przypisanych im zadań, z drugiej strony na sposób egzekwowania przepisów przez regulatora.

Stan taki był następstwem wprowadzenia szeregu zmian w ustawie o zapasach, w rezultacie których dla pierwszego okresu obowiązywania obowiązku zapasowego w zmodyfikowanej formule – obejmującego pierwszą część 2018 r. – realizacja obowiązku odbywała się na podstawie

przepisów przejściowych, mających zastosowanie jedynie dla pierwszego rocznego okresu wdrażania ustawy w zmodyfikowanej formule.

Dopiero od 1 października 2018 r. realizacja przedmiotowych obowiązków odbywa się na podstawie przepisów z podstawowej części ustawy.

Wskazane zmiany ustawy o zapasach, istotne przy omawianiu 2018 r., konstytuujące zakres przedmiotowych obowiązków dla omawianego okresu, były wprowadzane ustawą z 22 lipca 2016 r., następnie ustawą z 30 listopada 2016 r. i ustawą z 7 lipca 2017 r. Ostatnia z wymienionych¹⁴⁸⁾ wprowadziła istotne zmiany w samej ustawie o zapasach, jak i w ustawie z 22 lipca 2016 r., określającej w przepisach przejściowych w szczególności sposób realizacji obowiązków zapasowych w pierwszym okresie obowiązywania zmian, obejmującym 2018 r.

Odnosząc się do zbieżności zasad, pomimo realizowania ustawy w dwóch podokresach 2018 r., na podstawie różnych przepisów, należy zauważyć, że zakres podmiotowy obowiązku zapasowego uległ znaczącemu rozszerzeniu w porównaniu sprzed nowelizacji¹⁴⁹⁾. W efekcie do utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego były zobowiązane dwie kategorie podmiotów (dalej także jako „obowiązek zapasowy”):

¹⁴⁸⁾ 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 państwa i zakłóceń na rynku naftowym oraz niektórych innych ustaw (dalej: „ustawa o zmianie ustawy o zapasach”).

¹⁴⁹⁾ Tj. do 30 września 2017 r.

- przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą, zwane dalej „przedsiębiorstwami” oraz
- podmioty dokonujące przywozu gazu ziemnego, zwane dalej „podmiotami”¹⁵⁰⁾

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, w tym przedsiębiorstwa wykonujące działalność w zakresie przesyłania lub dystrybucji gazu ziemnego, sprowadzające gaz na cele związane z własną działalnością sieciową.

¹⁵⁰⁾ 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).

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.

Przez cały 2018 r. obowiązywały przepisy dopuszczające realizację obowiązku zapasowego w nowej formule prawnej tj. w ramach tzw. umowy biletowej. Polega ona 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.

Odnosząc się do zróżnicowania zasad w dwóch podokresach 2018 r. należy w szczególności wskazać na umożliwienie począwszy od 1 października 2018 r. wypełnienia obowiązku magazynowego na podstawie umowy biletowej, świadczonej z wykorzystaniem instalacji magazynowych zlokalizowanych poza terytorium Polski. Jest to najistotniejsza, choć nie jedyna zmiana, wynikająca z ostatniego cyklu nowelizacji ustawy o zapasach.

Powyższe zmiany znacząco determinowały sposób realizacji w 2018 r. zadań Prezesa URE wynikających z ustawy o zapasach. Zadania te do-

tyczyły 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 sankcjonowania nieprawidłowości.

Ocena przez Prezesa URE pierwszego roku funkcjonowania ustawy o zapasach w znowelizowanej formule

W lipcu 2018 r., po rocznym okresie funkcjonowania mechanizmów dotyczących obowiązku zapasowego w zmodyfikowanej formule¹⁵¹⁾, Prezes URE przekazał ministrowi energii szereg uwag i propozycji dotyczących ustawy o zapasach, w celu poprawy jej funkcjonalności. Uwagi dotyczyły wyłącznie mechanizmów funkcjonowania obowiązku zapasowego i miały przede wszystkim charakter doprecyzowujący i porządkowy, a ich celem było ułatwienie stosowania przyjętych przepisów, w sposób jednoznaczny.

Udzielanie wyjaśnień w zakresie stosowania ustawy o zapasach

W związku ze zmianą w 2018 r. sposobu realizacji obowiązku informacyjnego, określonego w art. 27 ust. 2 pkt 2 ustawy o zapasach i dotyczącego m.in.

¹⁵¹⁾ Ich konstrukcja została ukształtowana po przyjęciu ustawy z 7 lipca 2017 r. o zmianie ustawy o zapasach.

obszaru zapasów obowiązkowych, Prezes URE wydał komunikat związany z tą kwestią. Stosowne informacje zostały przedstawione w Informacji nr 38/2018 z 23 kwietnia 2018 r. w sprawie obowiązku informacyjnego przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą i podmiotów dokonujących przywozu gazu ziemnego. Informacja zwracała uwagę na fakt, że w stosunku do roku ubiegłego zmianie uległ okres, za który należy przedstawić informacje – obecnie obowiązek informacyjny dotyczy okresu od 1 stycznia do 31 grudnia.

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 zaprzestawiania przywozu gazu i rezygnacji z koncesji OGZ.

Wyrażenie przez Prezesa URE zgód na zawieranie tzw. umów biletowych

Rok 2018 był drugim rokiem, w którym podmioty zobowiązane miały 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 tej ustawy, 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 zgo-

dy 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 umowę biletową, w 2018 r., podobnie jak rok wcześniej, 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 2018 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 14 podmiotom zobowiązanym. Żaden z przedłożonych Prezesowi URE w 2018 r. wniosków o wyrażenie zgody na zawarcie umowy biletowej na sezon 2018/19 nie spotkał się z odmową.

Odnosnie okresu kończącego się 30 września 2018 r. (sezon 2017/18), w przypadku jednego podmiotu zobowiązanego, w styczniu 2018 r. odmówiono wyrażenia zgody na zawarcie umowy o wykonywanie zadań w zakresie utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego.

Powodem takiego podejścia było niespełnienie kryteriów określonych w art. 24b ust. 3 ustawy o zapasach, tj. w tym przypadku art. 24b ust. 3 pkt 5 tej ustawy, zgodnie z którym okres obowiązywania umowy biletowej odpowiada lub jest wielokrotnością okresu, o którym mowa w art. 25 ust. 4 lub ust. 5 ustawy o zapasach (w niniejszym przypadku chodziło o okres od 1 października 2017 r. do 30 września 2018 r.). 13 przypadków umów biletowych na sezon 2018/19 dotyczyło utrzymywania zapasów na terytorium Polski, a 1 dotyczył utrzymywania zapasów na terytorium innego państwa członkowskiego UE.

Należy zauważyć, że umowy biletowe stanowią istotną formułę realizacji obowiązku zapasowego, których rola ulega zwiększeniu, bowiem:

- w okresie do 30 września 2018 r. spośród 17 podmiotów realizujących obowiązek zapasowy 11 podmiotów miało zawarte umowy biletowe,

- w okresie od 1 października 2018 r. na 19 podmiotów 14 miało tego rodzaju umowy (pojawily się także umowy biletowe oferowane w oparciu o instalacje magazynowe spoza terytorium Polski).

Monitorowanie wypełniania obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego

W 2018 r. monitorowanie wypełniania obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego było realizowane odmiennie niż w roku ubiegłym, co wynikało z faktu, że w 2017 r. ustawa o zmianie ustawy o zapasach przewidywała 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.¹⁵²⁾ Należy nadmienić, że również przekazywane informacje dotyczyły zapasów obowiązkowych, których wielkość była ustalana w jednorazowym trybie mającym zastosowanie wyłącznie w 2017 r.¹⁵³⁾ Te szczególne jednorazowe tryby były przewidziane wyłącznie

¹⁵²⁾ Takie podejście zostało wymuszone wprowadzeniem przez ustawodawcę szeregu przepisów przejściowych o charakterze jednorazowym, w szczególności art. 4 wprowadzonej w lipcu 2017 r. ustawy o zmianie ustawy o zapasach.

¹⁵³⁾ 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.

na 2017 r. i w roku kolejnym przekazywanie informacji na temat zapasów odbywało się już na zasadach ogólnych¹⁵⁴⁾. Zasady te przewidują przekazywanie przez podmioty zobowiązane informacji o rzeczywistej wielkości utrzymywanych zapasów obowiązkowych gazu ziemnego oraz miejscu ich magazynowania, według stanu na 15 września – do 20 września każdego roku.

Dodatkowo, na podstawie ankiety dedykowanej wybranym przedsiębiorstwom, pozyskano informacje o rzeczywistej wielkości utrzymywanych zapasów obowiązkowych gazu ziemnego oraz miejscu ich magazynowania, według stanu na początek nowego okresu utrzymywania zapasów tj. na 1 października 2018 r.

Monitoring bieżący wykazał, że do 30 września 2018 r. 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 i ten zapas utrzymywały. 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., udział pozostałych podmiotów przekroczył 5% w zapasach obowiązkowych ogółem.

¹⁵⁴⁾ Nowy kształt zasad ogólnych wynika z art. 27 ust. 2 pkt 1 ustawy o zapasach w brzmieniu nadanym poprzez art. 1 pkt 6 ustawy z 7 lipca 2017 r. o zmianie ustawy o zapasach.

W drugim podokresie 2018 r. rozpoczynającym się 1 października 2018 r., 18 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. Z ww. grupy 19 podmiotów utworzyło zapas obowiązkowy, natomiast wobec 1 podmiotu wszczęte zostało z urzędu postępowanie ws. wymierzenia kary pieniężnej, w związku z naruszeniem obowiązku tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego. Postępowanie to zostało zakończone na początku 2019 r. wydaniem decyzji ws. wymierzenia kary pieniężnej.

Biorąc pod uwagę formuły realizacji obowiązku zapasowego, zapasy obowiązkowe zostały utworzone na podstawie umowy zawartej bezpośrednio z operatorem systemu magazynowania w Polsce w przypadku 5 podmiotów, umowy zawartej z operatorem systemu magazynowania za granicą w przypadku 3 podmiotów, w przypadku umowy biletowej przez 14 podmiotów, z czego 1 podmiot zlecił utrzymywanie zapasu obowiązkowego poza granicami kraju, a 3 podmioty utrzymują zapas obowiązkowy także na podstawie umowy z OSM w kraju. W drugim podokresie 2018 r., rozpoczynającym się 1 października, udział podmiotów innych niż PGNiG w puli całkowitego zapasu obowiązkowego stanowił ok. 5% w zapasach obowiązkowych ogółem.

2018 r. był drugim rokiem, w którym wystąpił wzrost liczby podmiotów faktycznie utrzymujących zapasy obowiązkowe i jednocześnie rokiem, w którym wzrosła liczba sposobów realizacji obowiązku zapasowego. W ramach tzw. umowy biletowej pojawił się wariant przewidujący utrzymywanie zapasów obowiązkowych poza terytorium Polski.

W 2018 r. monitorowanie wypełniania obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego było realizowane z wykorzystaniem informacji od podmiotów zobowiązanych, zgodnie z ww. zakresem, ale również bazowało na innych dokumentach niż opisane wyżej informacje. Informacje te mogą pochodzić od innych podmiotów, m.in. operatorów systemów przesyłowych, dystrybucyjnych i magazynowania, innych przedsiębiorstw obrotu, a także organów administracji (np. organów celnych na podstawie art. 25 ust. 11 ustawy o zapasach). Same podmioty zobowiązane przekazywały również dokumenty we wnioskach bądź w związku z realizacją art. 24 ust. 5c ustawy o zapasach, które następnie były wykorzystywane na potrzeby monitoringu zapasów.

W związku ze stosunkowo krótkim okresem funkcjonowania obowiązku zapasowego w rozszerzonej formule, w 2018 r. były kontynuowane działania, zapoczątkowane w 2017 r., nakierowane na pozyskanie informacji o podmiotach pozostających dotychczas poza jakąkolwiek ewidencją urzędu i zajmujących się działalnością implikującą wskazany obowiązek (sprowadzający gaz ziemny, nie mający statusu przedsiębiorstwa obrotu gazem ziemnym z zagranicą OGZ).

Analiza informacji przekazywanych Prezesowi URE na podstawie art. 27 ust. 2 ustawy o zapasach przez przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą i podmioty dokonujące przywozu gazu ziemnego

W związku ze zmianą w 2018 r. sposobu realizacji obowiązku informacyjnego, określonego w art. 27 ust. 2 pkt 2 ustawy o zapasach i dotyczącego m.in. obszaru zapasów obowiązkowych, Prezes URE wydał komunikat związany z tą kwestią (przed 2017 r. analogiczny obowiązek dotyczył okresu od 1 kwietnia poprzedniego roku do 31 marca danego roku).

W Informacji tej wskazano m.in., że ustanowiony w art. 27 ust. 2 pkt 2 ustawy o zapasach obowiązek informacyjny odnoszony jest przez ustawodawcę do pojęcia bezpieczeństwa paliwowego państwa (rozumianego jako *stan umożliwiający bieżące pokrycie zapotrzebowania odbiorców na ropę naftową, produkty naftowe i gaz ziemny, w określonej wielkości i czasie, w stopniu umożliwiającym prawidłowe funkcjonowanie gospodarki* – art. 2 pkt 1 ustawy o zapasach) i przez to obowiązek ten ma szerszy zakres, niż tylko bezpośrednio związany z dokonaniem przywozu gazu ziemnego, dokonaniem obrotu gazem ziemnym z zagranicą czy też tylko z realizacją obowiązku utrzymywania zapasów gazu ziemnego. Konsekwentnie wskazano więc, że informacje przekazywane na podstawie art. 27 ust. 2 pkt 2 ustawy o zapasach powinny obejmować w szczególności informacje dotyczące

realizacji zadań/obowiązków, określonych w Rozdziale 6 ustawy o zapasach pt. *Zasady postępowania w sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa państwa w zakresie gazu ziemnego oraz konieczności wypełnienia zobowiązań międzynarodowych* (obejmującym art. 49–62 tej ustawy) oraz informacje o realizacji obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, w szczególności informacje dotyczące realizacji zadań/obowiązków, określonych w Rozdziale 3 ustawy o zapasach pt. *Zasady tworzenia, utrzymywania oraz finansowania zapasów gazu ziemnego* (obejmującym art. 24–30 tej ustawy).

W celu identyfikacji podmiotów zobowiązanych do realizacji przedmiotowego obowiązku wykorzystano dane z zasobów urzędu, jak również zwrócono się do OGP Gaz-System S.A. z prośbą o przedstawienie wykazu zidentyfikowanych przez przedsiębiorstw i podmiotów, które dokonały przywozu gazu ziemnego w 2017 r. oraz do ministra finansów¹⁵⁵⁾ z prośbą o przedstawienie wykazu, w którym wyszczególnione zostaną zidentyfikowane – przez podległe ministrowi finansów organy celne – podmioty, które zadeklarowały przywóz gazu ziemnego w ww. okresie.

Do URE wpłynęły ogółem informacje od 67 przedsiębiorstw, z czego 56 informacji zostało złożonych

przez podmioty zobowiązane, należące do grupy podmiotów zobowiązanych do realizacji przedmiotowego obowiązku w 2018 r. Informacje zostały także przekazane przez 2 przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem paliw gazowych, będące podmiotami dokonującymi przywozu gazu ziemnego w rozumieniu art. 2 pkt 14a ustawy o zapasach.

Z informacji przekazanych przez przedsiębiorstwa i podmioty obowiązane do przekazywania informacji w 2018 r., wynikają w szczególności następujące spostrzeżenia:

- zapasy obowiązkowe gazu ziemnego utrzymywane były w ciągu całego 2017 r. jedynie przez PGNiG S.A.,
- zapasy obowiązkowe gazu ziemnego utrzymywane były od 1 października 2017 r. przez 17 przedsiębiorstw lub podmiotów.

Ponadto monitoring wykazał, że nie wszystkie podmioty zobowiązane posiadają procedury postępowania w sytuacji kryzysowej, o których mowa w art. 49 ust. 1 ustawy o zapasach¹⁵⁶⁾. W związku z takim stanem rzeczy wystąpiono do OGP Gaz-System S.A. i PSG Sp. z o.o. z prośbą o wyjaśnienia dotyczące statusu i problemów odnośnie uzgadniania procedur postępowania, o których mowa w art. 49 ust. 1 ustawy o zapasach, z uwagi

¹⁵⁶⁾ Zgodnie z art. 49 ust. 1 ustawy o zapasach: 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 są obowiązani posiadać procedury postępowania mające zastosowanie w przypadku: 1) wystąpienia zakłóceń w dostarczaniu gazu ziemnego do systemu gazowego; 2) nieprzewidzianego wzrostu zużycia gazu ziemnego przez odbiorców.

na brzmienie art. 49 ust. 4 ustawy o zapasach, jak również podjęcie kroków mających na celu zmotywowanie tych podmiotów do wystąpienia ze stosownym wnioskiem o uzgodnienie przedmiotowych procedur.

Odnośnie monitoringu prowadzonego na podstawie art. 27 ust. 2 pkt 1 dotyczącego przekazywania informacji o rzeczywistej wielkości utrzymywanych zapasów obowiązkowych gazu ziemnego oraz miejscu ich magazynowania, według stanu na 15 września – do 20 września każdego roku pozyskano informację, że wszystkie podmioty, w stosunku do których wydano decyzje ustalające wielkość zapasów obowiązkowych, prawidłowo realizują obowiązek zapasowy. Liczba ta obejmowała 17 podmiotów.

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 2018 r. weryfikacja technicznych możliwości dostarczenia zapasów obowiązkowych przez operatora systemu przesyłowego gazowego lub operatora systemu połączonego gazowego utrzymywanych w okresie od 1 października 2018 r. do 30 września 2019 r. była realizowana na podstawie innych przepisów niż rok wcześniej, co wynikało z faktu, że ustawa o zmianie ustawy o zapasach

¹⁵⁵⁾ Na podstawie art. 25 ust. 11 ustawy o zapasach, zgodnie z którym: *Na wniosek Prezesa URE, organy celne udostępniają dane identyfikacyjne dotyczące podmiotów dokonujących przywozu gazu ziemnego, obejmujące oznaczenie firmy, jej siedziby, adresu oraz inne dane teleadresowe niezbędne do prowadzenia przez Prezesa URE kontroli oraz postępowań w sprawie ustalenia lub weryfikacji wielkości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego.*

przewidywała tryb weryfikacji, przeprowadzanej wyłącznie w 2017 r. Weryfikacja ta dotyczyła zapasów obowiązkowych utrzymywanych w okresie od 1 października 2017 r. do 30 września 2018 r. i odbywała się na podstawie przepisów intertemporalnych, określonych w art. 6 ust. 1 i 2 ustawy o zmianie ustawy o zapasach, regulujących odpowiednio weryfikację zapasów utrzymywanych poza i na terytorium Polski. Na podstawie przepisów art. 6 ust. 1 i 2, weryfikacja odbywała się w oparciu o dokumenty przekazywane operatorowi w terminie do 10 września 2017 r.

Ustawa z 7 lipca 2017 r. 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 dostarczenia 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 połączonego gazowego powiadamia o tym fakcie Prezesa URE w terminie 7 dni. Tak więc obecnie ustawa o zapasach obliguje 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.

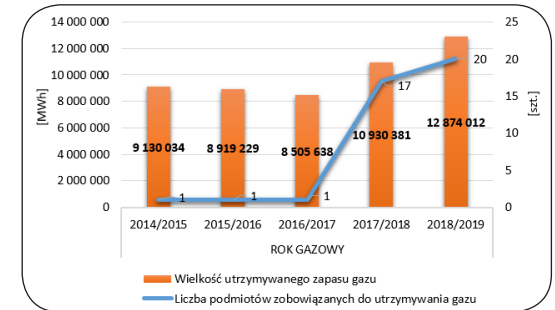
Na mocy wskazanej nowelizacji operator systemu przesyłowego został zobligowany do przedstawienia Prezesowi URE informacji na temat zdolności przesyłowych zarezerwowanych na potrzeby zapasów obowiązkowych (art. 6 ust. 3 ustawy o zmianie ustawy o zapasach).

W związku z powyższym, przepisy ogólne wynikające z ustawy z 7 lipca o zmianie ustawy o zapasach po raz pierwszy były stosowane w 2018 r.

Operator nie sygnalizował w 2018 r. szczególnych zdarzeń w zakresie zapasów obowiązkowych w ramach informacji przekazywanych na podstawie powyższych przepisów.

Zapas obowiązkowy w liczbach

Rysunek 49. Wielkość utrzymywanych zapasów obowiązkowych w latach 2014-2018



Źródło: URE.

6.7. Bezpieczeństwo 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 rządowej¹⁵⁷⁾ w związku z § 1 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z 9 grudnia 2015 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Energii¹⁵⁸⁾, 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 2018 r. był minister właściwy do

¹⁵⁷⁾ Dz. U. z 2017 r. poz. 888.

¹⁵⁸⁾ Dz. U. z 2015 r. poz. 2087.

spraw energii. Co przy tym także istotne, w 2017 r. minister energii działał jako organ właściwy w rozumieniu rozporządzenia 2017/1938, 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.

Monitorowanie realizacji zadań wynikających z planów rozwoju

W 2018 r. monitorowanie realizacji zadań wynikających z planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych uwidoczniło dalszy postęp prac mających na celu dywersyfikację źródeł i kierunków dostaw gazu ziemnego, tj. działań przyczyniających się do liberalizacji rynku oraz bezpośrednio wpływających na wzrost poziomu bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego do Polski.

W tym kontekście szczególnie znaczenie ma tu realizacja Projektu Baltic Pipe, tj. połączenia gazowego z Polski przez Danię do zół na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Projekt ten wpisuje się w koncepcję Korytarza Północ-Południe oraz w Plan działań na rzecz integracji bałtyckiego rynku energii (BEMIP). W związku z pozytywnym wynikiem przeprowadzonej w 2017 r. procedury Open Season, w ramach której uczestnicy przedłożyli wiążące oferty zobowiązujące ich do zawarcia 15-letnich umów przesyłowych, w styczniu 2018 r. nastąpiło podpisanie stosownych umów. W zakresie gazociągu podmorskiego w 2018 r. kontynuowano badania geofizyczne, geotechniczne i środowiskowe rozpoczęte w 2017 r. W czerwcu Gaz-System S.A. zaakceptował wariant trasy gazociągu podmorskiego zarekomendowanego przez wykonawcę dokumentacji technicznej i środowiskowej – firmę Ramboll. Obecnie rekomendowana trasa liczy ok. 275 km i przebiega przez wody duńskie, szwedzkie i polskie. W IV kwartale 2018 r. operator przeprowadził wstępny dialog z potencjalnymi wykonawcami robót budowlanych i dostawcami rur do gazociągu podmorskiego. W listopadzie 2018 r. polski oraz duński operator systemu przesyłowego zawarły umowę Construction Agreement, regulującą wzajemne zobowiązania inwestorów dotyczące m.in. uzyskania niezbędnych pozwoleń do realizacji inwestycji oraz oddania do użytkowania wszystkich projektów do 1 października 2022 r. Ponadto w 2018 r. Gaz-System S.A. oraz Energinet.dk podpisały dwie umowy na dofinansowanie inwestycji w ramach unijnego instrumentu „Łącząc Europę” (Connecting Europe

Facility – CEF) oraz złożyły wniosek o dofinansowanie prac budowlanych dla Projektu Baltic Pipe do konkursu grantowego CEF ENERGY 2018.

Ponadto w 2018 r. Gaz-System S.A. kontynuował działania w zakresie innych połączeń międzysystemowych mających kluczowe znaczenie dla budowy zintegrowanego i konkurencyjnego rynku gazu ziemnego w Europie Środkowej oraz w regionie Morza Bałtyckiego, co bezpośrednio wpływa na podnoszenie bezpieczeństwa i stopnia dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego do Polski. Szczegółowy opis połączeń międzysystemowych zamieszczono w pkt 6.1.

Z perspektywy 2018 r. na pozytywną ocenę z punktu widzenia bezpieczeństwa dostaw należy uznać wzrost wielkości importu gazu przez Terminal LNG w stosunku do 2017 r. Z danych przedstawionych przez Gaz-System S.A. wynika, że tą drogą dostaw do krajowego systemu gazowego w 2018 r. trafiło 29,510 TWh gazu ziemnego (w 2017 r. – 18,39 TWh).

W 2018 r. monitorowanie realizacji zadań wynikających z planów rozwoju przedsiębiorstw sieciowych uwidoczniło dalszy postęp prac nad realizacją zadań inwestycyjnych, w tym dotyczących zapewnienia bezpieczeństwa dostaw i do których kierowane są szczególne oczekiwania¹⁵⁹⁾ co do dal-

¹⁵⁹⁾ 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.

szej poprawy funkcjonalności krajowego systemu przesyłowego (por. pkt 6.1 i 6.2 niniejszego Sprawozdania).

Dywersyfikacja

Ważnym elementem zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju jest dywersyfikacja dostaw gazu ziemnego z zagranicy. Od 2 września 2016 r., w związku z nowelizacją ustawy – Prawo energetyczne, 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). 10 maja 2017 r. weszło w życie rozporządzenie Rady Ministrów z 24 kwietnia 2017 r. w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy¹⁶⁰), 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. W świetle przepisów powołanego rozporządzenia w latach 2017-2022 maksymalny udział gazu ziemnego importowanego przez przedsiębiorstwo energetyczne z jednego źródła w danym roku kalendarzowym nie mógł być wyższy niż 70%.

Prezes URE w 2018 r. przeprowadził monitoring przestrzegania przepisów ww. rozporządzenia dywersyfikacyjnego przez przedsiębiorstwa

energetyczne posiadające w 2017 r. koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą. Monitoringiem objętych zostało 71 podmiotów. W związku z koniecznością uzupełnienia informacji i przekazanej dokumentacji, działania te były kontynuowane w 2019 r.

W związku z faktem, że ww. rozporządzenie weszło w życie dopiero 10 maja 2017 r. oraz z uwagi na treść § 5 ust. 1 tego rozporządzenia, powyższy monitoring prawidłowości wypełniania obowiązku dywersyfikacyjnego dotyczył okresu od 10 maja do 31 grudnia 2017 r. Jak bowiem stanowi powyższy przepis, w celu określenia minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy dla 2017 r. rokiem kalendarzowym, o którym mowa w § 3 ust. 1, jest okres od dnia wejścia w życie rozporządzenia do 31 grudnia 2017 r.

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 zamieszcza warunek dotyczący obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy. Jak bowiem wynika z powyższych przepisów, koncesji 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. Ponadto w ramach postępowania o udzielenie koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą Prezes URE weryfikuje, czy wnioskodawca złożył

oświadczenie, zawierające zobowiązanie do przestrzegania obowiązku dywersyfikacyjnego.

Koncesje OGZ i związany z nimi obowiązek utrzymania zapasów

Podmiot wnioskujący o udzielenie koncesji OGZ, powinien – 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. Ponadto, w związku z ostatnimi nowelizacjami tej ustawy, do powyższego wniosku powinna zostać załączona również informacja o wielkości średniodobowego planowanego przez wnioskodawcę przywozu w okresie od dnia jego rozpoczęcia do 31 marca kolejnego roku oraz powinna zostać wskazana planowana data rozpoczęcia przywozu gazu ziemnego z zagranicy.

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

¹⁶⁰) Dz. U. z 2017 r. poz. 902.

cofa koncesję na obrót gazem ziemnym z granicą 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.

Inne działania Prezesa URE w zakresie bezpieczeństwa dostaw

Niezależnie od powyższego, w kontekście bezpieczeństwa dostaw, należy wskazać także na prowadzone w 2018 r. przez Prezesa URE działania dotyczące:

- **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 2017 r. zapewniły dobrą kondycję finansową przedsiębiorstw, tym samym możliwość finansowania

wania 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.

Kwestia zatwierdzania planów wprowadzania ograniczeń została przedstawiona w pkt 6.4. niniejszego Sprawozdania;

- **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.

Kwestia ustalania wielkości obowiązkowych zapasów gazu ziemnego oraz monitorowania utrzymywania tych zapasów została opisana w pkt 6.3. i 6.6. niniejszego Sprawozdania;

- **ograniczeń handlowych w dostawach paliwa gazowego wprowadzonych w 2018 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 2018 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**

Wzorem lat ubiegłych w analizowanym roku sprawozdawczym 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 przyłączenia do sieci.

W przypadku operatora systemu przesyłowego, liczba zakończonych procesów przyłączeniowych w roku sprawozdawczym wyniosła 10 (w 2017 r. – 13), z tego wszystkie zrealizowane były na zasadach pełnej odpłatności (grupa przyłączeniowa C, z tego: 9 – odbiorcy dystrybucyjni, 1 – źródło gazu). Ponadto w 2018 r. operator rozpatrzył pozytywnie 77 wniosków o określenie warunków przyłączenia do sieci (z tego 14 dotyczyło grupy A), dwa wnioski rozpatrzono odmownie (w 2017 r. – 7). Informacje dotyczące sieci dystrybucyjnej znajdują się w pkt 5.2.

Podsumowanie oceny bezpieczeństwa dostaw gazu

Realizowane w 2018 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 2017/1938, a także realizacja działań wynikających z rozporządzenia 347/2013 ukierunkowanych na wspieranie inwestycji infrastrukturalnych.

W tym kontekście należy stwierdzić, że wpływ na ocenę bezpieczeństwa dostaw mają takie czynniki, jak:

- stan techniczny i funkcjonalność systemu przesyłowego i magazynowego oraz 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 (3,846 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 zaintereso-

wanie 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. Niemniej jednak w tym zakresie niezbędne są zmiany co do określonych w ustawie o zapasach i rozporządzeniu wykonawczym do tej ustawy – zasad ich opracowywania. Uwagi w tym zakresie Prezes URE przekazywał Ministerstwu Energii.

Reasumując, podejmowane działania miały na celu:

- minimalizację skutków realizacji scenariuszy kryzysowych,
- likwidację wąskich gardeł w systemie przesyłowym w celu usprawnienia rozptyłów gazu ziemnego w sieci,
- budowę kolejnych połączeń międzysystemowych pomiędzy państwami członkowskimi UE (połączenie Polska – 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

istotne jest także zapewnienie dostępu do źródeł gazu ziemnego, a także w przypadku połączeń międzysystemowych – 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 wy-**

znaczania europejskiej infrastruktury krytycznej oraz oceny potrzeb w zakresie poprawy jej ochrony¹⁶¹⁾

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 w całym 2018 r. PGNiG zaimportowało poprzez Terminal LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu 1,96 mln ton LNG, co odpowiada ok. 29,8 TWh lub 2,57 mld m³ gazu ziemnego po regazyfikacji. W porównaniu z rokiem ubiegłym oznacza to wzrost o 58%, jako że w 2017 r. odnotowano import w wysokości 1,24 mln ton LNG, co odpowiada ok. 18,8 TWh lub 1,63 mld m³ gazu ziemnego po regazyfikacji;

- **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 lo-

kalne spółki. Może mieć to wpływ na możliwość oraz wolę realizowania dalszych inwestycji przez 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%.

Możliwości, jakie wynikają ze zrealizowanych w ostatnich latach działań w zakresie rozwoju infrastruktury na połączeniach z innymi systemami nie są w pełni 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

¹⁶¹⁾ Dz. U. UE z 23.12.2008 r. L 345/75.

kontraktowej (abstrahując od postanowień samych kontraktów) jest co do zasady procesem postępującym za rozwojem infrastruktury.

W ocenie regulatora kontynuowane w 2018 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 źródeł pochodzenia gazu sprowadzanego na terytorium Polski.

Uruchomienie terminalu do odbioru skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu w coraz większym stopniu przyczynia się do dywersyfikacji dostaw i przekłada na poprawę bezpieczeństwa energetycznego Polski.



Część VI. Ciepłownictwo



1. Rynek ciepła – sytuacja ogólna

1.1. Lokalne rynki ciepła

W odróżnieniu 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 efekt skali przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się dostawą ciepła. Lokalne usytuowanie systemów ciepłowniczych wpływa również na koszty ponoszone przez przedsiębiorstwa. Dodatkowo, ciepło wytwarzane jest z różnych rodzajów paliw, co także w dużym stopniu różnicuje 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 2018 r. w odziałach 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 80. Średnioważone ceny ciepła oraz średnioważone stawki opłat za usługi przesyłowe dla pierwszego roku stosowania taryf zatwierdzonych w 2018 r.

| Woje- wództwo | Przedsiębiorstwa prowadzące działalność gospodarczą w zakresie wytworzenia ciepła | | Przedsiębiorstwa prowadzące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła | |
|---------------------|---|-----------------------------------|---|--|
| | liczba przedsiębiorstw | średnioważona cena ciepła [zł/GJ] | liczba przedsiębiorstw | średnioważona stawka opłaty za usługi przesyłowe [zł/GJ] |
| Mazowieckie | 22 | 33,11 | 21 | 14,47 |
| Dolnośląskie | 21 | 40,12 | 23 | 18,74 |
| Opolskie | 12 | 46,49 | 11 | 17,17 |
| Kujawsko-pomorskie | 19 | 46,21 | 17 | 18,44 |
| Wielkopolskie | 27 | 40,64 | 25 | 19,00 |
| Pomorskie | 20 | 47,39 | 20 | 23,97 |
| Warmińsko-mazurskie | 15 | 39,84 | 13 | 19,03 |
| Małopolskie | 18 | 38,01 | 16 | 20,63 |
| Podkarpackie | 16 | 45,86 | 19 | 19,53 |
| Śląskie | 34 | 41,37 | 35 | 19,01 |
| Łódzkie | 21 | 40,04 | 23 | 14,37 |
| Świętokrzyskie | 9 | 31,41 | 8 | 16,60 |
| Zachodnio-pomorskie | 21 | 50,77 | 20 | 18,63 |

| Woje- wództwo | Przedsiębiorstwa prowadzące działalność gospodarczą w zakresie wytworzenia 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] |
| Lubuskie | 9 | 44,84 | 8 | 19,04 |
| Lubelskie | 16 | 36,47 | 15 | 14,88 |
| Podlaskie | 14 | 43,39 | 13 | 18,36 |
| Ogółem kraj | 294 | 39,70 | 287 | 17,87 |

Źródło: URE.

Tabela 81. Średnioważone ceny ciepła dla pierwszego roku stosowania taryf zatwierdzonych w 2018 r. w zależności od rodzaju paliwa podstawowego zużywanego w źródłach ciepła

| Woje- wództwo | Średnioważona cena ciepła [zł/GJ] | | | | | |
|---------------------|-----------------------------------|-----------------|------------|--------------------|---------------------|------------------|
| | miel węgla kamiennego | węgiel brunatny | gaz ziemny | olej opałowy lekki | olej opałowy ciężki | paliwa pozostałe |
| Mazowieckie | 32,02 | | 48,39 | 217,96 | 34,60 | 29,79 |
| Dolnośląskie | 40,88 | 27,42 | 38,65 | 79,78 | | |
| Opolskie | 43,56 | | 62,68 | 105,67 | | 47,01 |
| Kujawsko-pomorskie | 43,21 | | 50,56 | 86,45 | | 33,93 |
| Wielkopolskie | 39,66 | 36,56 | 60,32 | 98,92 | | 40,43 |
| Pomorskie | 45,10 | | 68,42 | 74,72 | | 32,72 |
| Warmińsko-mazurskie | 38,88 | | 67,68 | 70,24 | | 66,47 |
| Małopolskie | 38,32 | | 76,77 | | | 32,03 |
| Podkarpackie | 42,84 | | 71,75 | | | 44,07 |
| Śląskie | 41,10 | | 64,59 | 79,14 | | 39,51 |
| Łódzkie | 41,34 | 20,09 | 67,71 | 94,12 | | 94,14 |
| Świętokrzyskie | 30,41 | | 72,80 | | | |

| Woje- wództwo | Średnioważona cena ciepła [zł/GJ] | | | | | |
|--------------------|-----------------------------------|-----------------|--------------|--------------------|---------------------|------------------|
| | miel węgla kamiennego | węgiel brunatny | gaz ziemny | olej opałowy lekki | olej opałowy ciężki | paliwa pozostałe |
| Zachodniopomorskie | 44,32 | | 74,09 | 117,53 | | 34,81 |
| Lubuskie | 49,77 | | 43,81 | | | 80,47 |
| Lubelskie | 36,59 | | 36,17 | | | 107,48 |
| Podlaskie | 42,92 | | 81,14 | 104,89 | | 42,41 |
| Ogółem kraj | 38,55 | 24,53 | 52,09 | 154,51 | 34,60 | 37,87 |

Źródło: URE.

Trudne do przewidzenia wzrosty cen paliw w 2018 r. oraz dynamiczny wzrost kosztów emisji CO₂ spowodowały, że przedsiębiorstwa zwracały się do Prezesa URE z wnioskami o zmianę (wzrost) obowiązujących taryf – zarówno tych zatwierdzonych jeszcze w 2017 r., jak i w 2018 r. Wnioski te z przyczyn obiektywnych były w większości przypadków załatwiane pozytywnie, a uwzględnione wzrosty cen ciepła (wytworzenie) przewyższały niekiedy 10%.

Tabela 82. Średnioważone ceny ciepła po zatwierdzeniu zmian taryf w 2018 r. przedsiębiorstw, które wystąpiły z wnioskami o zmianę taryf

| Województwo | Średnioważone ceny ciepła przed zatwierdzeniem zmian taryf [zł/GJ] | Średnioważona cena ciepła po zmianie [zł/GJ] | Zmiany cen wynikające ze zmian taryf [%] |
|--------------|--|--|--|
| Mazowieckie | 44,16 | 47,88 | 8,40 |
| Dolnośląskie | 46,58 | 48,10 | 3,26 |
| Opolskie | 63,03 | 67,24 | 6,67 |

| Województwo | Średnioważone ceny ciepła przed zatwierdzeniem zmian taryf [zł/GJ] | Średnioważona cena ciepła po zmianie [zł/GJ] | Zmiany cen wynikające ze zmian taryf [%] |
|---------------------|--|--|--|
| Kujawsko-pomorskie | 40,87 | 42,02 | 2,81 |
| Wielkopolskie | 31,11 | 32,93 | 5,88 |
| Pomorskie | 52,32 | 56,18 | 7,37 |
| Warmińsko-mazurskie | 39,80 | 42,35 | 6,40 |
| Małopolskie | 43,29 | 44,82 | 3,53 |
| Podkarpackie | 45,29 | 49,84 | 10,04 |
| Śląskie | 43,78 | 44,99 | 2,77 |
| Łódzkie | 50,45 | 54,23 | 7,49 |
| Świętokrzyskie | 41,88 | 43,50 | 3,88 |
| Zachodniopomorskie | 41,17 | 47,23 | 14,73 |
| Lubuskie | - | - | - |
| Lubelskie | 38,53 | 40,54 | 5,21 |
| Podlaskie | 45,59 | 46,02 | 0,94 |
| Ogółem kraj | 43,26 | 45,37 | 4,88 |

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 2017 r. został zamieszczony w publikacji pt. „Energetyka ciepłownicza w liczbach – 2017” i opublikowany w sierpniu 2018 r. na stronie www.ure.gov.pl. Publikacja dotycząca 2018 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 2018 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 posiadających siedzibę w woj. mazowieckim dostarczających ciepło do odbiorców, w tym źródeł, w których występuje współspalanie paliw kopalnych i biomasy lub biogazu. Od 3 października 2018 r. w departamencie DRE zatwierdzane były taryfy dla ciepła przedsiębiorstw z woj. mazowieckiego sprzedających co najmniej 150 000 GJ ciepła rocznie, pozostałe taryfy dla ciepła przedsiębiorstw energetycznych z woj. mazowieckiego zatwierdzane były w oddziale terenowym URE z siedzibą w Łodzi.

[Oddziały terenowe](#), zgodnie z zakresem zadań, prowadziły postępowania administracyjne w spra-

wie 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 cz. XI niniejszego Sprawozdania.

2.1. Koncesje

W 2018 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 2018 r. liczba koncesjonariuszy zajmujących się działalnością gospodarczą związaną z zaopa-

trzeniem odbiorców w ciepło, według stanu na 31 grudnia 2018 r., utrzymała się na poziomie zbliżonym do roku ubiegłego. Na krajowym rynku ciepła koncesje na prowadzenie działalności w zakresie zaopatrzenia odbiorców w ciepło posiadało 399 przedsiębiorstw. Były to koncesje na wytwarzanie ciepła, przesyłanie i dystrybucję ciepła oraz obrót ciepłem, w liczbie 817 szt. razem.

Od 2005 r. obserwuje się stabilizację liczby koncesjonariuszy. Od tego czasu obowiązkiem uzyskania koncesji objęci są przedsiębiorcy posiadający moc wytwórczą ciepła powyżej 5 MW. Wcześniej wartością graniczną był 1 MW. Po 2005 r. zmiany na rynku ciepłowniczym były raczej niewielkie i w szczególności wynikały z przekształceń organizacyjno-własnościowych: przejmowania majątku ciepłowniczego przez inne przedsiębiorstwa koncesjonowane, konsolidacji przedsiębiorstw oraz ograniczania zakresu działalności skutkującego brakiem obowiązku posiadania koncesji.

Przedsiębiorstwa ciepłownicze są coraz częściej zainteresowane rozszerzeniem swojej działalności. Szukają przede wszystkim możliwości wejścia na nowe, nawet małe rynki lokalne. Działalność niektórych firm ciepłowniczych znacznie wykracza poza pierwotny obszar funkcjonowania i ukierunkowuje się na inne województwa, nie tylko ościennie. Wejście na nowe rynki ciepła następuje zazwyczaj poprzez przejęcie innych przedsiębiorstw ciepłowniczych. Jednocześnie ze względu na zmniejszenie zużycia ciepła przez odbiorców indywidualnych, które jest wynikiem m.in. termomodernizacji budynków, firmy ciepłownicze zmuszone są optymalizować swoją działalność i poszukiwać nowych klientów.

Udzielanie koncesji/promes koncesji

W 2018 r. w zakresie zaopatrzenia odbiorców w ciepło prowadzono 500 postępowań w przedmiocie koncesji i 17 postępowań dotyczących promes koncesji. W ich konsekwencji udzielono 70 koncesji, w tym: 33 na wytwarzanie ciepła, 32 na przesyłanie lub dystrybucję ciepła i 5 na obrót ciepłem oraz 5 promes koncesji na wytwarzanie ciepła i 3 promesy koncesji na przesyłanie lub dystrybucję ciepła.

W żadnym przypadku nie odmówiono udzielenia koncesji lub promesy koncesji.

Zmiany koncesji/promes koncesji

W omawianym okresie wydano łącznie 325 decyzji w sprawie zmiany koncesji (196 na wytwarzanie ciepła, 101 na przesyłanie lub dystrybucję ciepła i 28 na obrót ciepłem) oraz 2 decyzje zmieniające promesy koncesji na wytwarzanie ciepła. Zmiany te wzorem lat ubiegłych podyktowane były w szczególności:

- zmianami formalno-prawnymi dot. koncesjonariuszy (nazwa, siedziba, forma prawna),
- zmianą przedmiotu i zakresu wykonywanej działalności (m.in. rozszerzeniem działalności, zmiany liczby wytwórców ciepła od których przedsiębiorstwo kupowało ciepło celem dalszej odsprzedaży, zmianą rodzaju paliwa wykorzystywanego do wytwarzania ciepła),
- przedłużeniem okresu obowiązywania koncesji, zgodnie z art. 39 ustawy – Prawo energetyczne.

W roku sprawozdawczym nie wystąpił żaden przypadek odmowy zmiany koncesji w zakresie ciepła.

Cofnięcia, uchylenia, stwierdzenia wygaśnięcia koncesji/promes koncesji

W 2018 r. w związku z trwałym zaprzestaniem wykonywania działalności gospodarczej lub niepodjęciem działalności objętej koncesją, bądź też z uwagi na naruszenie warunków koncesji, cofnięto 5 koncesji oraz w 14 przypadkach stwierdzono wygaśnięcie koncesji.

W okresie sprawozdawczym nie cofnięto i nie uchylono, ani też nie stwierdzono wygaśnięcia żadnej promesy koncesji w zakresie ciepła.

Umorzenie, pozostawienie bez rozpoznania

W okresie sprawozdawczym w 6 przypadkach pozostawiono wnioski bez rozpoznania na podstawie art. 35 ust. 2b ustawy – Prawo energetyczne, 2 wnioski zwrócono, a 12 postępowań umorzono, w wyniku wystąpienia okoliczności powodujących ich bezprzedmiotowość lub na wniosek strony.

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 taryfy dla ciepła weszła w życie w 2017 r.¹⁶²⁾

Przedsiębiorstwa wytwarzające ciepło w kogeneracji korzystają z uproszczonego sposobu zatwierdzania taryf dla ciepła. Ceną odniesienia, której przy uproszczonym sposobie kształtowania taryfy przekroczyć nie można jest cena referencyjna, która wynika z iloczynu wskaźnika referencyjnego i średniej ceny sprzedaży ciepła. 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 2018 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 i kosztów emisji CO₂ będzie miał wpływ na kształtowanie cen ciepła wytworzonego w jednostkach kogeneracji dopiero w kolejnych latach.

¹⁶²⁾ 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).

W 2018 r. Prezes URE zatwierdził taryfy dla 137 źródeł, w których ciepło wytwarzane jest w kogeneracji, z czego dla 129 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 2018 r. zatwierdzono ogółem 326 taryf dla ciepła przedsiębiorstw energetycznych. Prowadzono 431 postępowań administracyjnych w sprawie zatwierdzenia taryf, z czego 99 zostało przeniesionych na kolejny rok. W 1 przypadku odmówiono zatwierdzenia taryfy, w 2 przypadkach postępowanie zostało zawieszone, a w 3 umorzone.

W 2018 r. prowadzono 181 postępowań dotyczących zmian taryf dla ciepła, z czego w 112 przypadkach zatwierdzono zmiany obowiązujących taryf dla ciepła, w tym w 59 przypadkach zmiany taryf były związane ze wzrostem cen paliw na rynku. W 7 przypadkach odmówiono zmiany taryfy, w 14 przypadkach umorzono postępowanie w sprawie zmiany taryfy, a 48 postępowań nie zostało zakończonych w roku sprawozdawczym.

Tab. 83 przedstawia liczbę zatwierdzonych przez Prezesa URE taryf dla źródeł ciepła wytworzonego w jednostkach kogeneracji w okresie 2014-2018, wskaźnikowe ceny ciepła i ich zmiany w przypadku metody kosztowej i uproszczonej.

Tabela 83. Taryfy dla źródeł, w których ciepło wytwarzane jest w jednostkach kogeneracji, w latach 2014-2018

| Rok | Taryfy zatwierdzone | | Cena ciepła | | Zmiana ceny | |
|------|---------------------|----------|-------------|----------|-------------|----------|
| | [liczba] | | [zł/GJ] | | [%] | |
| | uproszczone | kosztowe | uproszczone | kosztowe | uproszczone | kosztowe |
| 2014 | 120 | 12 | 35,24 | 42,29 | 5,83 | (-) 1,03 |
| 2015 | 114 | 7 | 36,94 | 51,80 | 4,46 | (-) 0,78 |
| 2016 | 129 | 8 | 38,77 | 38,15 | (-) 0,21 | (-) 2,15 |
| 2017 | 102 | 4 | 36,23 | 39,64 | (-) 0,42 | (-) 0,29 |
| 2018 | 129 | 8 | 36,52 | 42,48 | 0,88 | 3,18 |

Źródło: URE.

Oddziały terenowe URE oraz departament DRE uwzględniły w prowadzonych postępowaniach w sprawie zatwierdzania taryf (przy uznawaniu uzasadnionych kosztów dostarczania ciepła do odbiorców), uzyskiwane od przedsiębiorstw informacje dotyczące m.in. realizacji remontów, usuwania awarii, a także inwestycji, w tym modernizacji źródeł i sieci ciepłowniczych.

Metodologia ustalania oraz uwzględniania w taryfach dla ciepła zwrotu z kapitału

Prezes URE dąży do równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców ciepła. W celu transparentności swojego działania, w grudniu 2015 r. Prezes URE określił „Model” (Zasady i sposób ustalania oraz uwzględniania w taryfach dla ciepła zwrotu z kapitału (kosztu kapitału) na lata 2016-2020), który był kontynuacją Modelu opublikowanego w 2013 r. Model bazuje na zasadzie wskazania do uwzględnienia w taryfach dla ciepła maksymalnego planowanego przychodu

(suma kosztów uzasadnionych i uzasadnionego zwrotu z kapitału). Celem opracowanej metody było przygotowanie zoptymalizowanych narzędzi do ustalenia uzasadnionego poziomu przychodów uwzględniającego wskazane w art. 3 pkt 21 ustawy – Prawo energetyczne elementy oceny, czy dany poziom kosztów jest uzasadniony, a w szczególności, czy poniesienie danych kosztów jest niezbędne i uzasadnione ekonomicznie. W konsekwencji, Model określił jaki poziom zwrotu z kapitału może być uznany za uzasadniony przy danym poziomie efektywności i uzasadnionych kosztach prowadzonej działalności, co stanowi realizację obowiązujących norm prawnych i kompetencji Prezesa URE dotyczących oceny poziomu kosztów uzasadnionych – art. 23 ust. 2 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne oraz ustalania uzasadnionego zwrotu z kapitału – art. 23 ust. 2 pkt 3 lit. c tej ustawy. Model standaryzuje kryteria oceny stosując metodę porównawczą, zgodnie z art. 47 ust. 2e ustawy – Prawo energetyczne, przy uwzględnieniu przepisów rozporządzenia określonego na podstawie art. 46 wymienionej ustawy.

W przypadku braku spełnienia określonego kryterium przychodowego na podstawie publikowanych wielkości, zgodnie z Modelem, zastosowanie mają współczynniki redukujące możliwość uzyskania zaplanowanego zwrotu z kapitału.

Zgodnie z Modelem, przedsiębiorstwa miały możliwość uwzględnić uzasadniony zwrot z kapitału, po zaplanowaniu przychodów, których maksymalne zmiany wskazano w poniższej tabeli, w poszczególnych latach.

Tabela 84. Zgodne z Modelem maksymalne zmiany planowanego w taryfach dla ciepła przychodu w latach 2014-2018

| ROK | Wytwarzanie | Wytwarzanie | Dystrybucja | Dystrybucja |
|------|-------------|-----------------|-------------|-----------------|
| | I kwartał | II – IV kwartał | I kwartał | II – IV kwartał |
| | [%] | | | |
| 2014 | 6,93 | (-) 1,87 | 2,57 | 2,14 |
| 2015 | (-) 2,31 | (-) 0,18 | 1,49 | 2,16 |
| 2016 | (-) 0,65 | (-) 5,58 | 1,50 | (-) 0,89 |
| 2017 | (-) 5,41 | (-) 6,59 | (-) 0,67 | (-) 1,06 |
| 2018 | (-) 5,12 | 3,19 | 0,88 | 1,37 |

Źródło: URE.

Model nie stanowi źródła prawa, jednak jako uznanie administracyjne z powodzeniem funkcjonuje, będąc modyfikowanym po korekcie zaobserwowanych wad oraz zmieniających się warunków prowadzenia działalności gospodarczej przez przedsiębiorstwa energetyczne.

Stosując Model, Prezes URE miał możliwość i uwzględnił okoliczności, które nie zostały w Modelu przewidziane. Zawsze dotyczyło to zindywidualizowanej oceny wniosku o zatwierdzenie

taryfy dla ciepła, a w 2018 r. – zmian otoczenia przedsiębiorstw, które spowodowały gwałtowne wzrosty niektórych kosztów prowadzenia działalności: kosztów paliw oraz kosztów emisji CO₂ przy jednoczesnym zmniejszaniu się puli darmowych uprawnień do emisji. W związku z tymi okolicznościami, w przypadku wniosków o zatwierdzenie taryf dla ciepła uwzględniających nowe, wyższe ceny paliw oraz wzrost kosztów uprawnień do emisji CO₂, Prezes URE akceptował poziom planowanego przychodu powyżej określonego w Modelu.

Dodatkowo, w związku z powyższym, przedsiębiorstwa bardzo często występowały z wnioskami o zmianę taryf dla ciepła. Prezes URE w większości przypadków, z przyczyn obiektywnych, uwzględniał te wnioski. Zatwierdzone zmiany przewyższały niekiedy 10% wzrostu planowanych przychodów z wytwarzania, a w przypadku jednego województwa średnia cena ciepła zmieniła się prawie o 15%. W skali całego kraju zmiana ceny wyniosła średnio 4,88% (zmiana z 43,26 zł/GJ na 45,37 zł/GJ).

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 2018 r. przedsiębiorstwa energetyczne zgłosiły 333 przy-

padki odmowy wydania warunków o przyłączenie do sieci ciepłowniczej, co oznacza, że liczba odmów utrzymuje się na poziomie zbliżonym do 2017 r. (wzrost o ok. 10%). Zgodnie z informacjami przekazanymi przez przedsiębiorstwa energetyczne, 44 odmowy przyłączenia do sieci były spowodowane brakiem warunków technicznych przyłączenia do sieci – WT, a 289 względami ekonomicznymi – WE.

Tabela 85. Odmowy przyłączenia do sieci ciepłowniczych

| Województwo | Powód odmowy | |
|---------------------|--------------|-----------|
| | WE | WT |
| Dolnośląskie | 11 | 1 |
| Kujawsko-pomorskie | 10 | - |
| Lubelskie | - | 1 |
| Lubuskie | - | - |
| Łódzkie | 36 | 1 |
| Małopolskie | 64 | 6 |
| Mazowieckie | 5 | - |
| Opolskie | 1 | - |
| Podkarpackie | - | 2 |
| Podlaskie | - | 1 |
| Pomorskie | 133 | 1 |
| Śląskie | 2 | 28 |
| Świętokrzyskie | - | - |
| Warmińsko-mazurskie | - | - |
| Wielkopolskie | 19 | 1 |
| Zachodniopomorskie | 8 | 2 |
| Razem | 289 | 44 |

Źródło: URE.

Część VII. Paliwa ciekłe i biopaliwa ciekłe

1. Rynek paliw ciekłych – sytuacja ogólna, charakterystyka rynku

W roku sprawozdawczym nie odnotowano znaczących zmian na runku paliw ciekłych w odniesieniu do roku poprzedniego. Sprzedaż podstawowych paliw ciekłych wzrosła o 3%¹⁶³. Liczba przedsiębiorstw energetycznych posiadających koncesje paliwowe wyniosła 6 215, co w porównaniu do 2017 r. oznacza spadek o 1,6%.

Rok 2018 był kolejnym rokiem ograniczania sprzedaży paliw ciekłych, od których nie były odprowadzone należne podatki i opłaty. W ocenie urzędu mechanizm sprzedaży paliw ciekłych w szarej i czarnej strefie jest obecny na polskim rynku i konieczne są dalsze zmiany legislacyjne zmierzające do uszczelnienia tego fragmentu rynku. Prezes URE zwracał się w tej kwestii do ministra energii, jednak w roku sprawozdawczym nie zostały podjęte realne działania zmierzające do zmiany istniejącego stanu rzeczy. Segmenty rynku paliw ciekłych wymagające dalszych zmian prawnych to: rynek gazu ciekłego LPG, przywóz paliw ciekłych statkami, dostarczanie paliw ciekłych do pojazdów kolejowych oraz do klientów końcowych, a także rynek benzyn lotniczych.

Produkcja paliw ciekłych w procesie przerobu ropy naftowej w 2018 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 (76%)¹⁶³, należy jednak zauważyć zwiększone ilości dostaw ropy naftowej również z innych kierunków.

Wyprodukowane przez rodzimych producentów benzyny silnikowe i oleje napędowe zaspokoiły zapotrzebowanie krajowe na te gatunki paliw, odpowiednio w 89% i 71%. Przywóz z zagranicy oleju napędowego stanowił 29% oleju dostępnego w kraju. W przypadku gazu płynnego (LPG) udział ilości paliw przywiezionych wyniósł 82%¹⁶³.

Wielkości produkcji, przywozu i wywozu podstawowych paliw ciekłych zawiera tab. 91.

Obrót hurtowy paliwami ciekłymi podobnie jak w latach poprzednich opierał się na usługach przedsiębiorców, którzy kupowali paliwa wytworzone w kraju lub zagranicą i następnie sprzedawali je kolejnym pośrednikom. Modelem najczęściej występującym na runku hurtowym jest udział co najmniej dwóch przedsiębiorców (pośredników) zanim paliwo ciekłe trafi do odbiorcy końcowego. Taki model sprzyja powstawaniu nadużyć w handlu paliwami. Niczym nadzwyczajnym jest sprzedaż jednej partii paliwa nawet pięciu pośrednikom, zanim trafi do klienta końcowego.

Obrót detaliczny benzynami silnikowymi oraz gazem płynnym przeznaczonym do silników z za-

plonem iskrowym prowadzony jest, co do zasady, na stacjach paliw ciekłych. Sprzedaż oleju napędowego do klientów końcowych podobnie jak w 2017 r. w ok. 50% wykonywana jest poza stacjami paliw ciekłych, przy wykorzystaniu stacji zakładowych oraz poprzez dostawy do kontenerowych stacji paliw ciekłych należących do odbiorców.

Na terenie kraju funkcjonowało na koniec 2018 r. 9 448 stacji paliw ciekłych, sprzedających co najmniej jedno paliwo ciekłe. Stacji paliw ciekłych oferujących:

- benzyny silnikowe, oleje napędowe i gaz płynny (LPG) – było 6 241,
- benzyny silnikowe i oleje napędowe – było 7 869,
- tylko olej napędowe – było 323,
- tylko gaz płynny (LPG) – było 1 194.

Należy w tym miejscu zaznaczyć, że na stacjach paliw ciekłych powszechnie stosowanymi paliwami ciekłymi są:

- 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, liderami są: Polski Koncern Naftowy ORLEN S.A., Shell Polska Sp. z o.o., BP Europa SE Spółka europejska Oddział w Polsce Kraków, Lotos Paliwa Sp. z o.o. i CIRCLE K POLSKA Sp. z o.o.

¹⁶³ Źródło: Polska Organizacja Handlu i Przemysłu Naftowego.

Tabela 86. 20 największych sieci stacji paliw ciekłych¹⁶⁴⁾

| Nazwa | Stacje paliw ciekłych |
|--|-----------------------|
| Polski Koncern Naftowy ORLEN S.A. | 1 315 |
| Shell Polska Sp. z o.o. | 386 |
| BP Europa SE Spółka europejska Oddział w Polsce Kraków | 331 |
| Lotos Paliwa Sp. z o.o. | 311 |
| CIRCLE K POLSKA Sp. z o.o. | 276 |
| AMIC POLSKA Sp. z o.o. | 115 |
| ANWIM S.A. | 43 |
| CARREFOUR POLSKA Sp. z o.o. | 43 |
| MGR GRUPA Sp. z o.o. | 41 |
| PW ALICJA Sp. z o.o. | 36 |
| Watis Sp. z o.o. | 33 |
| PPHU „D & D” W. DZWONEK, Z. DAWIDOWICZ Sp.j. | 32 |
| TESCO (Polska) Sp. z o.o. | 30 |
| Przedsiębiorstwo Wielobranżowe PIEPRZYK Sp. z o.o. | 30 |
| BM REFLEX Sp. z o.o. Sp. k. | 30 |
| AS 24 Polska Sp. z o.o. | 30 |
| OLKOP Sp. z o.o. | 24 |
| AUCHAN POLSKA Sp. z o.o. | 23 |
| GROSAR Sp. z o.o. | 22 |
| WASBRUK Sp. z o.o. | 22 |

Źródło: URE.

Nieznacznie wzrosła liczba stacji należących do sieci sklepowych. Zestawienie największych przymarketowych sieci stacji paliw ciekłych zawiera tab. 87.

Stacje paliw ciekłych działające przy sklepach E.LECLERC POLSKA czy Intermarché nie należą do jednego przedsiębiorcy. Jest to franczyzowa sieć działająca przy supermarketach spożywczych, dla której też nie mogła znaleźć się w zestawieniu.

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.

Tabela 87. Zestawienie największych przymarketowych sieci stacji paliw ciekłych¹⁶⁵⁾

| Nazwa | Stacje paliw ciekłych |
|------------------------------|-----------------------|
| CARREFOUR POLSKA Sp. z o.o. | 43 |
| TESCO (Polska) Sp. z o.o. | 30 |
| AUCHAN POLSKA Sp. z o.o. | 23 |
| Jeronimo Martins Polska S.A. | 16 |

Źródło: URE.

Usługi logistyczne na rynku paliw ciekłych świadczono 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 1 716 instalacji magazynowania, 120 instalacji przeładunku i 15 instalacji przesyłania paliw ciekłych o łącznej długości 1 127,08 km. Środki transportu paliw ciekłych stanowią: 6 611 cystern drogowych, 3 373 cysterny kolejowe, 50 cystern kontenerowych oraz 14 statków.

¹⁶⁵⁾ Zestawienie nie obejmuje stacji franczyzowych.

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 2018 r. do URE wpłynęło łącznie 77 informacji, przekazanych przez Prezesa UOKiK, dotyczących podmiotów, u których w wyniku przeprowadzonych kontroli stwierdzono wykonywanie działalności z naruszeniem obowiązujących przepisów, w głównej mierze 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 większa niż w 2017 r., w którym Prezes URE otrzymał informacje o 69 przypadkach wykonywania działalności z naruszeniem prawa, dotyczących wyłącznie możliwości wprowadzania do obrotu paliw ciekłych o niewłaściwej jakości.

.....

2. Regulowanie działalności przedsiębiorstw paliwowych

2.1. Koncesje

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

¹⁶⁴⁾ Zestawienie nie obejmuje stacji franczyzowych.

ustawa z 30 listopada 2016 r., znacząco wpłynęły na realizację zadań z zakresu paliw ciekłych wykonywanych przez Prezesa URE także w 2018 r., w szczególności w zakresie koncesjonowania rynku paliwowo-energetycznego, w związku przede wszystkim z opublikowaniem rozporządzeń wykonawczych do nich.

Warto przypomnieć, że 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 lakowe i przemysłowe, biopaliwa płynne (ciekłe), smary – określone w załączniku B rozdziały 4 i 5 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 1099/2008 z 22 października 2008 r. w sprawie statystyki energii¹⁶⁶⁾,

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 przeladunek, przesyłanie lub dystrybucja, obrót, w tym obrót z zagranicą, wymaga koncesji oraz których przywóz wymaga wpisu do rejestru podmiotów przywożących¹⁶⁷⁾. Rozporządzenie weszło w życie 16 grudnia 2016 r., szczegółowo opisało kody paliw ciekłych przy zastosowaniu nazw oraz klasyfikacji Nomenklatury Scalonej (kody CN).

Rok 2018 był drugim z rzędu, w którym kontynuowano rozpatrywanie tych wniosków dotyczących ww. zmian.

Niezależnie od liczby prowadzonych postępowań dotyczących zasygnalizowanych powyżej zmian, przedsiębiorcy działający na rynku paliw ciekłych składali do URE również inne wnioski. W 2018 r. wpłynęło ich łącznie 1 608.

Warto wskazać, że tylko same oddziały terenowe w okresie sprawozdawczym prowadziły 5 890 spraw związanych z koncesjonowaną działalnością przedsiębiorstw paliwowych.

Wytwarzanie paliw ciekłych

W 2018 r. udzielono 3 koncesje na wytwarzanie paliw ciekłych. Wydano również 24 decyzje

w przedmiocie zmiany koncesji tego rodzaju, obejmujących oznaczenie siedziby koncesjonariusza lub zmiany przedmiotu i zakresu wykonywanej działalności koncesjonowanej. Ponadto w 2018 r. utraciły ważność 2 koncesje na wytwarzanie paliw ciekłych, zarówno na skutek ich cofnięcia oraz stwierdzenia ich wygaśnięcia. Dane dotyczące ważnych na 31 grudnia 2018 r. koncesji na wytwarzanie paliw ciekłych zawiera tab. 88.

Przesyłanie lub dystrybucja paliw ciekłych

W tym okresie sprawozdawczym nie dokonywano zmian w odniesieniu do koncesji na przesyłanie paliw ciekłych. Koncesję w tym zakresie posiada dwóch przedsiębiorców, tj. Polski Koncern Naftowy ORLEN S.A. oraz PERN S.A.

Magazynowanie i przeladunek paliw ciekłych

W 2018 r. Prezes URE udzielił 4 koncesji na magazynowanie i przeladunek paliw ciekłych. Dokonano również 22 zmian decyzji w tym zakresie. W roku sprawozdawczym utraciło moc obowiązującą 6 koncesji na magazynowanie paliw ciekłych w związku ze stwierdzeniem ich wygaśnięcia (2 koncesje) lub ich cofnięciem (4 koncesje). Dane dotyczące ważnych na 31 grudnia 2018 r. koncesji na magazynowanie paliw ciekłych zawiera tab. 88.

¹⁶⁶⁾ Dz. Urz. UE L 304 z 14.11.2008 r., str. 1 z późn. zm.

¹⁶⁷⁾ Dz. U. z 2016 r. poz. 2039.

Obrót paliwami ciekłymi

Koncesjonowanie działalności gospodarczej polegającej na obrocie paliwami ciekłymi w 2018 r. obejmowało przede wszystkim dokonanie zmian już wydanych koncesji w związku z nowelizacjami ustawy – Prawo energetyczne. Udzielano również nowych koncesji przedsiębiorcom, którzy złożyli wnioski 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. Umożnienie postępowania następowało, gdy przedsiębiorca w jego trakcie rezygnował z zamiaru wykonywania działalności koncesjonowanej, natomiast wniosek przedsiębiorcy pozostawiany był bez rozpoznania, gdy wnioskodawca nie uzupełnił brakującej dokumentacji poświadczającej, że spełnia on warunki określone przepisami prawa, wymagane do wykonywania działalności koncesjonowanej.

Prezes URE w 2018 r. udzielił 370 koncesji na obrót paliwami ciekłymi, co w porównaniu do 2017 r. oznacza zmniejszenie o blisko 44% (wówczas udzielono 658 tego rodzaju koncesji). Nie oznacza to jednak, że na rynek paliw ciekłych weszła grupa nowych podmiotów. Jak wspomniano, zdecydowana więk-

szość 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 23 przypadkach, zaś w 64 – odmówił udzielenia zmiany koncesji bądź jej uzupełnienia, czy sprostowania.

Dokonano również 2 472 zmian obowiązujących koncesji, co stanowi niewiele niższą liczbę zmian dokonanych w 2017 r. (wówczas wydano 2 627 zmian koncesji).

W 2018 r. utraciło moc obowiązującą 488 koncesji na obrót paliwami ciekłymi w związku z wydaniem decyzji o ich cofnięciu, stwierdzeniu ich wygaśnięcia lub upływu terminu ich ważności.

Dane dotyczące ważnych na 31 grudnia 2018 r. koncesji na obrót paliwami ciekłymi zawiera tab. 88.

Obrót paliwami ciekłymi z zagranicą

W 2018 r. Prezes URE udzielił 4 koncesje na obrót paliwami ciekłymi z zagranicą oraz dokonał 10 zmian decyzji. Ponadto w roku sprawozdawczym utraciły swoją ważność 4 koncesje tego rodzaju.

Tabela 88. Koncesjonowanie paliw ciekłych

| Paliwa ciekłe | Koncesje udzielone w 2018 r. | Koncesje ważne na koniec 2018 r. | Koncesje ważne na koniec 2017 r. |
|-------------------------------|------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|
| Wytwarzanie | 3 | 33 | 32 |
| Magazynowanie lub przeladunek | 4 | 45 | 45 |

| Paliwa ciekłe | Koncesje udzielone w 2018 r. | Koncesje ważne na koniec 2018 r. | Koncesje ważne na koniec 2017 r. |
|-----------------------------|------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|
| Przesyłanie lub dystrybucja | 0 | 2 | 2 |
| Obrót | 370 | 6 199 | 6 329 |
| Obrót z zagranicą | 4 | 43 | 42 |
| Razem | 381 | 6 322 | 6 450 |

Źródło: URE.

Cofnięcie i wygaśnięcie koncesji

W 2018 r. Prezes URE wydał 500 rozstrzygnięć w zakresie cofnięcia i wygaśnięcia koncesji dotyczących działalności gospodarczej dotyczącej paliw ciekłych.

290 rozstrzygnięć dotyczyło stwierdzenia wygaśnięcia ww. koncesji, z powodu m.in.:

- uchybienia terminom wynikającym z ustaw: z 7 i 22 lipca 2016 r., zobowiązującym ich do uzupełnienia złożonego wniosku o wymagane dokumenty w terminie wskazanym przez Prezesa URE,
- 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 fackie wykreślenia przedsiębiorcy z właściwego rejestru lub ewidencji Prezes URE dowiadyje 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,

- upływu terminu ich obowiązywania – należy uwzględnić, że w części tego rodzaju przypadków koncesjonariusze nie występują już o ponowne udzielenie koncesji.

Ponadto wydano 210 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 przed-

siębiorcach 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 trojakiemi 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 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 najbardziej dotkliwą sankcją, jaka może spotkać przedsiębiorcę. Kary pieniężne nakładane są zaś na przedsiębiorców, którzy naruszyli normy prawne określone w art. 56 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne odnoszące się do koncesjonowanej działalności gospodarczej w zakresie paliw ciekłych, w tym w przeważającej liczbie dotyczą one naruszenia obowiązków wynikających z koncesji.

Podobnie jak w roku poprzednim, w 2018 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.

Na marginesie należy wskazać, że następstwem noweli Prawa energetycznego dokonanej ustawą z 22 lipca 2016 r. była znaczący wzrost postępowań w sprawie wymierzenia kar pieniężnych w stosunku do tych przedsiębiorców działającym na rynku paliw ciekłych, których działania lub zaniechania, stwierdzone w toku postępowań koncesyjnych wyczerpywały znamiona naruszenia warunków koncesyjnych bądź dyspozycje przepisów obligujących Prezesa URE do nałożenia kary pieniężnej. Działania te przyniosły pozytywny efekt regulacyjny w postaci wzmocnionych przedsięwzięć inwestycyjnych podejmowanych przez podmioty koncesjonowane mających na celu dostosowanie eksploatowanej infrastruktury do obowiązujących przepisów prawa w zakresie chociażby prowadzonej na stacjach paliw płynnych gospodarki wodno-ściekowej, przestrzegania przepisów przeciwpożarowych czy dostosowania tych obiektów do wymogów rozporządzenia Ministra Gospodarki z 21 listopada 2005 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać bazy i stacje paliw płynnych, rurociągi przesyłowe dalekosieżne służące do transportu ropy naftowej i produktów naftowych i ich usytuowanie¹⁶⁸). Warto podkreślić także stanow-

¹⁶⁸) Dz. U. z 2014 r. poz. 1853 z późn. zm.

czą postawę regulatora w odniesieniu do stwierdzonych przypadków braku legalizacji użytkowanych w obrocie paliwami ciekłymi urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych, czy ich nieprawidłowej pracy przejawiającej się w sankcjonowaniu tego typu naruszeń. Znacząca część wymierzanych kar pieniężnych dotyczyła wprowadzania do obrotu paliw ciekłych nie spełniających obowiązujących norm jakościowych, o czym Prezes URE był informowany przez Prezesa UOKiK. Szereg postępowań dotyczyło też naruszenia przez koncesjonariuszy ich obowiązków informacyjno-ewidencyjnych, a także prowadzenia koncesjonowanej działalności gospodarczej w szerszym zakresie aniżeli określonych w treści decyzji koncesyjnych.

Realizacja przez Prezesa URE nałożonych przez ustawę z 22 lipca 2016 r. obowiązków doprowadziła także do wyeliminowania z koncesjonowanego rynku paliw ciekłych tych przedsiębiorców, którzy w sposób ewidentny nie spełniali przypisanych temu rynkowi wymogów, a przez to również nie dawali rękojmi prawidłowego wykonywania tego rodzaju działalności koncesjonowanej.

2.2. 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 akcyzowym¹⁶⁹⁾, mogą dokonywać przywozu paliw ciekłych po wpisaniu do rejestru podmiotów przywożących, prowadzonego przez Prezesa URE (art. 32a i następne 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 2018 r. do rejestru podmiotów przywożących zostało wpisanych 69 przedsiębiorców, natomiast z tego rejestru wykreślono 112 podmiotów (zarówno na wniosek zainteresowanych, jak i z urzędu).

Tabela 89. Rejestr podmiotów przywożących

| | Wpisy dokonane w 2018 r. | Ważne wpisy na koniec 2018 r. | Ważne wpisy na koniec 2017 r. |
|--------------|--------------------------|-------------------------------|-------------------------------|
| Wpisy do RPP | 69 | 406 | 449 |

Źródło: URE.

2.3. Obowiązki sprawozdawcze i informacyjne przedsiębiorstw energetycznych

W roku sprawozdawczym przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą na rynku paliw ciekłych zobowiązane były do wykonywania trzech obowiązków sprawozdawczych wynikających z zapisów ustawy – Prawo energetyczne.

Stosownie do brzmienia 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. W wyniku działań Prezesa URE oraz organów wymienionych w art. 23r

ustawy – Prawo energetyczne, które przesyłają informacje o ustaleniach dot. eksploatowanej infrastruktury poczynionych w trakcie wykonywania swoich obowiązków liczba ujawnionej eksploatowanej infrastruktury zwiększyła się. Zestawienie eksploatowanej infrastruktury paliw ciekłych zawiera tab. 90.

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 informacje o podmiotach zlecających usługi, o których mowa powyżej, w terminie 14 dni od dnia zakończenia miesiąca, którego dotyczy sprawozdanie, począwszy od czerwca 2017 r.

Stosownie do dyspozycji art. 43b ust. 5 pkt 3 w zw. z ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne,

¹⁶⁹⁾ Dz. U. z 2017 r. poz. 43 i 60.

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 przeladunku 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 trzecich¹⁷⁰).

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 90. Infrastruktura paliw ciekłych

| Rodzaj infrastruktury | Liczba na koniec 2018 r. |
|---------------------------------------|--------------------------|
| Instalacje wytwarzania paliw ciekłych | 842 |
| Instalacje przeladunku paliw ciekłych | 120 |
| Stacje paliw | 9 448 |
| Kontenerowe stacje paliw | 139 |
| Magazynowanie | 1 716 |
| Rurociągi | 15 |
| Środki transportu | 10 048 |

Źródło: URE.

Praktyka realizacji obowiązków sprawozdawczych ujawniła potrzebę nowelizacji przepisów je statuujących. Niezasadne w ocenie Prezesa URE wydaje się nałożenie na przedsiębiorców obowiązków 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 przesłania 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. Pomimo podjętych przez Prezesa URE działań w tym kierunku, 2018 r. nie przyniósł zmian przepisów w tym zakresie.

2.4. Wielkości 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

Tabela 91. Ilość wytworzonych, przywiezionych i wywiezionych podstawowych paliw ciekłych w 2018 r.

| Rodzaj paliwa | Kod CN | Ilość wytworzonych paliw | Ilość przywiezionych paliw | Ilość wywiezionych paliw |
|--|-------------------|--------------------------|----------------------------|--------------------------|
| oleje napędowe | suma | 16 410 038,988 | 5 410 405,062 | 39 660,132 |
| <i>oleje napędowe (w tym do celów grzewczych)</i> | 2710 19 43 | 3 805 433,668 | 4 633 268,347 | 39 660,132 |
| <i>oleje napędowe</i> | 2710 20 11 | 12 604 605,320 | 777 136,715 | – |
| benzyny silnikowe | suma | 5 590 358,911 | 583 204,195 | 15 723,020 |
| <i>benzyny silnikowe</i> | 2710 12 45 | 5 116 562,573 | 544 174,409 | 15 723,020 |
| <i>benzyny silnikowe</i> | 2710 12 49 | 473 796,338 | 39 029,786 | – |
| lekkie oleje opalowe i pozostałe oleje napędowe | suma | 650 972,313 | 91 219,832 | 1 219,284 |
| gaz płynny (LPG) | suma | 655 652,654 | 2 578 856,501 | 532 889,203 |
| <i>gaz płynny (LPG)</i> | 2711 12 | 1 584,687 | 796 809,893 | 139 630,960 |
| <i>gaz płynny (LPG)</i> | 2711 13 | 425 651,602 | 185 032,856 | 30 950,270 |
| <i>gaz płynny (LPG)</i> | 2711 14 00 | 16 181,417 | 87 799,561 | 103 140,390 |
| <i>gaz płynny (LPG)</i> | 2711 19 00 | 211 801,282 | 1 252 461,366 | 105 716,640 |
| <i>gaz płynny (LPG)</i> | 2901 10 00 | 433,666 | 256 752,825 | 153 450,943 |
| benzyny lotnicze | 2710 12 31 | 45 622,570 | 473,003 | 39 875,274 |
| paliwa typu nafty do silników odrzutowych | 2710 19 21 | 1 646 297,398 | 38 646,532 | 396 523,253 |

Źródło: URE.

¹⁷⁰) Wykaz dostępny pod adresem: <https://rejestry.ure.gov.pl>

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 2018 r. był pierwszym pełnym rokiem objętym nowymi obowiązkami sprawozdawczymi, nałożonymi na podstawie art. 43d ustawy – Prawo energetyczne.



3. Monitorowanie rynku paliw ciekłych

Z początkiem 2018 r. uległ ograniczeniu zakres monitoringu rynku paliw ciekłych i biopaliw ciekłych realizowanego przez Prezesa URE na podstawie ustawy o biopaliwach. Do końca 2017 r. monitoring ten odbywał się na podstawie:

- sprawozdań kwartalnych przekazywanych przez producentów paliw ciekłych i biopaliw ciekłych¹⁷¹⁾, zawierających informacje dotyczące ilości i rodzajów wytworzonych paliw ciekłych i biopaliw ciekłych oraz sposobu ich rozdyspo-

¹⁷¹⁾ Tj. przedsiębiorców w rozumieniu ustawy o swobodzie działalności gospodarczej, wykonujących działalność gospodarczą w zakresie:

- wytwarzania, magazynowania, importu lub nabycia wewnątrzwspólnotowego paliw ciekłych lub biopaliw ciekłych i wprowadzania ich do obrotu lub
- importu lub nabycia wewnątrzwspólnotowego biokomponentów, a następnie ich wykorzystania do wytwarzania przez siebie paliw ciekłych lub biopaliw ciekłych.

- nowania, a także kosztów związanych z wytworzeniem paliw ciekłych i biopaliw ciekłych,
- danych z systemów administracji celnej, przekazywanych przez ministra finansów w formie sprawozdań kwartalnych, które powinny zawierać informacje dotyczące ilości i rodzajów paliw ciekłych i biopaliw ciekłych importowanych oraz sprowadzonych w ramach nabycia wewnątrzwspólnotowego.

Przed końcem 2017 r., 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, energii, rynków rolnych, środowiska oraz Dyrektorowi Generalnemu Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa.

1 stycznia 2018 r., w wyniku zmian w ustawie o biopaliwach, wprowadzonych ustawą z 24 listopada 2017 r. o zmianie ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz niektórych innych ustaw¹⁷²⁾, kwartalny obowiązek sprawozdawczy producentów paliw ciekłych i biopaliw ciekłych został uchylony. Podobny los spotkał zbiorcze raporty kwartalne Prezesa URE dotyczące rynku paliw ciekłych i biopaliw ciekłych.

Z początkiem 2018 r. miejsce raportów kwartalnych zajęła „Zbiórca raport roczny dotyczący rynku paliw ciekłych, biopaliw ciekłych i innych paliw odnawialnych”, którego sporządzenie przypadło Prezesowi URE na podstawie art. 30b ust. 7 ustawy o biopaliwach. Zgodnie z nowymi zasadami, zbiorczy raport roczny powstaje na podstawie:

¹⁷²⁾ Dz. U. z 2017 r. poz. 2290.

- sprawozdań rocznych przekazywanych przez podmioty realizujące Narodowy Cel Wskaźnikowy¹⁷³⁾, zawierających informacje o biokomponentach, paliwach ciekłych i biopaliwach ciekłych podlegających obowiązkowi realizacji tego celu lub do jego realizacji wykorzystanych,
- sprawozdań kwartalnych przekazywanych przez podmioty realizujące Narodowy Cel Wskaźnikowy, zawierających informacje o biokomponentach, paliwach ciekłych i biopaliwach ciekłych podlegających obowiązkowi realizacji tzw. blendingu kwartalnego na podstawie art. 23b ustawy o biopaliwach, lub wykorzystanych do jego realizacji.

Termin sporządzenia pierwszego zbiorczego raportu rocznego, o którym mowa wyżej, za 2018 r. oraz przekazania go ministrom właściwym do spraw: finansów publicznych, energii, rynków rolnych i środowiska oraz Dyrektorowi Generalnemu Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa, przypadł 31 marca 2019 r.

Należy zwrócić uwagę, że zmiany w sprawozdawczości uczestników rynku paliw ciekłych i bio-

¹⁷³⁾ Tj. każdy podmiot, w tym mający siedzibę lub miejsce zamieszkania poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, dokonujący, samodzielnie lub za pośrednictwem innego podmiotu, wytwarzania, importu lub nabycia wewnątrzwspólnotowego paliw ciekłych lub biopaliw ciekłych, który:

- rozporządza nimi na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej poprzez dokonanie jakiegokolwiek czynności prawnej lub faktycznej skutkującej trwałym wyzbyciem się paliw ciekłych lub biopaliw ciekłych lub
- zużywa 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.

paliw ciekłych na podstawie ustawy o biopaliwach, stanowiącej źródło danych dla zbiorczego raportu rocznego Prezesa URE na podstawie tej ustawy, które nastąpiły w 2018 r., skutkują odpowiednio zmienionym zakresem tego raportu w porównaniu do zbiorczych raportów kwartalnych przygotowywanych w latach wcześniejszych. Zakres ten objął prezentację danych o rynku paliw ciekłych i biopaliw ciekłych w kontekście realizacji Narodowych Celów Wskaźnikowych oraz powiązanego z nimi obowiązku realizacji „blendingu kwartalnego”. Z tego względu przedstawienie wybranych danych, pozyskanych w ramach monitoringu realizowanego na podstawie ustawy o biopaliwach, następuje w rozdziale poświęconym monitorowaniu realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego.



4. Monitorowanie realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego

Kompetencją Prezesa URE, która wpisuje się w 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/WE¹⁷⁴⁾, jest monitorowanie oraz egzekwowanie wykonania Narodowego Celu Wskaźnikowego (NCW), opisanego

w ustawie o biopaliwach, jako minimalny udział innych paliw odnawialnych i biokomponentów zawartych w paliwach ciekłych lub biopaliwach ciekłych stosowanych we wszystkich rodzajach transportu w ogólnej ilości paliw ciekłych i biopaliw ciekłych zużywanych w ciągu roku kalendarzowego w transporcie drogowym i kolejowym. Realizacja tego celu, na gruncie ustawy o biopaliwach, spoczywa na uczestnikach rynku paliw ciekłych i biopaliw ciekłych, dokonujących wytwarzania, importu lub nabycia wewnątrzspółnotowego paliw ciekłych lub biopaliw ciekłych, określanych mianem „podmiotów realizujących Narodowy Cel Wskaźnikowy”. Obowiązek realizacji NCW jest zabezpieczony możliwością stosowania przez Prezesa URE sankcji finansowych w postaci kar pieniężnych.

Zasadniczo, wielkość owego obowiązkowego minimalnego udziału innych paliw odnawialnych i biokomponentów, czyli NCW, określana jest w drodze rozporządzenia przez Radę Ministrów co cztery lata na kolejne osiem lat. Stanowi o tym art. 24 ustawy o biopaliwach. Niemniej, NCW na 2018 r. w wysokości 7,50%, zostało określone w drodze przepisu ustawowego – w art. 7 ustawy z 30 listopada 2016 r.

Podobnie jak w latach wcześniejszych, również w 2018 r. biokomponenty wykorzystane do realizacji NCW musiały spełniać tzw. kryteria zrównoważonego rozwoju, określone w art. 28b-28bc ustawy o biopaliwach.

Zmianie nie uległo również uprawnienie dla podmiotów realizujących Narodowy Cel Wskaźnikowy do skorzystania z obniżki NCW poprzez zastosowanie współczynnika redukcyjnego w przypadku udokumentowania wykorzystania 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 o określonym pochodzeniu. Współczynnik redukcyjny na 2018 r. wynosił 0,86, zgodnie z art. 12 ustawy z 24 listopada 2017 r. o zmianie ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz niektórych innych ustaw.

Z początkiem 2018 r. podmioty realizujące Narodowy Cel Wskaźnikowy zyskały także inne możliwości obniżenia nakładów związanych z realizacją NCW:

- realną możliwość podwójnego zaliczenia do realizacji NCW biokomponentów wytworzonych z surowców o charakterze niespożywcym lub odpadowym, których katalog określa załącznik nr 1 do ustawy o biopaliwach. Udział tego rodzaju biokomponentów nie mógł jednak przekroczyć 0,3%,
- realną możliwość wykorzystania do realizacji NCW biowęglowodorów ciekłych. Udział tego rodzaju biokomponentów również nie mógł przekroczyć 0,3%,
- możliwość realizacji części NCW poprzez uiszczenie opłaty zastępczej, pod warunkiem zrealizowania NCW w 85% w tradycyjny sposób. Opłatę zastępczą za 2018 r., stanowiącą iloczyn opłaty jednostkowej (0,01 zł/MJ) oraz zmiennych określających wartość energetyczną paliw ciekłych i biopaliw ciekłych, wymaganą wysokość NCW oraz osiągniętą w tradycyjny sposób realizację NCW, stanowiącą przychód Funduszu

¹⁷⁴⁾ Dz. U. UE L 2009.140.16, ze zm.

Niskoemisyjnego Transportu, należało uścić na rachunek bankowy Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej do 31 stycznia 2019 r.

Oprócz obowiązku realizacji NCW, podmioty realizujące Narodowy Cel Wskaźnikowy, były w 2018 r. obowiązane również do wykonywania tzw. blendingu kwartalnego na podstawie art. 23b ustawy o biopaliwach. Musiały zapewnić w danym kwartale minimalny udział biokomponentów zawartych w paliwach ciekłych stosowanych we wszystkich rodzajach transportu, wykorzystanych przez nie do realizacji NCW. Udział ten miał wynieść co najmniej:

| | w I kwartale 2018 r. | w II kwartale 2018 r. | w III kwartale 2018 r. | w IV kwartale 2018 r. |
|--------------------------|-------------------------|--------------------------|---------------------------|--------------------------|
| w benzynach silnikowych: | 3,20% | 3,20% | 3,20% | 3,20% |
| w oleju napędowym: | 3,22% | 5,03% | 5,03% | 3,68% |

Źródło: URE.

Z realizacją NCW oraz blendingu kwartalnego powiązane były obowiązki informacyjne i sprawozdawcze spoczywające na podmiotach realizujących Narodowy Cel Wskaźnikowy:

- informowania o dokonaniu w danym roku kalendarzowym po raz pierwszy czynności powodujących powstanie obowiązku realizacji NCW, w terminie 14 dni od dnia jej dokonania (art. 22a ust. 1 ustawy o biopaliwach),
- sprawozdawczość roczna, przekazywana w terminie do 60 dni po zakończeniu roku, zawierająca informacje o biokomponentach, paliwach

ciekłych i biopaliwach ciekłych podlegających obowiązkowi realizacji NCW lub do jego realizacji wykorzystanych (art. 30b ust. 1 ustawy o biopaliwach),

- sprawozdawczość kwartalna przekazywana w terminie do 30 dni po zakończeniu kwartału, zawierająca informacje o biokomponentach, paliwach ciekłych i biopaliwach ciekłych podlegających obowiązkowi realizacji blendingu kwartalnego lub wykorzystanych do jego realizacji (art. 30b ust. 3 ustawy o biopaliwach).

Przekazanie, w trybie art. 22a ust. 1 ustawy o biopaliwach, informacji przez podmioty realizujące Narodowy Cel Wskaźnikowy, stanowiło podstawę dla Prezesa URE do zamieszczenia danego podmiotu w „Wykazie podmiotów, które są zobowiązane do realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego w 2018 r.”. Wykaz ten był na bieżąco aktualizowany i publikowany na stronie internetowej urzędu w Biuletynie Informacji Publicznej URE. Na koniec 2018 r. w wykazie tym figurowało 20 podmiotów.

Sprawozdawczość kwartalna i roczna na podstawie ustawy o biopaliwach stanowiła z kolei podstawę do sporządzenia „Zbiorczego raportu rocznego dotyczącego rynku paliw ciekłych, biopaliw ciekłych i innych paliw odnawialnych” za 2018 r., przekazanego ministrom właściwym do spraw: finansów publicznych, energii, rynków rolnych i środowiska oraz Dyrektorowi Generalnemu Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa, 29 marca 2019 r.

Tabela 92. Kluczowe informacje o rynku paliw ciekłych, biopaliw ciekłych i innych paliw odnawialnych, w kontekście realizacji NCW za 2018 r.

| Ilości paliw ciekłych i biopaliw ciekłych stosowanych w transporcie stanowiących podstawę realizacji NCW w 2018 r. | |
|--|----------------|
| benzyny silnikowe: | 4 537 585 ton |
| olej napędowy: | 16 836 093 ton |
| ester stanowiący samoistne paliwo (B100): | 332 489 ton |
| Ilości biokomponentów wykorzystanych do realizacji NCW w 2018 r. | |
| bioetanol: | 264 457 ton |
| ester: | 1 186 330 ton |
| pozostałe biokomponenty: | 0 |
| Realizacja NCW w 2018 r. ¹⁷⁵⁾ | |
| | 5,59% |
| Liczba podmiotów realizujących NCW, które złożyły sprawozdania roczne za 2018 r. | |
| ogółem: | 17 |
| skorzystały z redukcji NCW: | 7 |
| nie skorzystały z redukcji NCW: | 10 |
| uściły opłatę zastępczą: | 10 |

Źródło: URE.

Powyższe dane uzyskano na podstawie sprawozdań rocznych dotyczących realizacji NCW za 2018 r. Treści tych sprawozdań, w tym podstawa realizacji NCW i jego wykonanie, będą podlegały weryfikacji realizowanej przez Prezesa URE. Czynności tego rodzaju w odniesieniu do sprawozdań rocznych i podmiotów realizujących Narodowy Cel Wskaźnikowy za lata wcześniejsze, jak również sprawozdań kwartalnych za kolejne kwartały

¹⁷⁵⁾ Z uwzględnieniem podwójnego zaliczenia do realizacji NCW biokomponentów wytworzonych z surowców, określonych w załączniku nr 1 do ustawy o biopaliwach oraz bez uwzględnienia tej części NCW, która została zrealizowana poprzez uiszczenie opłaty zastępczej.

2018 r., były z powodzeniem realizowane w 2018 r. Prezes URE kierował wówczas liczne wezwania do podmiotów realizujących Narodowy Cel Wskaźnikowy oraz podmiotów podejrzanych o obowiązek realizacji NCW lub blendingu kwartalnego. Narastająca w kolejnych latach komplikacja przepisów o realizacji NCW, w tym wymogi odnośnie spełniania kryteriów zrównoważonego rozwoju przez biokomponenty i możliwość obniżenia NCW, jak również konieczność dostrzeżenia przypadków prób realizacji NCW lub blendingu kwartalnego w sposób niedopuszczalny, np. poprzez wykorzystanie biokomponentów uprzednio zaliczonych do realizacji obowiązku przez inny podmiot, oznaczały, że rozliczenia te były bardzo skomplikowane i czasochłonne. W ich efekcie w 2018 r. było możliwe stwierdzenie przez Prezesa URE naruszenia obowiązku realizacji NCW lub blendingu kwartalnego w 5 przypadkach, co skutkowało wymierzeniem kar pieniężnych w rekordowej wysokości 374 mln zł.



5. Monitorowanie realizacji Narodowego Celu Redukcyjnego

Kolejną kompetencją Prezesa URE, która wpisuje się w realizację zobowiązań Polski wynikających z członkostwa w UE, realizowaną w 2018 r., było monitorowanie realizacji Narodowego Celu Redukcyjnego (NCR), o którym mowa w ustawie o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw, tj. obowiązku ograniczenia emisji gazów cieplarnianych w cyklu życia:

- paliw ciekłych,
- biopaliw ciekłych,
- gazu skroplonego (LPG),
- sprężonego gazu ziemnego (CNG),
- skroplonego gazu ziemnego (LNG),
- oleju do silników statków żeglugi śródlądowej stosowanych w transporcie oraz energii elektrycznej stosowanej w pojazdach samochodowych, co wpisuje się w realizację celu nakreślonego w dyrektywie 98/70/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 13 października 1998 r. odnoszącej się do jakości benzyny i olejów napędowych oraz zmieniającej dyrektywę Rady 93/12/EWG¹⁷⁶).

Realizacja tego celu, na gruncie ustawy o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw, spoczywa na określonych:

- a) uczestnikach rynku ww. paliw, dokonujących wytwarzania, importu lub nabycia wewnątrzspółnotowego tych paliw,
- b) przedsiębiorstwach energetycznych wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną stosowaną w pojazdach samochodowych – realizacja NCR przez te podmioty jest dobrowolna i następuje po poinformowaniu Prezesa URE o przyjęciu obowiązku,
- c) uczestnikach rynku benzyn lotniczych oraz paliw typu benzyny lub nafty do silników odrzutowych stosowanych w statkach w powietrznym ruchu lotniczym, dokonujących wytwarzania, importu lub nabycia wewnątrzspółnotowego tych paliw – realizacja NCR przez te podmioty

¹⁷⁶ Dz. U. L 350 z 28.12.1998, s. 58.

również jest dobrowolna i następuje po poinformowaniu Prezesa URE o przyjęciu obowiązku.

Wielkość minimalnego ograniczenia emisji gazów cieplarnianych w cyklu życia ww. paliw i energii elektrycznej, czyli NCR, wynosi 6%. Ograniczenie to powinno zostać osiągnięte do 31 grudnia 2020 r. Stanowi o tym art. 30b ustawy o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw.

Na podstawie art. 30d ust. 1 ustawy o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw, obowiązek realizacji NCR może być wykonywany wspólnie przez kilka podmiotów, co również wymaga poinformowania Prezesa URE. W 2018 r. żaden z podmiotów realizujących Narodowy Cel Wskaźnikowy takiej informacji nie przedłożył. Podobnie, żaden z podmiotów wymienionych wyżej w lit. b i c nie zdecydował się w 2018 r. na włączenie się w realizację NCR.

Realizacja celu redukcyjnego przez zobowiązane podmioty, powiązana jest z obowiązkiem sprawozdawczym na podstawie art. 30i ust. 1 ustawy o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw. Obowiązek ten obejmuje przekazywanie Prezesowi URE sprawozdań rocznych dotyczących emisji gazów cieplarnianych w cyklu życia paliw i energii elektrycznej, sporządzanych na podstawie faktur VAT lub innych dokumentów, w terminie do 31 marca roku następującego po roku sprawozdawczym. W 2018 r. sprawozdania roczne zostały przekazane Prezesowi URE po raz pierwszy za rok 2017, co wynika z art. 5 ustawy z 11 lipca 2014 r. o zmianie ustawy o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw oraz niektórych innych ustaw¹⁷⁷).

¹⁷⁷ Dz. U. z 2014 r. poz. 1088 z późn. zm.

Sprawozdania roczne, złożone przez ok. 40 podmiotów realizujących Narodowy Cel Redukcyjny, za 2017 r., stanowiły podstawę do sporządzenia przez Prezesa URE w 2018 r. „Zbiorczego raportu rocznego dla Komisji Europejskiej, dotyczącego ograniczenia emisji gazów cieplarnianych w cyklu życia paliw i energii elektrycznej, za 2017 r.”, stanowiącego pierwsze wykonanie obowiązku określonego w art. 30g ust. 2 ustawy o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw (vide art. 7 ustawy z 11 lipca 2014 r. o zmianie ustawy o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw oraz niektórych innych ustaw). Raport ten, po przedstawieniu Radzie Ministrów, został przez Prezesa URE przekazany Komisji Europejskiej za pośrednictwem Europejskiej Agencji Środowiska 27 sierpnia 2018 r.

W odróżnieniu od obowiązku realizacji NCW, który jest wykonywany w cyklach rocznych, realizacja NCR, jak wspomniano, ma charakter jednorazowy i cel ma zostać osiągnięty do końca 2020 r. Sprawozdawczość składana za 2017 r. i za kolejne lata poprzedzające 2020 r. ma zatem przede wszystkim charakter informacyjny. Dostarcza informacji o tempie realizacji tego celu oraz sposobach jego realizacji.

Tabela 93. Informacje o realizacji NCR uzyskane ze sprawozdań za 2017 r.

| Ilości paliw stosowanych w transporcie zakwalifikowanych w 2017 r. do realizacji NCR | |
|--|---------------------------|
| benzyny silnikowe: | 5 452 117 m ³ |
| olej napędowy: | 17 847 072 m ³ |
| gaz płynny LPG: | 2 108 667 ton |

| | |
|---|--------------------------|
| skroplony gaz ziemny (LNG): | 77 ton |
| olej do silników statków żeglugi śródlądowej: | 5 481 m ³ |
| Ilości biokomponentów wykorzystanych do realizacji NCR w 2018 r. | |
| bioetanol: | 345 937 m ³ |
| ester: | 1 600 725 m ³ |
| biowęglowodory ciekłe: | 11 113 m ³ |
| pozostałe biokomponenty | 0 |
| Redukcja emisji gazów cieplarnianych netto w porównaniu ze średnią z 2010 r. | |
| | 7,54% |

Źródło: URE.



Część VIII. Działalność kontrolna URE



1. Kontrolowanie działalności przedsiębiorstw energetycznych

1.1. Kontrola stosowania taryf

Przepisy ustawy – Prawo energetyczne wskazują wprost obszary, które podlegają kontroli Prezesa URE. Zgodnie z delegacją ustawową zawartą w art. 23 ust. 2 pkt 2 ww. ustawy, do zakresu działania Prezesa URE należy m.in. kontrola stosowania taryf paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła pod względem ich zgodności z zasadami określonymi w art. 44, 45 i 46 ustawy, w tym analizowanie i weryfikowanie kosztów przyjmowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne jako uza-

sadnione do kalkulacji cen i stawek opłat w taryfach. Zmierzając więc do równoważenia interesów przedsiębiorstw i odbiorców paliw i energii, Prezes URE dokonuje kontroli w każdym postępowaniu administracyjnym w sprawie zatwierdzenia taryfy, bez względu na rodzaj nośnika m.in. poprzez:

- 1) analizowanie i weryfikowanie kosztów przyjmowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne jako uzasadnione do kalkulacji cen i stawek opłat (w tym prawidłowość kosztów przeniesionych i sposób podziału kosztów wspólnych),
- 2) sprawdzanie czy wysokość proponowanych do zatwierdzenia cen i stawek opłat zapewnia ochronę interesów odbiorców przed ich nieuzasadnionym poziomem,
- 3) ustalanie udziału opłat stałych w łącznych opłatach za usługi dystrybucji,
- 4) weryfikację zróżnicowania cen i stawek opłat dla poszczególnych grup taryfowych stosownie do ponoszonych przez przedsiębiorstwo 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 2018 r. Prezes URE wystąpił do 5 OSD, którzy od 1 lipca 2007 r. dokonali rozdziału działalności

oraz do przedsiębiorstw obrotu pełniących funkcję sprzedawców z urzędu z prośbą o przedstawienie informacji dotyczących wniosków odbiorców o wypłatę bonifikat z tytułu niedotrzymania standardów jakościowych obsługi odbiorców, określonych w § 42 rozporządzenia Ministra Gospodarki z 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego¹⁷⁸⁾, zwanego dalej „rozporządzeniem systemowym”. Informacje i dane miały dotyczyć wniosków, które wpłynęły do przedsiębiorstwa w okresie 1 stycznia – 31 grudnia 2017 r.

Z informacji przedstawionych przez poszczególne przedsiębiorstwa wynika, że w przedmiotowym okresie odbiorcy wystąpili z 13 415 wnioskami o wypłatę bonifikat z tytułu niedotrzymania standardów jakościowych obsługi odbiorców. Niektóre przedsiębiorstwa przedstawiły też dodatkowo informację o wnioskach (45 szt.), które wpłynęły do przedsiębiorstw w 2016 r. Spośród tych wniosków, 6 zostało rozpatrzonych pozytywnie w 2016 r., pozostała część została rozpatrzona w 2017 r.

Przedsiębiorstwa rozpatrzyły ogółem 13 460 wniosków w ww. okresie z tytułu niedotrzymania standardów jakościowych obsługi odbiorców. Pozytywnie załatwionych zostało 13 141 wystąpień, z tytułu których wypłacono odbiorcom bonifikaty w wysokości 2 201 567,21 zł. Rozpatrzonych negatywnie zostało 319 wniosków.

W większości przypadków powodem niezuznania wniosków odbiorców o wypłatę bonifikat były:

- udzielone odpowiedzi merytoryczne, które kończyły sprawę,
- składane kolejne wnioski o bonifikatę w tej samej sprawie,
- dotrzymane standardy obsługi jakościowej odbiorców,
- braki formalne we wniosku.

Zdarzały się też wnioski o wypłatę bonifikaty, które nie dotyczyły sprawy niedotrzymania standardów jakościowych obsługi odbiorców.

Podkreślenia wymaga w tym miejscu fakt, że jedno z przedsiębiorstw wskazało, że przedłożone zestawienie nie zawiera informacji o wnioskach o udzielenie bonifikat rozpatrzonych negatywnie oraz o przyczynach negatywnego rozpatrzenia wniosków, bowiem we wskazanym okresie przedsiębiorstwo nie prowadziło takiej ewidencji. Natomiast drugie przedsiębiorstwo wskazało, że ewidencję wniosków negatywnie rozpatrzonych prowadzi od marca 2017 r., dlatego dane w tym zakresie przedstawiło od tego momentu.

Ponadto, jedno przedsiębiorstwo udzieliło jeszcze dodatkowo informacji o wnioskach, które wpłynęły w okresie 1 stycznia – 31 grudnia 2017 r., o wypłatę bonifikat z tytułu przerw w zasilaniu (121 wniosków) oraz bonifikat z tytułu niedotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej (1 wniosek). Spośród wniosków o wypłatę bonifikat z tytułu przerw w zasilaniu, 119 zostało rozpatrzonych pozytywnie i wypłacono odbiorcom 56 300,04 zł z tego tytułu, 2 wnioski rozpatrzono negatywnie. Wniosek o wypłatę bonifikaty z tytułu niedotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej został rozpatrzony negatywnie.

Przedsiębiorstwo wskazało, że wykonano pomiary zgodnie z rozporządzeniem systemowym i stwierdzono, że wartości napięcia zasilającego spełniają wymagania określone w ww. rozporządzeniu.

Niezależnie od powyższych działań, Prezes URE w 2018 r. zwrócił się także do 5 OSD, którzy od 1 lipca 2007 r. dokonali rozdziału działalności (ENEA Operator Sp. z o.o., ENERGA OPERATOR S.A., innogy Stoen Operator Sp. z o.o., PGE Dystrybucja S.A. oraz TAURON Dystrybucja S.A.) o przedstawienie szczegółowych danych dotyczących wykonanych i planowanych przyłączy odbiorców (w tym dotyczących nakładów, mocy przyłączeniowych oraz zwiększeń mocy istniejących przyłączy). Wyniki analizy przedstawionych danych wskazały, że stawki opłat przyłączeniowych w 2019 r. powinny pozostać na niezmienionym poziomie w stosunku do 2018 r. Wyniki te zostały uwzględnione w procesie zatwierdzania taryf OSD na rok następny (więcej w części XII. *Uwagi końcowe*).

Prezes URE w ramach kompetencji wynikającej z art. 47 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, wzywa przedsiębiorstwa posiadające koncesję do przedłożenia wniosku o zatwierdzenie taryfy, jednocześnie kontrolując okres ich obowiązywania. W 2018 r. wystosowanych zostało 61 wezwań do przedsiębiorstw sektora gazowego. W porównaniu do roku ubiegłego oznacza to wzrost o 190%. Prezes URE ze swojej strony nadzoruje stosowanie cen i stawek opłat przez przedsiębiorstwa energetyczne w określonym czasie. Dzięki takiemu działaniu minimalizowane jest prawdopodobieństwo opóźnienia terminu

¹⁷⁸⁾ Dz. U. z 2007 r. Nr 93, poz. 623 z późn. zm.

przedłożenia stosownego wniosku. Efektem jest ochrona interesów odbiorców, a także ograniczona liczba postępowań o ukaranie w 2018 r., wynikających z art. 56 ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne oraz ustalanie cen i stawek opłat uwzględniających aktualnie panujące warunki rynkowe.

Ponadto w ramach prowadzonych postępowań taryfowych Prezes URE wyrywkowo sprawdza w kolejno prowadzonych postępowaniach, zarówno okres stosowania taryf, poziom stosowanych cen, jak i okresy rozliczeniowe.

Stały, bieżący nadzór nad stosowaniem taryf przez przedsiębiorstwa energetyczne prowadziły także oddziały terenowe URE, w szczególności w związku ze zgłaszanymi wątpliwościami bądź zastrzeżeniami odbiorców w tym przedmiocie.

W wyniku powyższych działań kontrolno-monitorujących, w 2018 r. ujawniono przypadek nieprawidłowości w stosowaniu taryfy dla ciepła, w konsekwencji czego na przedsiębiorstwo energetyczne nałożona została kara pieniężna.

1.2. Działania interwencyjne

Działania w zakresie energii elektrycznej

Prezes URE sprawuje bieżącą kontrolę nad przedsiębiorstwami energetycznymi wynikającą z napływającej korespondencji, od odbiorców paliw i energii, pod kątem zgodności stosowania taryf z określonymi w nich warunkami.

W większości przypadków urząd udzielał wyczerpujących odpowiedzi, gdyż zadawane pytania lub stawiane zarzuty wynikały raczej z niezajomości tematu przez piszącego, co w takich przypadkach nie wymagało podejmowania interwencji. Tym niemniej, w 2018 r. Prezes URE w związku z wystąpieniami odbiorców podejmował również działania interwencyjne.

Pierwsze z nich dotyczyło skargi odbiorcy dotyczącej zwłoki przedsiębiorstwa w sprawie zbadania nieprawidłowości w działaniu urządzenia pomiarowo-rozliczeniowego (licznika) oraz wystąpienia klienta o bonifikatę z tego tytułu. W konsekwencji Prezes URE wystosował pismo do przedsiębiorstwa energetycznego w celu nadesłania stosownych wyjaśnień w niniejszej sprawie. W odpowiedzi przedsiębiorstwo wyjaśniło, że dokonało uprzednio parametryzacji układu pomiarowo-rozliczeniowego, niemniej odbiorcy przyznano pewną bonifikatę z tytułu opóźnienia.

Kolejne z działań interwencyjnych podjętych przez Prezesa URE dotyczyło odbiorcy, który złożył zażalenie w sprawie zwleknięcia przez przedsiębiorstwo energetyczne ze zmianą grupy taryfowej z C11 na G11 oraz ze zmianą okresu rozliczeniowego. Po zwróceniu się Prezesa URE do przedsiębiorstwa o wyjaśnienia w tej sprawie, dokonano zmiany grupy taryfowej i okresu rozliczeniowego dla tego odbiorcy.

Następne działanie interwencyjne podjęte zostało na podstawie informacji prasowej o wysokim rachunku odbiorcy o niskich dochodach, przy czym wysokość naliczonej kwoty była kwestionowana, wraz z sugestią o nieprawidłowości w dzia-

łaniu licznika. W efekcie Prezes URE wystosował pismo do przedsiębiorstwa energetycznego w tej sprawie z prośbą o wyjaśnienia. W następstwie pisma przedsiębiorstwo przeprowadziło komisyjne sprawdzenie odbiorów elektrycznych w domu odbiorcy oraz wymieniło – po raz drugi w pewnym okresie – licznik w lokalu odbiorcy.

Ponadto jedno działanie interwencyjne zainicjowano w związku z nadesłanym przez odbiorcę do wiadomości Prezesa URE pismem stanowiącym „*Oświadczenie o uchyleniu się od skutków prawnych oświadczenia woli złożonego pod wpływem błędu*” skierowanym do przedsiębiorstwa energetycznego, w którym wskazane zostały nieprawidłowości mające miejsce w procesie zawierania kompleksowej umowy sprzedaży i świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej. Prezes URE podjął działanie zmierzające do wyjaśnienia wskazanych wyżej kwestii. W nadesłanej Prezesowi URE korespondencji przedsiębiorstwo poinformowało, że wiążąca go z odbiorcą umowa została – w jego ocenie – zawarta w sposób prawidłowy a wszelkie obowiązki informacyjne spoczywające na przedsiębiorcy względem odbiorcy w sytuacji zawierania umowy w trybie poza lokalem przedsiębiorstwa zostały zrealizowane w sposób rzetelny. Ponadto przedsiębiorstwo poinformowało, że oświadczenie odbiorcy o uchyleniu się od skutków prawnych oświadczenia woli złożonego pod wpływem błędu – z uwagi na jego złożenie po upływie określonego ustawowo terminu – zostało uznane za nieskuteczne, ale w sytuacji potwierdzenia przez odbiorcę woli rozwiązania umowy przed terminem, na jaki została zawarta, przedsiębiorstwo nie naliczy

mu kary umownej. Zgodnie z informacją uzyskaną następnie przez Prezesa URE umowa wiążąca przedsiębiorstwo z odbiorcą została rozwiązana bez naliczania odbiorcy kary umownej.

W 2018 r. do Prezesa URE wpłynęło kilkadziesiąt skarg dotyczących zmiany sprzedawcy przez odbiorców lub spraw związanych z tą kwestią. Ponadto wiele skarg i interwencji dotyczyło spraw związanych z działaniami przedsiębiorstw energetycznych, które zdaniem odbiorców naruszały ich interesy. Prezes URE podjął szereg działań mających na celu wyjaśnienie zagadnień objętych wystąpieniami odbiorców, które dotyczyły m.in. przypadków utrudniania zmiany sprzedawcy energii elektrycznej.

Poniżej wymieniono najważniejsze zagadnienia poruszane przez odbiorców:

- nieprawidłowo funkcjonujące platformy wymiany informacji w systemach informatycznych,
- niepodpisanie GUD-ów przez małych OSD,
- brak umowy w zakresie przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb rozliczeń na rynku bilansującym pomiędzy OSDp a OSDn,
- podwójne fakturowanie,
- bezpodstawne uruchomienie sprzedaży rezerwowej,
- kwestionowanie skuteczności wypowiedzanych umów sprzedaży (np. złożonego wypowiedzenia bez dołączenia pełnomocnictwa),
- wypowiedzenie umów bez zachowania odpowiedniego terminu wypowiedzenia,
- bezpodstawne odrzucanie zgłoszeń zmiany sprzedawcy (np. w wyniku niepoprawnych da-

nych odbiorcy lub niepoprawnych danych adresowych na PPE),

- opóźnienia w przekazywaniu danych pomiarowych.

Działania wyjaśniające i interwencyjne podjęte przez Prezesa URE w związku z powyższymi skargami w większości przypadków zostały rozwiązane pomyślnie z punktu widzenia odbiorców. Poniżej szczegółowo opisano kilka interwencji podejmowanych w 2018 r. przez Prezesa URE.

Przykładem wyżej opisanych działań może być skarga odbiorcy przyłączonego do sieci OSDn, który chciał skorzystać z prawa do zmiany sprzedawcy energii elektrycznej. W tym celu skontaktował się z wybranym sprzedawcą i ustalił warunki zakupu energii elektrycznej. Po okresie 2-3 tygodni przedstawiciel tego sprzedawcy poinformował odbiorcę, że zmiana sprzedawcy nie jest możliwa, ponieważ na obszarze, który obejmuje PPE odbiorcy, inna spółka obrotu ma zawartą umowę z OSDn. Po interwencji Prezesa URE sprzedawca wyjaśnił, że na dzień udzielenia odpowiedzi odbiorcy nie miał zawartej z OSDn umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej tzw. Generalnej Umowy Dystrybucji (GUD). Z tego względu nie było możliwe realizowanie umów sprzedaży zawartych przez tego sprzedawcę z odbiorcami przyłączonymi do sieci dystrybucyjnej wskazanego OSDn. W tym miejscu należy przypomnieć, że aby sprzedawca energii elektrycznej mógł oferować sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom przyłączonym do sieci OSD powinien podpisać z tym przedsiębiorstwem umowę GUD lub GUD-K (patrz część III pkt 1.2. Sprawozdania).

W licznych przypadkach interwencji przez Prezesa URE nastąpiło odstąpienie przez sprzedawcę od naliczenia odbiorcy kary umownej lub wypłacenie odbiorcy rekompensaty w wysokości kary umownej, którą odbiorca obciążony został przez poprzedniego sprzedawcę. Sytuacje te dotyczyły procedury zmiany sprzedawcy, w trakcie której na skutek niedopatrzenia 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.

W związku z nadesłanym przez odbiorcę pismem w sprawie rzekomo zawartej z nowym sprzedawcą energii elektrycznej – w trybie poza lokalem przedsiębiorstwa – umowy sprzedaży energii elektrycznej, Prezes URE podjął kolejne działanie interwencyjne. W konsekwencji przeprowadzono postępowanie zmierzające do wyjaśnienia okoliczności zawarcia tej umowy, w tym także sprawy „podwójnego fakturowania” odbiorcy przez nowego i dotychczasowego sprzedawcę prądu. W udzielonej Prezesowi URE odpowiedzi dotychczasowy sprzedawca energii elektrycznej wskazał datę, od której – w związku z przeprowadzonym procesem zmiany sprzedawcy – nie pełni już roli sprzedawcy dla odbiorcy oraz poinformował, że wystawione odbiorcy faktury za sprzedaż energii elektrycznej zużytej po tej dacie zostały skorygowane. Natomiast nowy

sprzedawca energii elektrycznej poinformował Prezesa URE, że umowa sprzedaży energii elektrycznej, która – w ocenie tego przedsiębiorstwa – została prawidłowo zawarta z odbiorcą, została rozwiązana. Jednocześnie przedsiębiorstwo to oświadczyło, że nie będzie dochodziło żadnych roszczeń finansowych od odbiorcy, tj. nie naliczy mu opłaty jednorazowej za przedterminowe wypowiedzenie umowy a także skoryguje wystawione mu faktury za sprzedaż energii elektrycznej. Nowy sprzedawca poinformował ponadto, że nie podjął i nie będzie podejmować działań zmierzających do wstrzymania dostarczania energii elektrycznej do nieruchomości odbiorcy.

Warunki zawartej umowy, w tym możliwość zmiany cen energii w umowach sprzedaży energii elektrycznej zawartych z odbiorcami niepodlegającymi taryfowaniu, były w 2018 r. tematem licznych zapytań kierowanych przez odbiorców do Prezesa URE. Z uwagi na notoryczną praktykę podwyższania cen energii podczas trwania umowy przez jedno z przedsiębiorstw energetycznych pojawiła się wątpliwość odbiorców, co do zasadności znacznych podwyżek cen energii wynoszących nawet 200%, a w niektórych przypadkach nawet 300%. Mając powyższe na uwadze Prezes URE wystosował Komunikat nr 90/2018 wskazując, jakie działania może podjąć odbiorca w sytuacji jednostronnej zmiany umowy polegającej na zmianie ceny podczas trwania umowy. Dodatkowo z uwagi na pojawiający się problem zaległości w płatnościach na skutek wzrostu cen energii, a tym samym groźbę wstrzymania dostaw energii do odbiorców, Prezes URE informował odbiorców o prawie odbiorców do

złożenia wniosku o rozstrzygnięcie sporu na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne w zakresie oceny, czy wstrzymanie dostaw energii elektrycznej zostało dokonane w sposób uzasadniony.

Na bieżąco działania takie były również podejmowane w związku ze skargami oraz prośbami o podjęcie interwencji kierowanymi do oddziałów terenowych URE.

Działania w zakresie paliw gazowych

W 2018 r. Prezes URE przeprowadził liczne czynności wyjaśniające w odniesieniu do gazowych przedsiębiorstw energetycznych, wobec których zachodziło podejrzenie, że zaprzestały spełniać wszystkie warunki określone w art. 33 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne lub wystąpiła którakolwiek z okoliczności określonych w art. 33 ust. 3 lub 3a ustawy. Przeprowadzone czynności wyjaśniające dały podstawy do podjęcia przez Prezesa URE dalszych działań w powyższych sprawach zarówno w 2018 r., jak i 2019 r. (w szczególności wszczęcia postępowań w sprawie cofnięcia koncesji).

Ponadto, podjęto działania mające na celu pozyskanie dodatkowych informacji i dokumentów dotyczących działań gazowych przedsiębiorstw energetycznych, wobec których powzięto informację o możliwości naruszania warunków określonych w koncesji lub innych warunków wykonywania koncesjonowanej działalności gospodarczej, określonych przepisami prawa.

Prezes URE w 2018 r. prowadził również monitoring dotyczący zaprzestania wykonywania lub braku rozpoczęcia działalności w zakresie koncesji na obrót paliwami gazowymi i obrót gazem ziemnym z zagranicą.

Działania interwencyjne podejmowane przez **oddziały terenowe URE**, w szczególności na podstawie sygnałów pochodzących od odbiorców energii i paliw, skupiały się przede wszystkim na niwelowaniu ewentualnych nieprawidłowości w działaniu przedsiębiorstw energetycznych. Wstępne działania obejmowały przede wszystkim żądanie od przedsiębiorstwa przedstawienia wyjaśnień na podstawie art. 28 ustawy – Prawo energetyczne. Następnie działania podejmowane przez oddziały terenowe URE były adekwatne do poczynionych ustaleń. Niejednokrotnie już na etapie wstępnym przedsiębiorstwo energetyczne samo dokonywało korekty własnego postępowania, bez konieczności ingerencji ze strony urzędu. W pojedynczych przypadkach wszczęto procedurę cofnięcia koncesji, co wynikało z ujawnienia braku spełnienia przez koncesjonariuszy warunków jej posiadania. W skrajnych wypadkach oddziały terenowe zgłaszały podejrzenia popełnienia przestępstwa do organów ścigania, co związane było w przeważającej mierze z ujawnionymi przypadkami prowadzenia działalności bez uzyskania stosownej koncesji lub bez wpisu do właściwego rejestru prowadzonego przez Prezesa URE (wszystkie dotyczące obrotu paliwami ciekłymi), bądź naruszeniem przepisów przy zawieraniu umów dotyczących zaopatrzenia

odbiorców w energię eklektyczną (głównie poprzez wprowadzenie w błąd lub sfalszowanie podpisu).

Oddziały terenowe informowały także o poczynionych ustaleniach inne instytucje takie jak: organy samorządu terytorialnego, Krajową Administrację Skarbową, Nadzór Budowlany, Straż Pożarną, Inspekcję Handlową, UOKiK i inne.

W toku rozpatrywania skarg na działalność przedsiębiorstw energetycznych podejmowano bieżące działania interwencyjne zmierzające do skorygowania zachowań tych przedsiębiorstw godzących w sposób wyraźny w interesy odbiorców paliw i energii. Działania te niejednokrotnie doprowadziły do odstąpienia od naliczania opłaty za przedterminowe rozwiązanie umowy, właściwego zastosowania postanowień taryfy lub IRIESD, podjęcia działań zmierzających do zakupu energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach odnawialnych źródeł energii, skorygowania niewłaściwie naliczonych opłat.

1.3. 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 2018 r. wytyczne w zakresie przygotowania przez przedsiębiorstwa energetyczne sprawozdania z realiza-

cji obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej za 2017 r. – Informacja Prezesa URE nr 19/2018 w sprawie sprawozdań z realizacji obowiązków, o których mowa w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne za rok 2017.

W 2018 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 1 stycznia – 31 grudnia 2016 r., wg stanu prawnego obowiązującego w ww. okresie rozliczeniowym¹⁷⁹⁾.

Sprawozdania z realizacji obligo giełdowego za 2016 r. zostały złożone przez przedsiębiorstwa energetyczne w ustawowym terminie tj. do 31 marca kolejnego roku. Programem pomocy publicznej określonym ustawą o rozwiązaniu

¹⁷⁹⁾ 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 wzrósł do 30% (art. 86 pkt 5 i art. 100 ustawy o rynku mocy). Regulacja ta obowiązuje przedsiębiorstwa energetyczne sprzedające energię elektryczną wytworzoną od 1 stycznia 2018 r. Od 1 stycznia 2019 r. nastąpiła kolejna zmiana brzmienia przepisu art. 49a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, zgodnie z którą został uchylony ust. 2 art. 49a tej ustawy (art. 1 ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw z 9 listopada 2018 r., Dz. U. z 2018 r. poz. 2348) oraz zmianie uległ procentowy udział sprzedaży wytworzonej energii elektrycznej objętej obowiązkiem, o którym mowa w art. 49 ust. 1 tej ustawy, który wzrósł do 100%. Regulacja ta obowiązuje przedsiębiorstwa energetyczne sprzedające energię elektryczną wytworzoną od 1 stycznia 2019 r. Zatem w okresie realizacji obligo giełdowego przez przedsiębiorstwa energetyczne w 2016 r., przedmiotowy obowiązek (art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne) pozostał na poziomie nie mniejszym niż odpowiednio 15% (w ust. 1) i 85% (w ust. 2).

KDT objętych było w 2016 r. pięciu wytwórców¹⁸⁰⁾.

Łączna produkcja energii elektrycznej brutto przez podmioty poddane przez Prezesa URE kontroli realizacji obligo giełdowego w 2016 r. wyniosła 124,1 TWh, z czego obowiązkiem sprzedaży w ramach tego obligo było objęte 50,2 TWh. Powyższe stanowiło ok. 40,5% energii elektrycznej brutto wyprodukowanej przez te przedsiębiorstwa¹⁸¹⁾ w tym roku.

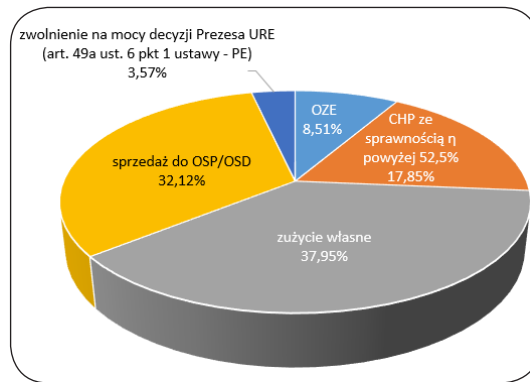
Rzeczywista sprzedaż energii elektrycznej w 2016 r. przez podmioty poddane przez Prezesa URE kontroli realizacji obligo giełdowego w sposób przewidziany przez to obligo wyniosła 62,2 TWh, co stanowiło ok. 123,9% realizacji obowiązku wynikającego z art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne. Sprzedaż 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. 10-12 ustawy – Prawo energetyczne.

¹⁸⁰⁾ Szczegółowej kontroli realizacji obligo giełdowego poddano dwóch wytwórców objętych realizacją ustawy o rozwiązaniu KDT. Pozostali trzej wytwórcy, z uwagi na pełne wyłączenie wytworzonej energii elektrycznej z obowiązku giełdowego, na podstawie: art. 49a ust. 5 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne (energia elektryczna wytworzona ze średniorocznej przemiany powyżej 52,5%) – 2 wytwórców; art. 49 ust. 5 pkt 6 ww. ustawy (energia elektryczna w jednostce wytwórczej o łącznej mocy zainstalowanej nie wyższej niż 50 MW) – 1 wytwórca, zostali wyłączeni ze szczegółowego badania za 2016 r.

¹⁸¹⁾ Wielkość ta nie uwzględnia produkcji energii elektrycznej przez badane przedsiębiorstwa energetyczne w jednostkach o łącznej mocy zainstalowanej niższej i równej 50 MW.

Suma wyłączeń z obowiązku publicznej sprzedaży, o których mowa w art. 49a ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne i zwolnień z obowiązku publicznej sprzedaży, o których mowa w art. 49a ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne, wyniosła w 2016 r. 26,6% produkcji energii elektrycznej brutto.

Rysunek 50. Struktura przedmiotowa wyłączeń z obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej w 2016 r.



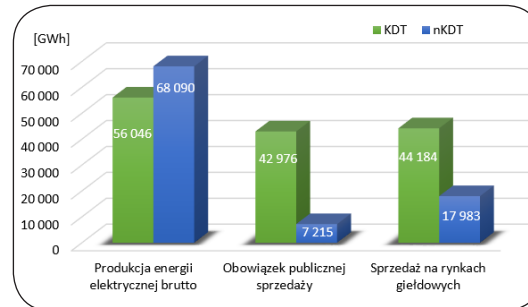
Źródło: Opracowanie własne URE.

W 2016 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 2016 r. wszystkie skontrolowane przez Prezesa URE przedsiębiorstwa energetyczne wykonały obowiązek publicznej sprzedaży energii elektrycznej.

Poniżej na rys. 51 przedstawiono zakres i stopień wykonania obliża giełdowego przez przedsiębiorstwa energetyczne zobowiązane sprzedawać w 2016 r. odpowiednio 100% wytworzonej energii elektrycznej (KDT) oraz 15% wytworzonej energii elektrycznej (nKDT) w sposób przewidziany przez to obliże.

Rysunek 51. Realizacja obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej w 2016 r.



Źródło: Opracowanie własne URE.

Prezes URE, pod koniec 2018 r. rozpoczął kontrolę wykonania obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej za 2017 r. Kontrola jest realizowana w oparciu o złożone przez przedsiębiorstwa energetyczne sprawozdania, 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 Polski 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 wynosi 55% wolumenu gazu ziemnego wysokometanowego wprowadzonego w danym roku do sieci przesyłowej przez zobowiązane przedsiębiorstwa. W latach 2013-2018 jedynym przedsiębiorstwem energetycznym, które podlegało obowiązkowi publicznej sprzedaży gazu ziemnego była spółka 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 2018 r.

PGNiG S.A. oświadczyła, że w 2016 r. i w 2017 r. w pełni wykonała obowiązek obliża giełdowego, co jest obecnie przedmiotem weryfikacji Prezesa URE.

Więcej informacji znajduje się w części XII. Uwagi końcowe.

1.4. Kontrola przedsiębiorstw na rynku paliw ciekłych

Zgodnie z Planem Kontroli na 2018 r. sporządzonym w wykonaniu dyspozycji art. 23r ust. 2

ustawy – Prawo energetyczne, urząd przeprowadził kontrole planowe oraz kontrole interwencyjne.

W zakresie kontroli planowych poddano:

- warunki prowadzenia działalności gospodarczej objętej koncesją,
- warunki udzielonych koncesji w zakresie, w jakim dotyczą paliw ciekłych, w tym w zakresie:
 - wytwarzania paliw ciekłych;
 - magazynowania, przeładunku i dystrybucji paliw ciekłych;
 - obrotu paliwami ciekłymi i obrotu paliwami ciekłymi z zagranicą,
- informacje zawarte w przesłanych sprawozdaniach.

Kontrolą warunków prowadzenia działalności gospodarczej ujętej w koncesjach objętych zostało w 2018 r. 360 koncesjonariuszy. Weryfikacja dotyczyła sprawdzenia danych zawartych w stosownych rejestrach i ewidencjach działalności w zakresie: oznaczenia podmiotu, jego siedziby lub miejsca zamieszkania oraz ich adres, a także numeru w rejestrze przedsiębiorców w Krajowym Rejestrze Sądowym i numeru, za pomocą którego podmiot jest identyfikowany w obrocie paliwami ciekłymi na potrzeby podatku od towarów i usług. Art. 37 ust. 2c ustawy – Prawo energetyczne zobowiązuje bowiem przedsiębiorstwa energetyczne do złożenia do Prezesa URE wniosku o zmianę koncesji w powyższym zakresie, w terminie najpóźniej 7 dni od dnia zaistnienia tych zmian. Niezgodności i nieprawidłowości, które wymagały dalszego wyjaśnienia, stwierdzono w 50 przypadkach.

Przeprowadzono również 83 kontrole krzyżowe informacji zawartych w sprawozdaniach, o których

mowa w art. 4ba ustawy – Prawo energetyczne (sprawozdanie o podmiotach zlecających usługi magazynowania, przeładunku, przesyłania lub dystrybucji paliw ciekłych), w art. 43d ustawy – Prawo energetyczne (sprawozdanie o rodzajach oraz ilości wytworzonych, przywiezionych i wywiezionych paliw ciekłych, a także ich przeznaczeniu) i w art. 43e ustawy – Prawo energetyczne (informacja o rodzajach i lokalizacji infrastruktury paliw ciekłych wykorzystywanej do prowadzonej działalności). Tego rodzaju kontrola przeprowadzana jest w ramach czynności sprawdzających i polega na weryfikacji zgodności informacji przekazywanych przez przedsiębiorcę w składanych sprawozdaniach ze stanem faktycznym oraz z posiadanymi uprawnieniami podmiotu kontrolowanego. W wyniku tych analiz dalszych czynności wyjaśniających wymagało 27 informacji.

Ponadto przeprowadzono 20 kontroli spełniania warunku sprzedaży paliw wyłącznie podmiotom posiadającym koncesję z wyłączeniem sprzedaży paliw odbiorcom końcowym, dokonywanych na podstawie faktur wystawianych przez kontrolowanych przedsiębiorców. Wykonane czynności kontrolne polegały na weryfikacji dokumentów pozyskanych od wytypowanych do kontroli przedsiębiorców oraz zweryfikowaniu czy podmioty, na rzecz których kontrolowani przedsiębiorcy dokonali sprzedaży wytworzonych paliw ciekłych, posiadały w tym okresie koncesje w zakresie paliw ciekłych. W 3 przypadkach podjęto dalsze postępowania wyjaśniające.

Przeprowadzona została także weryfikacja treści sprawozdań zerowych z art. 43d ustawy – Prawo

energetyczne z danymi zawartymi w systemie monitorowania przewozu paliw ciekłych (SENT), prowadzonym przez Krajową Administrację Skarbową. Polegała ona na weryfikacji i porównaniu danych zawartych w powyższym systemie i w złożonych przez wytypowanych 39 przedsiębiorców sprawozdaniach z art. 43d ustawy – Prawo energetyczne za wskazany okres oraz porównanie uzyskanych informacji z zadeklarowanymi przez podmioty rodzajami paliw ciekłych, do których przywozu są uprawnione na podstawie uzyskanej koncesji na obrót paliwami ciekłymi z zagranicą bądź wpisu do rejestru podmiotów przywożących. W wyniku powyższych czynności, w 3 przypadkach stwierdzono nieprawidłowości.

W okresie od stycznia do grudnia 2018 r. zostało przeprowadzonych również 5 kontroli utrzymania zapasów obowiązkowych ropy naftowej na podstawie informacji składanych przez przedsiębiorców. Dokonano weryfikacji spełnienia warunku utrzymania zapasów obowiązkowych paliw ciekłych przez losowo wybrane przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję na wytwarzanie paliw ciekłych lub koncesję na obrót paliwami ciekłymi z zagranicą. Na podstawie złożonych przez przedsiębiorców informacji do URE sprawdzono terminowość nadsyłanych przez podmioty informacji o zawartych umowach oraz podpisanych aneksach do umów, których przedmiotem jest utrzymywanie zapasów obowiązkowych ropy naftowej lub paliw, a także zweryfikowano ciągłość utrzymywania zapasów obowiązkowych w kontrolowanym okresie. Ponadto na podstawie prowadzonych wykazów producentów i handlow-

ców, którzy posiadają zawarte umowy, o których mowa w art. 10 i art. 11 ustawy o zapasach, przez Agencję Rezerw Materiałowych sprawdzono, czy kontrolowane przedsiębiorstwa dokonały zgłoszenia przedmiotowych umów i aneksów, a także czy w stosunku do tych podmiotów nie wydano decyzji o odmowie wyrażenia zgody na zawarcie umowy, o której mowa w art. 11 ustawy o zapasach. W powyższych kontrolach nieprawidłowości nie stwierdzono.

W okresie sprawozdawczym przeprowadzono również 2 kontrole w miejscu wykonywania działalności gospodarczej lub w siedzibie przedsiębiorstwa (kontrole wyjazdowe), na podstawie planu kontroli sporządzonego w wykonaniu dyspozycji art. 23r ust. 1 i art. 23 ust. 2 pkt 21b ustawy – Prawo energetyczne. Kontrole wyjazdowe miały na celu weryfikację informacji uzyskanych z rynku z przeprowadzoną analizą składanych sprawozdań. Przedmiot kontroli obejmował:

- sprawdzenie wykonywania działalności gospodarczej przez przedsiębiorców zgodnie ze składanymi sprawozdaniami, o których mowa w art. 4ba, 43d oraz 43e ustawy – Prawo energetyczne,
- sprawdzenie wykonywania działalności gospodarczej zgodnie z udzielonymi koncesjami w zakresie kodów CN i wykorzystywanej infrastruktury technicznej,
- sprawdzenie spełnienia warunku świadczenia usług logistycznych w zakresie magazynowania i przeładunku paliw ciekłych wyłącznie podmiotom posiadającym koncesję,

- sprawdzenie spełnienia warunku sprzedaży paliw w zakresie obrotu paliwami ciekłymi i obrotu paliwami ciekłymi z zagranicą wyłącznie podmiotom posiadającym koncesję.

W 1 przypadku podjęto dalsze czynności wyjaśniające.

1.5. Naruszenia warunków koncesji

Po przeprowadzeniu wszczętego z urzędu postępowania administracyjnego, 29 czerwca 2018 r. Prezes URE cofnął koncesję na obrót paliwami gazowymi przedsiębiorcy Energetyczne Centrum S.A. działając na podstawie art. 41 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne w związku z art. 58 ust. 2 pkt 1 ustawy o swobodzie działalności gospodarczej. Koncesja została cofnięta z uwagi na rażące naruszenie warunków określonych w koncesji lub innych warunków wykonywania koncesjonowanej działalności gospodarczej, określonych przepisami prawa. Prezes URE ustalił, w szczególności, że ww. przedsiębiorca wprowadzał odbiorców paliw gazowych w gospodarstwach domowych w błąd, co do warunków dostarczania im tych paliw, a także nie udzielał im pełnych, rzetelnych i wyczerpujących informacji dotyczących ich uprawnień i obowiązków. Z uwagi na wniesione przez ww. przedsiębiorcę odwołanie, decyzja nie jest prawomocna. W tej sprawie w lipcu 2018 r., na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 21d ustawy – Prawo energetyczne, wydany został komunikat Prezesa URE mający na celu ochronę uzasadnionych interesów odbiorców.

Ponadto, 10 sierpnia 2018 r., na podstawie art. 41 ust. 3 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne, zostało wszczęte z urzędu postępowanie administracyjne w sprawie cofnięcia koncesji na obrót paliwami gazowymi przedsiębiorcy Polski Prąd i Gaz Sp. z o.o. W świetle powołanego przepisu Prezes URE cofa koncesję w przypadku, gdy przedsiębiorstwo energetyczne rażąco narusza warunki określone w koncesji lub inne warunki wykonywania koncesjonowanej działalności gospodarczej określone przepisami prawa. Z dokumentów i informacji będących w posiadaniu Prezesa URE wynika, że zachodzi podejrzenie, że przedsiębiorca Polski Prąd i Gaz Sp. z o.o., w szczególności, wprowadzał odbiorców paliw gazowych w gospodarstwach domowych w błąd co do warunków dostarczania im tych paliw, a także nie udzielał im pełnych, rzetelnych i wyczerpujących informacji dotyczących ich uprawnień i obowiązków, co spowodowało wpływ skarg do Prezesa URE. Powyższe postępowanie jest kontynuowane w 2019 r. W tej sprawie w sierpniu 2018 r., na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 21d ustawy – Prawo energetyczne, wydany został komunikat Prezesa URE mający na celu ochronę uzasadnionych interesów odbiorców.

Ponadto, na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 12 ustawy – Prawo energetyczne, wydane zostały 2 decyzje wymierzające kary pieniężne z uwagi na naruszenie przez danych przedsiębiorców warunków koncesji na obrót paliwami gazowymi. Zbiórka informacji o wszystkich karach pieniężnych nałożonych przez Prezesa URE na przedsiębiorstwa energetyczne w podziale na poszczególne kategorie kar przedstawiona została w dalszej części niniejszego Sprawozdania.

Monitoring prowadzenia działalności objętej koncesją zgodnie z określonymi w niej warunkami, w ponad 2,6 tys. przypadkach został przeprowadzony w **oddziałach terenowych URE**. W sytuacji powzięcia informacji o występowaniu w tym zakresie nieprawidłowości wszczynano postępowania zmierzające do wymierzenia kary pieniężnej na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 12 ustawy – Prawo energetyczne oraz do cofnięcia koncesji w przypadku powzięcia wiadomości o wystąpieniu którejkolwiek z przesłanek wskazanych w przepisach ww. ustawy uprawniających Prezesa URE do cofnięcia koncesji. Sporadycznie zaistniała konieczność zobowiązania przedsiębiorstwa energetycznego do usunięcia stanu faktycznego lub prawnego niezgodnego z warunkami określonymi w koncesji lub z przepisami regulującymi działalność gospodarczą objętą koncesją. W skrajnych wypadkach oddziały terenowe wszczywały procedurę cofnięcia koncesji podmiotom, które naruszały warunki posiadanej koncesji w sposób rażąco.

.....

2. 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 ust. 1 ustawy o biopaliwach, art. 63 ust. 1 ustawy o zapasach, art. 168 ustawy OZE, czy też art. 35a ustawy o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw 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 2018 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 ponad 609 mln zł. To efekt 2 688 postępowań prowadzonych przez departamenty i oddziały terenowe URE, z których 1 289 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 bio-

gazu lub świadectwa pochodzenia z kogeneracji względnie uiszczenia opłat zastępczych (pkt 1a) – 22 postępowania zakończyły się nałożeniem kary w łącznej wysokości 21 240 655,34 zł, w 4 przypadkach umorzono postępowanie,

- 2) nieprzedstawiania informacji, o których mowa w art. 7 ust. 8l ustawy – Prawo energetyczne (pkt 1c) – 3 postępowania zakończyły się nałożeniem kary w łącznej wysokości 5 000 zł, w 3 przypadkach umorzono postępowanie, w 16 przypadkach odstąpiono od wymierzenia kary pieniężnej,
- 3) niepublikowania aktualnych wykazów przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem, obrotem, w tym obrotem z zagranicą paliwami ciekłymi, podmiotów przywożących i odbiorców końcowych paliw ciekłych, którym świadczyli w ciągu ostatnich 12 miesięcy odpowiednio usługi magazynowania, przeładunku, przesyłania lub dystrybucji (pkt 1h) – 1 postępowanie zakończyło się nałożeniem kary w wysokości 15 000,00 zł, w 1 przypadku umorzono postępowanie, w 1 przypadku odstąpiono od wymierzenia kary pieniężnej,
- 4) nieprzekazywania w terminie sprawozdania, o którym mowa w art. 4ba ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne, któremukolwiek z organów wymienionych w tym przepisie (pkt 1i) – 3 postępowania zakończyły się nałożeniem kary w łącznej wysokości 30 000,00 zł, w 3 przypadkach umorzono postępowanie, w 2 przypadkach odstąpiono od wymierzenia kary pieniężnej,
- 5) nieprzestrzegania obowiązku utrzymywania zapasów paliw (pkt 2) – 11 postępowań zakończyły się nałożeniem kary w łącznej wysokości 1 289 000,00 zł, w 11 przypadkach umorzono postępowanie, w 11 przypadkach odstąpiono od wymierzenia kary pieniężnej,

- czyło się nałożeniem kary w łącznej wysokości 118 000 zł, w 3 przypadkach odstąpiono od wymierzenia kary pieniężnej,
- 6) 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) – 580 postępowań zakończyło się nałożeniem kary w łącznej wysokości 7 903 440,10 zł, w 58 przypadkach umorzono postępowanie lub odstąpiono od wymierzenia kary pieniężnej,
- 7) stosowania cen i taryf bez przedstawienia ich Prezesowi URE do zatwierdzenia (pkt 5) – 1 postępowanie zakończyło się nałożeniem kary w wysokości 5 000 zł,
- 8) odmowy udzielenia informacji, o których mowa w art. 28 ustawy – Prawo energetyczne (pkt 7) – 7 postępowań zakończyło się nałożeniem kary w łącznej wysokości 146 500 zł, w 1 przypadku odstąpiono od wymierzenia kary pieniężnej,
- 9) świadomego lub wynikającego z niedbalstwa wprowadzania w błąd Prezesa URE w zakresie przedstawianych na jego żądanie informacji, o których mowa w art. 28 ustawy – Prawo energetyczne (pkt 7a) – 1 postępowanie zakończyło się nałożeniem kary w wysokości 13 000 000 zł,
- 10) nieprzestrzegania obowiązków wynikających z koncesji (pkt 12) – 289 postępowań zakończyło się nałożeniem kary w łącznej wysokości 7 125 694,59 zł, w 54 przypadkach umorzono postępowanie lub odstąpiono od wymierzenia kary pieniężnej,
- 11) nieprzekazania w terminie sprawozdania miesięcznego o rodzajach oraz ilości wytworzonych, przywiezionych i wywiezionych paliw ciekłych, a także ich przeznaczeniu (pkt 12b) – 77 postępowań zakończyło się nałożeniem kary w łącznej wysokości 980 000,00 zł, w 151 przypadkach odstąpiono od wymierzenia kary pieniężnej,
- 12) niewydania w terminie, o którym mowa w art. 7 ust. 8g ustawy – Prawo energetyczne, warunków przyłączenia (pkt 18) – 4 postępowania zakończyły się nałożeniem kary w łącznej wysokości 261 482 zł, w 3 przypadkach umorzono postępowanie, w 1 przypadku odstąpiono od wymierzenia kary pieniężnej,
- 13) świadczenia usługi przesyłania, dystrybucji, magazynowania paliw gazowych, skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego nie będąc operatorem systemu przesyłowego, dystrybucyjnego, magazynowania paliw gazowych lub operatorem systemu skraplania gazu ziemnego lub operatorem systemu połączonego wyznaczonym na podstawie art. 9h ustawy – Prawo energetyczne (pkt 24a) – 1 postępowanie zakończyło się nałożeniem kary w wysokości 100 000 zł,
- 14) nieprzedstawienia sprawozdania z realizacji planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną (pkt 31) – 1 postępowanie zakończyło się odstąpieniem od wymierzenia kary pieniężnej,
- 15) nieprzedstawienia, do uzgodnienia z Prezesem URE, projektu planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe (pkt 31) – 1 postępowanie zakończyło się nałożeniem kary w wysokości 2 000 zł, w 1 przypadku umorzono postępowanie, w 1 przypadku odstąpiono od wymierzenia kary pieniężnej,
- 16) nieprzedstawienia, do uzgodnienia z Prezesem URE, projektu aktualizacji planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną (pkt 31) – 2 postępowania zakończyły się odstąpieniem od nałożenia kary pieniężnej,
- 17) nieprzestrzegania obowiązku przekazania informacji o realizacji umów dotyczących zakupu gazu ziemnego z zagranicy (pkt 32) – 6 postępowań zakończyło się nałożeniem kary w łącznej wysokości 12 750 zł, w 13 przypadkach umorzono postępowanie, w 6 przypadkach odstąpiono od wymierzenia kary pieniężnej,
- 18) nieprzekazania w terminie informacji, o których mowa w art. 9a ust. 1a5 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne (pkt 34) w brzmieniu obowiązującym do 30 czerwca 2016 r. – 2 postępowania zakończyły się nałożeniem kary w łącznej wysokości 20 000 zł,
- 19) nieprzekazania w terminie informacji, o których mowa w art. 9a ust. 5 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne (pkt 34) w brzmieniu obowiązującym do 24 stycznia 2019 r. – 2 postępowania zakończyły się nałożeniem kary w łącznej wysokości 20 000 zł,
- 20) nieprzekazania ACER danych, w tym przekazania danych nieprawdziwych lub niepełnych, wbrew obowiązkowi, o którym mowa w art. 8

- ust. 1 rozporządzenia 1227/2011 (pkt 40) – w 5 przypadkach odstąpiono od wymierzenia kary pieniężnej,
- 21) sprzedaży paliw ciekłych z naruszeniem wymogów, o których mowa w art. 43a ust. 1 lub 4 ustawy – Prawo energetyczne (pkt 45) – 1 postępowanie zakończyło się nałożeniem kary w wysokości 50 000 zł,
 - 22) nierealizowania obowiązku, o którym mowa w art. 37 ust. 2c lub ust. 2d ustawy – Prawo energetyczne (pkt 49) – 7 postępowań zakończyło się nałożeniem kary w łącznej wysokości 90 000 zł.

Warto także wskazać, że w jednym przypadku Prezes URE umorzył postępowanie zakończone nieprawomocną decyzją nakładającą karę pieniężną w 2010 r., ze względu na odwołanie i kasację złożoną przez przedsiębiorstwo, co skutkowało uchynieniem przez Sąd Najwyższy zaskarżonej decyzji i przekazaniem do ponownego rozpatrzenia Sądowi Apelacyjnemu, który zmienił wyrok Sądu Okręgowego, nadając treść uchylającą decyzję Prezesa URE.

Ponadto Prezes URE wszczął 27 kwietnia 2018 r. postępowanie w sprawie o wymierzenie kary pieniężnej Operatorowi Systemu Dystrybucyjnego w związku z ujawnieniem okoliczności wskazujących na możliwość naruszenia zapisów IRiESD. Po przeprowadzeniu postępowania administracyjnego Prezes URE wydał 21 sierpnia 2018 r. decyzję, w której orzekł, że przedsiębiorstwo naruszyło postanowienia punktu C.1.11. lit. a) IRiESD, zgodnie z którym na potrzeby rozliczeń rynku detalicz-

go, OSD ma obowiązek udostępnić sprzedawcom dane pomiarowe o zużyciu energii elektrycznej przez odbiorców w okresie rozliczeniowym usług dystrybucyjnych (...) do piątego dnia roboczego po zakończeniu okresu rozliczeniowego usług dystrybucyjnych; jednocześnie Prezes URE odstąpił od wymierzenia przedsiębiorstwu kary pieniężnej za przedmiotowe działanie.

Biorąc pod uwagę liczbę postępowań w sprawie nałożenia kary pieniężnej wszczętych w 2018 r. na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 31 ustawy – Prawo energetyczne, należy wskazać, że w porównaniu do 2017 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.

Warto także wskazać, że w 2018 r. nastąpił wzrost liczby wytwórców energii elektrycznej w małych instalacjach odnawialnych źródeł energii, jednakże realizacja przez nich obowiązków

sprawozdawczych uległa zdecydowanej poprawie, co przełożyło się na spadek liczby prowadzonych postępowań o nałożenie kary pieniężnej niemal o połowę w odniesieniu do 2017 r.

W **oddziałach terenowych URE** w 2018 r. spadła znacznie liczba postępowań w zakresie kar w stosunku do 2017 r., jednakże nałożono w nich kary o zdecydowanie większej wartości (o 65% większe ogółem i jednostkowo większe średnio o 87%). Wyższe średnie i ogólne wartości kar są związane z nałożeniem kar pieniężnych na przedsiębiorstwa, które nie dotrzymały terminów wydawania warunków przyłączenia do sieci. Z analizy spraw może wynikać także wniosek, że obowiązujące przepisy naruszała mniejsza liczba przedsiębiorstw energetycznych, jednakże skala tych naruszeń w pojedynczych przypadkach była większa niż w sprawach zakończonych w latach ubiegłych. W tym miejscu warto jednak zwrócić uwagę, że znaczna część nałożonych w 2018 r. kar nie dotyczyła naruszeń dokonanych w 2018 r., ale lat wcześniejszych.

Ponadto, w 2018 r. prowadzone były postępowania administracyjne o wymierzenie kar pieniężnych na podstawie:

ustawy o biopaliwach:

- 1) art. 33 ust. 1 pkt 2a – odmowa udzielenia informacji lub przedstawienia dokumentów dotyczących realizacji NCW przez podmiot realizujący NCW – 1 postępowanie zakończyło się nałożeniem kary w wysokości 5 000,00 zł,
- 2) art. 33 ust. 1 pkt 4a – niewykonanie w terminie obowiązku, o którym mowa w art. 22a ust. 1 ustawy o biopaliwach – 9 postępowań zakoń-

- czyło się nałożeniem kary w łącznej wysokości 45 000,00 zł,
- 3) art. 33 ust. 1 pkt 5 lub 5a – niezapewnienie minimalnego udziału biokomponentów i innych paliw odnawialnych w ogólnej ilości paliw ciekłych i biopaliw ciekłych sprzedanych lub zbytych w innej formie lub zużytych przez podmiot realizujący NCW na potrzeby własne – 6 postępowań zakończyło się nałożeniem kary w łącznej wysokości 374 802 141 zł,
- 4) art. 33 ust. 1 pkt 7a ustawy o biopaliwach w brzmieniu przed zmianą wprowadzoną ustawą z 24 listopada 2017 r. o zmianie ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz niektórych innych ustaw – nieprzekazanie w terminie sprawozdania kwartalnego – 56 postępowań zakończyło się nałożeniem kary w łącznej wysokości 280 000,00 zł, w 1 przypadku umorzono postępowanie, w 19 przypadkach odstąpiono od wymierzenia kary pieniężnej,
- 5) art. 33 ust. 1 pkt 8a – niezłożenie w terminie Prezesowi URE sprawozdania rocznego, o którym mowa w art. 30b ust. 1 ustawy o biopaliwach, lub podanie w tym sprawozdaniu nieprawdziwych danych – 7 postępowań zakończyło się nałożeniem kary w łącznej wysokości 35 000,00 zł, w 4 przypadkach umorzono postępowanie, w 3 przypadkach odstąpiono od wymierzenia kary pieniężnej,
- 6) art. 33 ust. 1 pkt 8aa – niezłożenie w terminie Prezesowi URE sprawozdania kwartalnego, o którym mowa w art. 30b ust. 3 ustawy o biopaliwach, lub podanie w tym sprawozdaniu nieprawdziwych danych – 1 postępowanie

- zakończyło się nałożeniem kary w wysokości 5 000,00 zł, w 1 przypadku odstąpiono od wymierzenia kary pieniężnej,
- 7) art. 33 ust. 1 pkt 8d – nieprzekazanie przez podmiot realizujący NCW Prezesowi URE, wraz ze sprawozdaniami, o których mowa w art. 30b ust. 1 ustawy o biopaliwach, oryginałów wystawionych świadectw potwierdzających spełnienie kryteriów zrównoważonego rozwoju przez biokomponenty, które zostały zaliczone do realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 23 ust. 1 ustawy – 13 postępowań zakończyło się nałożeniem kary w łącznej wysokości 65 000,00 zł, w 4 przypadkach odstąpiono od wymierzenia kary pieniężnej;

ustawy o zapasach:

- 1) art. 63 ust. 1 pkt 1 – niedopełnienie obowiązku tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych, o których mowa w art. 24 ustawy o zapasach w przewidzianym terminie i wymaganej ilości – w 1 przypadku umorzono postępowanie,
- 2) art. 63 ust. 1 pkt 6 – nieprzedstawienie w wyznaczonym terminie informacji, o których mowa w art. 27 ust. 2 ustawy o zapasach – 7 postępowań zakończyło się nałożeniem kary w łącznej wysokości 62 381 zł, w 1 przypadku odstąpiono od wymierzenia kary pieniężnej;

ustawy OZE:

- 1) art. 168 pkt 5 – przedkładanie Prezesowi URE wniosku o wydanie świadectwa pochodzenia lub wniosku o wydanie świadectwa pochodzenia biogazu rolniczego, o których mowa odpowiednio w art. 45 ust. 1 oraz w art. 49 ust. 1 ustawy OZE, zawierającego dane, informacje

- lub oświadczenia niezgodne ze stanem faktycznym – zostało wszczęte 1 postępowanie,
- 2) art. 168 pkt 11 – nieprzedstawienie w terminie sprawozdania, o którym mowa w art. 6 ust. 3 lub w art. 9 ust. 1 pkt 7 ustawy OZE, lub podawanie w tym sprawozdaniu nieprawdziwych informacji – 37 postępowań zakończyło się nałożeniem kary w łącznej wysokości 272 000 zł, w 5 przypadkach umorzono postępowanie, w 30 przypadkach odstąpiono od wymierzenia kary pieniężnej,
- 3) art. 168 pkt 12 – nie przekazywanie w terminie informacji, o których mowa w art. 5 ust. 1 lub 2, albo w art. 12 ust. 1, lub podawanie nieprawdziwych informacji – 3 postępowania zakończyły się nałożeniem kary w łącznej wysokości 3 000 zł, w 1 przypadku odstąpiono od wymierzenia kary pieniężnej;

dotychczasowej ustawy o efektywności energetycznej:

- 1) art. 35 ust. 1 pkt 1 – nieprzestrzeganie obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectwa efektywności energetycznej lub nieuiszczenia opłaty zastępczej – 56 postępowań zakończyło się nałożeniem kary w łącznej wysokości 3 812 544,64 zł, w 7 przypadkach umorzono postępowanie,
- 2) art. 35 ust. 1 pkt 2 – nieprzedstawienie w wyznaczonym terminie dokumentów lub informacji, o których mowa w art. 14 tej ustawy – 3 postępowania zakończyły się nałożeniem kary w łącznej wysokości 49 792,28 zł, w 32 przypadkach umorzono postępowanie;

ustawy o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw:

- 1) art. 35a pkt 8 – nieprzekazanie w terminie, przez podmiot realizujący NCW, sprawozdania rocznego, o którym mowa w art. 30i ust. 1 ustawy, lub podanie w tym sprawozdaniu nieprawdziwych danych – 2 postępowania zakończyły się nałożeniem kary w łącznej wysokości 10 000,00 zł, w 2 przypadkach umorzono postępowanie, w 10 przypadkach odstąpiono od wymierzenia kary pieniężnej.



Część IX. Inne zadania Prezesa URE



1. Publikowanie wskaźników cenowych

1.1. 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.

Średnia cena energii elektrycznej dla odbiorcy w gospodarstwie domowym uwzględniająca opłatę za świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej obliczana jest jako iloraz przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej i wolumenu jej sprzedaży odbiorcom końcowym w gospodarstwach domowych posiadającym umowy kompleksowe.

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.

Cena za 2017 r. została obliczona na podstawie danych pozyskanych od 6 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-OBROT S.A., innogy Polska S.A., PGE Obrót S.A., TAURON Sprzedaż Sp. z o.o. i TAURON Sprzedaż GZE Sp. z o.o.

W marcu 2019 r. została opublikowana cena energii elektrycznej dla odbiorcy w gospodarstwie domowym uwzględniająca opłatę za świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej za 2018 r., która wyniosła 0,5055 zł/kWh.

Do obliczenia ceny za 2018 r. zostały wykorzystane dane ze sprawozdań Ministerstwa Energii za 2018 r. sporządzanych przez przedsiębiorstwa prowadzące obrót energią elektryczną. Cena ta została opublikowana również w publikacji ARE S.A. *Sytuacja w elektroenergetyce za IV kwartały 2018 r.*

Informacje o tych cenach zostały zamieszczone na stronie internetowej URE.

1.2. 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 2018 r. wyniosła 194,30 zł/MWh. Cena ta jest 13,7% niższa niż średnioważona cena kontraktu z dostawą pasmową energii elektrycznej na Rynku Dnia Następnego w 2018 r. (225,10 zł/MWh) i o 19,8% niższa niż średnioważona cena kontraktu rocznego z dostawą pasmową energii elektrycznej w 2019 r. (BASE_Y-19) na rynku terminowym (RTT), która w kontraktach zawartych w 2018 r. ukształtowała się na poziomie 242,40 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 dwustronnych¹⁸²⁾,
- na giełdę energii.

¹⁸²⁾ 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 2019 r. poz. 351), nie została uwzględniona sprzedaż energii elektrycznej w kontraktach dwustronnych do spółek obrotu w ramach tej samej grupy kapitałowej.

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:

$$C = \frac{\sum_{i=1}^n P o_i + \sum_{j=1}^m P g_j}{\sum_{i=1}^n E o_i + \sum_{j=1}^m E g_j} \times 1000$$

gdzie:

- C – średnia roczna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym [zł/MWh],
 Po – roczne przychody ze sprzedaży energii elektrycznej: wytwórców¹⁸³⁾ do spółek obrotu poza grupę kapitałową oraz przedsiębiorstw obrotu¹⁸⁴⁾ do spółek obrotu poza grupę kapitałową w kontraktach bezpośrednich [tys. zł],
 Eo – roczny wolumen sprzedanej energii elektrycznej: wytwórców¹⁸³⁾ do spółek obrotu poza grupę kapitałową oraz przedsiębiorstw obrotu¹⁸⁴⁾ do spółek obrotu poza grupę kapitałową w kontraktach bezpośrednich [MWh],

¹⁸³⁾ 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*.

¹⁸⁴⁾ Zbadano przedsiębiorstwa zajmujące się obrotem energią elektryczną i składające sprawozdanie G-10.4(Ob)k *Sprawozdanie przedsiębiorstwa energetycznego prowadzącego obrót energią elektryczną*.

- 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 2018 r.) zrealizowane przez uczestników TGE S.A. [tys. zł],
 Eg – roczny wolumen sprzedanej energii elektrycznej (dostarczonej w 2018 r.) zrealizowanej przez uczestników TGE S.A. [MWh],
 m – liczba spółek dokonujących sprzedaży na TGE S.A.

Średnia kwartalna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym oraz sposób jej obliczania

Algorytm obliczania średniej kwartalnej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym jest analogiczny, jak w przypadku średniej rocznej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym.

Poniżej przedstawiono średnie kwortalne ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w 2018 r.

Tabela 94. Średnie kwortalne ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w 2018 r.

| 2018 r. | |
|---------|--|
| Kwartał | Średnia kwartalna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym [zł/MWh] |
| I | 174,95 |
| II | 186,21 |
| III | 208,83 |
| IV | 205,50 |

Źródło: Dane TGE S.A. i URE.

Odnosząc wysokość średniej kwartalnej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w 2018 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.

1.3. Średnia kwartalna cena energii elektrycznej niepodlegająca obowiązkowi publicznej sprzedaży

W tab. 95 (str. 220) przedstawiono wolumen i średnią kwartalną cenę energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne¹⁸⁵⁾, w poszczególnych kwartałach 2018 r.

Ceny kwortalne, 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

¹⁸⁵⁾ Art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne określa obowiązki w zakresie sprzedaży energii elektrycznej w sposób zapewniający do niej publiczny dostęp, tzw. obliigo giełdowe dla energii elektrycznej (artykuł obowiązujący przed zmianą ustawy – Prawo energetyczne ustawą z 9 listopada 2018 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2018 r. poz. 2348).

Tabela 95. Wolumeny i średnie kwartalne ceny energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne, w 2018 r.

| Kwartał | 2018 r. | |
|---------|---|--|
| | 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 | 171,85 | 22,65 |
| II | 174,23 | 20,39 |
| III | 183,69 | 21,35 |
| IV | 180,25 | 22,81 |

* 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 2018 r.

elektrycznej, zobowiązane do sprzedaży części wytworzonej energii elektrycznej w sposób określony w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne.

Na rys. 52 przedstawiono 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 2018 r.

1.4. Średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji

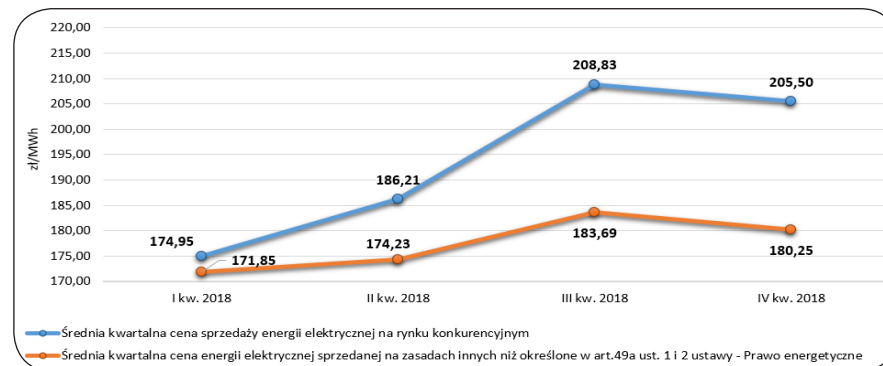
Ustawa – Prawo energetyczne, w 2018 r. nakładała na Prezesa URE obowiązek polegający na zbieraniu i przetwarzaniu informacji dotyczących

przedsiębiorstw energetycznych w celu obliczenia i publikowania w terminie do 31 marca każdego roku średnich cen sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji.

W marcu 2018 r. zostały opublikowane 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, tj. 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,

Rysunek 52. 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 2018 r.



Źródło: Opracowanie własne URE.

3) innych niż wymienione w punkcie 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 były pozyskiwane przez Prezesa URE bezpośrednio od przedsiębiorstw.

Informacje o cenach zostały zamieszczone na stronie internetowej URE.

25 stycznia 2019 r. weszła w życie ustawa o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, która poprzez art. 95 pkt 5 lit. c uchyliła art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. a ustawy – Prawo energetyczne, stanowiący w latach 2008-2018 o powyższym obowiązku Prezesa URE.

1.5. 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

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, zużywanego 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 zużywany 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 2017 r. wyniósł 83,43 zł/MWh, wobec 82,27 zł/MWh w 2016 r. (tj. wzrost o 1,4% w 2017 r. w porównaniu z 2016 r.).

Średnia cena energii elektrycznej wytworzonej przez JWCD została obliczona jako średnia z jed-

nostkowych cen wytworzonej energii elektrycznej ważona wielkością produkcji energii elektrycznej brutto wytworzonej z węgla przez poszczególne JWCD. Średnia cena energii elektrycznej w 2017 r. wyniosła 178,06 zł/MWh wobec 181,11 zł/MWh w 2016 r. (tj. spadek o 1,7% w 2017 r. w porównaniu z 2016 r.).

Obydwa parametry zostały ogłoszone w Informacji Prezesa URE nr 49/2018 z 10 lipca 2018 r. zamieszczonej w Biuletynie Branżowym URE – Energia Elektryczna nr 99 (2534) z 12 lipca 2018 r.

1.6. 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 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.

W 2019 r. zostały obliczone i opublikowane ceny za 2018 r. Średnie ceny sprzedaży ciepła wynosiły, dla jednostek wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji:

- 1) opalanych paliwami węglowymi – 41,89 zł/GJ,
- 2) opalanych paliwami gazowymi – 63,55 zł/GJ,
- 3) opalanych olejem opałowym – 80,71 zł/GJ,
- 4) stanowiących odnawialne źródła energii – 44,20 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.

1.7. 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 Energii z 22 września 2017 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu za-

opatrzenia w ciepło¹⁸⁶). Przy zastosowaniu wskaźnika referencyjnego i średnich cen sprzedaży ciepła przedsiębiorstwa obliczają cenę referencyjną służącą do ustalenia planowanych przychodów ze sprzedaży ciepła przyjmowanych do kalkulacji cen i stawek opłat w taryfach dla ciepła, dla jednostek kogeneracji.

Działając na podstawie art. 47 ust. 2g ustawy – Prawo energetyczne Prezes URE ogłosił w marcu 2018 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.

1.8. Stopa wolna od ryzyka ustalana dla potrzeb kalkulacji taryfy

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 ryzyka.

W 2018 r. Prezes URE opublikował 4 informacje dotyczące wartości stopy wolnej od ryzyka:

- 2 stycznia 2018 r. w wysokości 3,308% dla taryf przedkładanych w I kwartale 2018 r.,
- 3 kwietnia 2018 r. w wysokości 3,392% dla taryf przedkładanych w II kwartale 2018 r.,
- 2 lipca 2018 r. w wysokości 3,357% dla taryf przedkładanych w III kwartale 2018 r.,
- 1 października 2018 r. w wysokości 3,256% dla taryf przedkładanych w IV kwartale 2018 r.

1.9. Średnie kwartalne ceny zakupu gazu ziemnego z zagranicy

Prezes URE, na mocy art. 49c ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, jest obowiązany 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 40/2018, nr 63/2018, nr 89/2018 i nr 14/2019 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 2018 r. Z uwagi na zawartą w art. 49c ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne klauzulę nakazującą uwzględniać 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 96. Średnie ceny zakupu gazu ziemnego z zagranicy w poszczególnych kwartałach 2018 r. [zł/MWh]

| W tym z: | I kw. | II kw. | III kw. | IV kw. |
|---|---|--------|---------|--------|
| 1) państw członkowskich UE lub państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym | 84,72 | 90,61 | 96,71 | 104,13 |
| 2) innych państw niż wskazane w pkt 1 | informacje niejawne lub inne informacje prawnie chronione | | | |

Źródło: URE.

2. Rozstrzygnięcie sporów, skargi na działania przedsiębiorstw energetycznych

Prezes URE na podstawie art. 8 ustawy – Prawo energetyczne rozstrzyga w sprawach spornych

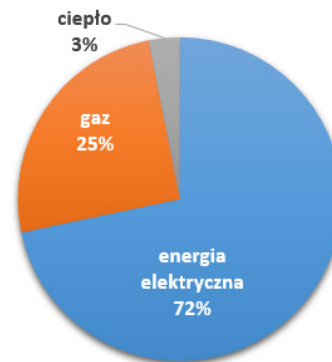
¹⁸⁶) Dz. U. z 2017 r. poz. 1988.

dotyczących odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, w tym dotyczących zwiększenia mocy przyłączeniowej, umowy sprzedaży, umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw lub energii, umowy o świadczenie usług transportu gazu ziemnego, umowy o świadczenie usługi magazynowania paliw gazowych, umowy, o której mowa w art. 4c ust. 3, umowy o świadczenie usługi skraplania gazu ziemnego oraz umowy kompleksowej, oraz w przypadku nieuzasadnionego wstrzymania dostarczania paliw gazowych lub energii, odmowy przyłączenia w pierwszej kolejności instalacji odnawialnego źródła energii, a także odmowy przyłączenia mikroinstalacji, nieprzyłączenia mikroinstalacji pomimo upływu terminu, o którym mowa w art. 7 ust. 8d⁷ pkt 2, nieuzasadnionego ograniczenia pracy lub odłączenia od sieci mikroinstalacji. Jest to jeden z wyjątków dający Prezesowi URE prerogatywę do wkraczania w sferę stosunków cywilno-prawnych między podmiotami. Warte odnotowania jest jednak, że strony wielu toczących się przed Prezesem URE postępowań spornych, dochodziły do porozumienia, co stanowiło przyczynę umorzenia większości z 20 zakończonych w ten sposób spraw w 2018 r.

Oddziały terenowe URE w zakresie rozstrzygania spraw spornych, o których mowa w art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, w 2018 r. rozpatrywały 226 wniosków, z czego 7 w zakresie ciepła, 57 w zakresie paliw gazowych i aż 162 w zakresie energii elektrycznej. W minionym okresie dominowały spory dotyczące nieuzasadnionego wstrzymania dostaw energii elektrycznej – 27 oraz odmów przyłączeń do sieci gazowej – 24.

Najczęstszym powodem wstrzymania dostarczania energii do obiektów wnioskodawców były zaległości płatnicze z tytułu dostarczonej energii, przy czym odbiorcy wielokrotnie kwestionowali wysokość zaległości i cenę energii elektrycznej przyjętą do rozliczeń.

Rysunek 53. Struktura sporów z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne



Źródło: URE.

W okresie sprawozdawczym rozstrzygano także spór w zakresie odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej mikroinstalacji w warunkach wskazanych w art. 7 ust 8d⁴ ustawy – Prawo energetyczne (przyłączenie na zgłoszenie). Postępowanie to, wobec dojścia do porozumienia stron dotyczących możliwości przyłączenia mikroinstalacji do sieci elektroenergetycznej, zostało umorzone.

Odbiorcy energii elektrycznej inni niż gospodarstwa domowe, w związku ze wzrostem cen energii

elektrycznej w trakcie trwania umowy, składali także wnioski o rozstrzygnięcie spraw spornych w zakresie szeroko rozumianych rozliczeń za dostarczoną im energię elektryczną oraz zagrożenia wstrzymania dostaw energii elektrycznej. Na szczególną uwagę w tym miejscu zasługują sprawy związane z zagrożeniem wstrzymania dostaw energii elektrycznej. Z przedstawionego w tych sprawach stanu faktycznego wynikało, że sprzedawca zamierzał zakończyć realizację umowy sprzedaży energii elektrycznej. Zauważalnym istotnym zjawiskiem była tendencja zmiany cen energii elektrycznej odnośnie umów zawieranych na wolnym rynku obrotu energią elektryczną. W wyniku wzrostu hurtowych cen energii elektrycznej przedsiębiorstwa obrotu dokonywały podwyżek cen energii elektrycznej w zawartych przez siebie umowach z odbiorcami. Ponieważ wzrosty cen energii były znaczne, odbiorcy nie godzili się na zmianę tychże cen, co skutkowało uruchomieniem przez przedsiębiorstwa obrotu procedury wstrzymania dostaw energii. Niemniej powyższe w ocenie regulatora nie oznaczało fizycznego wstrzymania dostarczania tej energii, szczególnie scharakteryzowanego w przepisach art. 6a i art. 6b ustawy – Prawo energetyczne, gdzie przewidziano enumeratywne przypadki fizycznego wstrzymania dostarczania energii elektrycznej. W sprawach tych, w wyniku zakończenia realizacji umowy przez sprzedawcę energii elektrycznej, nastąpiło uruchomienie sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej. W konsekwencji, wobec braku kognicji Prezesa URE do orzekania w tego typu sprawach, oddziały terenowe w 63 przypadkach odmówiły wszczęcia postępowania z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo ener-

getyczne. Ponadto, 16 wniosków zostało zwróconych wobec nieuiszczenia opłaty skarbowej, a 9 – pozostawiono bez rozpoznania.

78 wnioskodawców wystąpiło do Prezesa URE z wnioskiem o wydanie postanowienia nakazującego podjęcie bądź kontynuowanie dostaw do czasu ostatecznego rozstrzygnięcia sporu na podstawie art. 8 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne. W oddziałach terenowych takie postanowienia zostały wydane w 14 przypadkach.

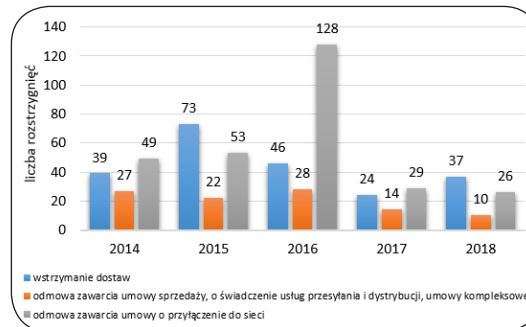
Ponadto, w 2018 r. do urzędu wpłynęły informacje od innych instytucji, które wskazywały na nieprawidłowości w zakresie obsługi odbiorców przez przedsiębiorstwa energetyczne. W związku z powyższym podjęto działania mające na celu pozyskanie dodatkowych informacji i dokumentów celem dokładnego zbadania tych informacji, a następnie reagowano stosownie do ustaleń – np. cofając koncesje.

W 2018 r. do Prezesa URE wpłynęła także informacja na temat nieprawidłowych, zdaniem odbiorcy końcowego, praktyk sprzedawcy gazu. Nieprawidłowości dotyczyły zawyżania przez sprzedawcę ilości zużytego w danym okresie gazu ziemnego, wystawiania faktur za paliwo, które nie zostało zużyte, braku rzetelnych odczytów wskazań gazomierzy, nierozpatrywania zgłaszanych reklamacji w terminie oraz korzystania z nieuprawnionych nadpłat płaconych przez odbiorcę. W wyniku interwencji Prezesa URE u sprzedawcy i uzyskaniu kompletnej dokumentacji w sprawie, opłata za gaz została skorygowana. Prezes URE został także poinformowany o wypowiedzeniu przez odbiorcę

końcowego umowy kompleksowej dostarczania paliwa gazowego.

Warto w tym miejscu także wskazać, że w okresie 2014-2018 spory związane z odmowami zawarcia umowy o przyłączenie do sieci stanowiły największy udział w strukturze wszystkich sporów rozstrzyganych w oddziałach terenowych URE, co obrazuje poniższy rysunek.

Rysunek 54. Rozstrzygnięcie spraw spornych na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne w latach 2014-2018



Źródło: URE.

.....

3. Statystyka publiczna

W 2018 r. Prezes URE brał udział w realizacji Programu Badań Statystycznych Statystyki Publicznej (PBSSP) na rok 2017¹⁸⁷⁾ oraz Programu

¹⁸⁷⁾ Rozporządzenie Rady Ministrów z 28 lipca 2016 r. (Dz. U. z 2016 r. poz. 1426 z późn. zm.).

Badań Statystycznych Statystyki Publicznej na rok 2018¹⁸⁸⁾ 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

¹⁸⁸⁾ Rozporządzenie Rady Ministrów z 19 grudnia 2018 r. (Dz. U. z 2017 r. poz. 2471).

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 publicznej¹⁸⁹⁾.

4. Powoływanie komisji kwalifikacyjnych

Jednym z ustawowych działań Prezesa URE jest powoływanie komisji kwalifikacyjnych, których zadaniem jest przeprowadzenie sprawdzenia kwalifikacji osób zajmujących się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci oraz wydawanie świadectw potwierdzających te kwalifikacje. Przepis art. 54 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne wymaga bowiem posiadania przez osoby zajmujące się eksploatacją sieci oraz urządzeń i instalacji, odpowiednich kwalifikacji potwierdzonych świadectwem wydanym przez komisje kwalifikacyjne. Rozpatrywaniem wniosków o powołanie komisji kwalifikacyjnych zajmuje się Północny Oddział Terenowy URE z siedzibą w Gdańsku (OT Gdańsk).

¹⁸⁹⁾ 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.

Tabela 97. Zestawienie czynnych komisji kwalifikacyjnych na 31 grudnia 2018 r., z podziałem na województwa

| Województwo/symbol województwa | Liczba czynnych komisji |
|--------------------------------|-------------------------|
| Mazowieckie 14 | 58 |
| Zachodniopomorskie 32 | 16 |
| Lubuskie 08 | 9 |
| Pomorskie 22 | 18 |
| Warmińsko-mazurskie 28 | 8 |
| Lubelskie 06 | 20 |
| Podlaskie 20 | 12 |
| Łódzkie 10 | 28 |
| Świętokrzyskie 26 | 14 |
| Dolnośląskie 02 | 25 |
| Opolskie 16 | 10 |
| Śląskie 24 | 57 |
| Małopolskie 12 | 38 |
| Podkarpackie 18 | 20 |
| Kujawsko-pomorskie 04 | 21 |
| Wielkopolskie 30 | 21 |
| RAZEM | 375 |

Źródło: URE.

W 2018 r. rozpatrywane sprawy związane z działalnością komisji kwalifikacyjnych, podobnie jak w latach poprzednich, dotyczyły w szczególności:

- powoływania kolejnych komisji kwalifikacyjnych,
- powoływania komisji kwalifikacyjnych na następną kadencję,
- dokonywania zmian aktów powołania już działających komisji (m.in. odwoływanie lub powoływanie członków poszczególnych komisji),
- sprawdzania i aktualizowania świadectw kwalifikacyjnych członków komisji,
- analizowania arkuszy sprawozdawczych z działalności komisji kwalifikacyjnych, składanych corocznie przez komisje,

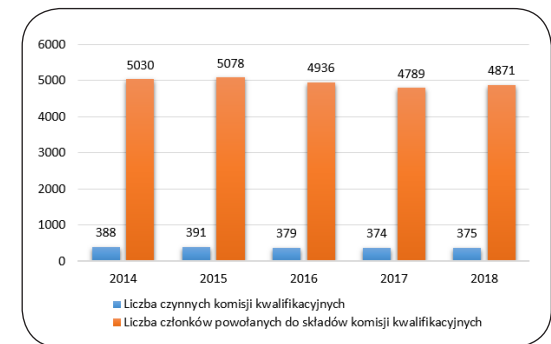
- podejmowania działań związanych z eliminowaniem występujących nieprawidłowości w funkcjonowaniu komisji kwalifikacyjnych.

W okresie sprawozdawczym Prezes URE powołał 66 komisji kwalifikacyjnych na kolejną kadencję oraz 5 nowych komisji kwalifikacyjnych. Jednocześnie dokonano zmian 84 aktów powołania komisji kwalifikacyjnych. Przyczynami zmian aktów powołania były przede wszystkim zmiany składu osobowego komisji. Ponadto, na wnioski podmiotów, przy których powołano komisje kwalifikacyjne, Prezes URE odwołał 3 komisje.

Według stanu na 31 grudnia 2018 r. w Polsce działało 375 komisji kwalifikacyjnych. Liczba członków ww. komisji wynosi 4 871 osób (tab. 97).

Na poniższym rysunku przedstawiono liczbę czynnych komisji kwalifikacyjnych wraz z liczbą członków w latach 2014-2018.

Rysunek 55. Dane dotyczące komisji kwalifikacyjnych w latach 2014-2018



Źródło: URE.

Oprócz rozpatrywania wniosków w zakresie komisji kwalifikacyjnych, OT Gdańsk udzielał też odpowiedzi na zapytania, w szczególności dotyczące kwestii:

- ważności świadectw kwalifikacyjnych,
- zakresu działalności zastępcy przewodniczącego komisji,
- archiwizacji dokumentów komisji kwalifikacyjnych,
- obowiązku posiadania dodatkowych wymagań kwalifikacyjnych przez osoby eksploatujące instalacje i urządzenia energetyczne,
- prawidłowości wystawiania świadectw kwalifikacyjnych.

Ponadto w OT Gdańsk przeprowadzono również:

- analizę i weryfikację danych zawartych w „Arkuszach sprawozdawczych z działalności komisji kwalifikacyjnych” przesyłanych corocznie przez aktualnie działające komisje kwalifikacyjne,
- sprawdzenie prawidłowości aktualnych świadectw kwalifikacyjnych posiadanych przez członków komisji kwalifikacyjnych.

Dodatkowo należy wskazać na wzrost liczby sygnałów dotyczących nieprawidłowości w funkcjonowaniu komisji kwalifikacyjnych, w szczególności w zakresie trybu przeprowadzania egzaminów oraz pobierania i rozliczania opłat za ich przeprowadzanie. Informacje o tych nieprawidłowościach pochodziły w szczególności od instytucji kontrolnych i organów ścigania. Otrzymane sygnały były każdorazowo weryfikowane przez OT Gdańsk w ramach posiadanych kompetencji. W związku z tym komisje kwalifikacyjne, w których stwierdzono nieprawidłowości wzywano do przedstawienia stosownych

wyjaśnień i informacji. Podjęto również współpracę z organami ścigania, która polegała na udzielaniu pomocy prawnej oraz składaniu przez pracowników wyjaśnień w ramach prowadzonych postępowań wyjaśniających przez te organy. Natomiast w razie potwierdzenia powyższych uchybień, podejmowane były czynności skutkujące odwołaniem konkretnych członków lub też całej komisji kwalifikacyjnej.



Część X. 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

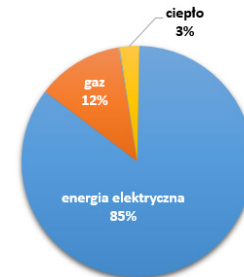
Do zakresu działania Prezesa URE należy m.in. kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców i kontrolowanie dotrzymania parametrów jakościowych dostarczanej energii. Kontrole te mają na celu ochronę odbiorców przed obniżeniem przez przedsiębiorstwa energetyczne zarówno parametrów dostarczanej energii elektrycznej (na-

pięcie, 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.

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.

Do oddziałów terenowych w 2018 r. wpłynęły łącznie 2 134 skargi na działania przedsiębiorstw energetycznych w zakresie energii elektrycznej, gazu i ciepła. Dominowały skargi dotyczące energii elektrycznej, które stanowiły ponad 85% ogółu.

Rysunek 56. Struktura skarg rozpatrywanych w oddziałach terenowych w 2018 r.



Źródło: URE.

Wachlarz zagadnień poruszanych przez odbiorców był bardzo szeroki, a skargi często wielowątkowe. Wiodącym tematem były kwestie rozliczeń, fakturowania i innych problemów związanych z wystawianymi rachunkami za dostarczone media. W sprawach tych, zwłaszcza tam gdzie występowało zagrożenie wstrzymania dostaw paliw lub energii, oddziały terenowe podejmując działania koncentrowały się nad wypracowaniem rozwiązania umożliwiającego odbiorcom korzystanie z paliw/energii. Odbiorcy poruszali także kwestie dotyczące awarii infrastruktury, parametrów energii/gazu i standardów jakościowych obsługi odbiorców, sprawdzenia prawidłowości działania układów pomiarowo-rozliczeniowych, jak też opóźnień w realizacji umów o przyłączenie do sieci oraz inne nie mające charakteru dominującego.

W zakresie standardów jakościowych obsługi odbiorców, skargi w zdecydowanej większości dotyczyły szeroko pojmowanych zagadnień odnoszących się do rozliczeń za sprzedaną energię elektryczną. W tej grupie na podkreślenie zasługują zastrzeżenia odnoszące się do braku terminowych odczytów i nieprzedstawiania rozliczeń za faktycznie zużytą energię, a zastępowanie ich fakturami opartymi na zużyciu prognozowanym. Przy ich rozpatrywaniu w przypadku uzasadnionych reklamacji i błędów leżących po stronie przedsiębiorstwa energetycznego, dokonywane były stosowne korekty na korzyść skarżącego. Zgłaszano także kwestie dotyczące badań układów pomiarowo-rozliczeniowych.

Nadal istotna grupa skarg dotyczyła naruszenia standardów jakościowych w zakresie braku lub

nieterminowej odpowiedzi na wnioski i reklamacje odbiorców. Poza wzywaniem przedsiębiorstw energetycznych do wyjaśnień, informowano także odbiorców o możliwości ubiegania się o stosowne bonifikaty, zwracając przy tym uwagę, że kwestia samego dochodzenia zapłaty bonifikaty pozostaje poza zakresem kompetencji Prezesa URE.

Z naruszeń standardów jakościowych na uwagę zasługują przypadki związane z przerwami w dostarczaniu energii elektrycznej. Po przeprowadzeniu postępowań wyjaśniających okazało się, że długość przerw mieściła się w wielkościach normatywnych wynikających z przepisów rozporządzenia systemowego. Ponadto zwracano uwagę odbiorcom, że przerwy w dostawie energii elektrycznej mogą być wynikiem, w szczególności, złego stanu technicznego wewnętrznej instalacji odbiorczej.

Wielokrotnie przedmiotem skarg były kwestie nieuczciwych praktyk sprzedawców energii elektrycznej. Skargi dotyczyły sposobu zawierania umów sprzedaży energii elektrycznej, głównie poza siedzibą przedsiębiorstwa za pośrednictwem przedstawicieli handlowych przedsiębiorstw energetycznych posiadających koncesję na obrót energią elektryczną. Przedmiotem nieuczciwych praktyk było przekazywanie odbiorcom nierzetelnych i nieprawdziwych informacji co do proponowanej oferty, wprowadzanie w błąd co do faktycznego charakteru dokonywanej czynności tj. utrzymywanie odbiorcy w przekonaniu, że nie dokonuje on zmiany sprzedawcy energii elektrycznej. Takie zastrzeżenia nie pojawiły się w obszarze dostaw paliwa gazowego lub ciepła (więcej w części XII. *Uwagi końcowe*).

Analizując skargi z zakresu dostarczania paliwa gazowego należy zauważyć, że zdecydowana większość tych skarg dotyczyła przyłączenia do sieci gazowej i była konsekwencją odmowy wydania przez OSD warunków przyłączenia motywowaną brakiem warunków ekonomicznych do tego przyłączenia. Przypadki dotyczyły zarówno obiektów nowobudowanych, jak i obiektów, gdzie miało dojść do wymiany źródła ciepła. Skarżący kwestionowali stanowisko OSD. Odpowiadając na skargi informowano, że obowiązek przyłączenia do sieci nie ma charakteru bezwzględnie. Wskazywano, że w kontekście ww. warunków ekonomicznych, nie można wymagać od przedsiębiorstwa energetycznego realizacji inwestycji skierowanych na prywatnoprawny interes podłączanego podmiotu z pominięciem jego własnych interesów ekonomicznych tj., że publicznoprawny obowiązek przyłączenia do sieci powstanie, gdy koszty przyłączenia zrównoważą ekonomiczne zyski. W wyniku podejmowanych przez Prezesa URE interwencji OSD w licznych przypadkach zobowiązywały się do monitorowania sytuacji i do powrotu do danej sprawy po poprawie efektywności ekonomicznej inwestycji.

Istotną grupę zastrzeżeń stanowiły także te dotyczące niewywiązywania się przez przedsiębiorstwa energetyczne z zobowiązań wynikających z zawartych już umów o przyłączenie do sieci gazowej, odnoszące się w zasadzie wyłącznie do zagadnień niedotrzymania terminu tego przyłączenia. Te kwestie jednak jako należące do sfery kognicji sądów cywilnych, wyłączone są spod kompetencji Prezesa URE.

W drugiej połowie roku nasiliły się zastrzeżenia dotyczące nieuczciwych praktyk przedsiębiorstw energetycznych w postaci zmian cen energii elektrycznej wbrew zapisom wiążących strony umów. Koniec roku zdominowały natomiast problemy z odzyskaniem nadpłat od przedsiębiorstw, które zaprzestały dostarczania energii elektrycznej do odbiorców oraz kwestie wysokości cen energii od sprzedawców rezerwowych. Zagadnienia te były o tyle trudne, że Prezes URE nie został wyposażony w żadne instrumenty do skutecznego rozwiązywania tego rodzaju problemów. Jedynymi działaniami możliwymi do podjęcia była działalność informacyjna. Odbiorcom wskazywano możliwe sposoby postępowania, w tym udostępniano im wzory zgłoszenia wierzytelności, których złożenie było warunkiem niezbędnym ubiegania się o zwrot nadpłaty od syndyka masy upadłości. Przy sprzedaży rezerwowej pouczano skarżących o możliwości dokonania wyboru sprzedawcy.

We wszystkich sprawach, w których odbiorcy zgłaszali swoje zastrzeżenia wobec działania lub zaniechania przedsiębiorstw energetycznych podjęto możliwe działania, adekwatne do charakteru danej skargi, po szczegółowej analizie każdego stanu faktycznego w każdej indywidualnej sprawie. Wzywano przedsiębiorstwa energetyczne do zajęcia stanowiska w sprawie i złożenia wyjaśnień. Podejmowano interwencje w sprawie wstrzymanych/ograniczonych dostaw energii lub paliw. Podejmowano interwencje w sprawie wstrzymania/ograniczania dostaw energii lub paliw. Ponadto, skarżący byli szczegółowo informowani o obowią-

zujących w danej kwestii regulacjach prawnych oraz przysługujących im prawach. W przypadkach, w których Prezes URE nie posiadał uprawnień do podejmowania działań, informowano skarżących o kompetencjach Prezesa URE, jak również wskazywano podmioty, do których można zwrócić się z daną kwestią lub gdzie można uzyskać pomoc prawną.

1.2. Ochrona uzasadnionych interesów odbiorców w gospodarstwie domowym

Prezes URE już od dłuższego czasu dostrzega problem nieuczciwych działań przedstawicieli handlowych niektórych sprzedawców energii elektrycznej i konsekwentnie reaguje na to zjawisko m.in. współpracując z Prezesem UOKiK poprzez przekazywanie pism odbiorców (więcej w pkt 2. *Współdziałanie z właściwymi organami w przeciwdziałaniu praktykom przedsiębiorstw energetycznych ograniczającym konkurencję oraz z organizacjami konsumenckimi*). Prezes URE podejmuje także działania o charakterze zaradczym, prowadzące do zapobiegania pojawiania się podobnych problemów w przyszłości poprzez m.in. 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 telefonicznych oraz pisemnych informacji na temat przysługujących praw ale też obowiązków w relacjach

odbiorców z przedsiębiorstwami energetycznymi (więcej w pkt 3.1. *Działalność Punktu Informacyjnego dla Odbiorców Energii i Paliw Gazowych*).

W 2018 r. Prezes URE podejmował również działania o charakterze informacyjnym skierowane do odbiorców w gospodarstwie domowym. W ramach tych działań Prezes URE opublikował na stronie internetowej URE informacje dotyczące powtarzających się lub istotnych problemów prowadzących do sporów między przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami paliw gazowych i energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, a także o przedsiębiorstwach energetycznych, na które zostały złożone uzasadnione skargi tych odbiorców. Były to w szczególności dwie informacje dotyczące cofnięcia koncesji na obrót paliwami gazowymi (Energetyczne Centrum S.A.) oraz cofnięcia koncesji na obrót energią elektryczną (Ecoergia Sp. z o.o.), a także dwie informacje dotyczące prowadzonych postępowań administracyjnych w sprawie cofnięcia koncesji na obrót paliwami gazowymi oraz na obrót energią elektryczną. Prezes URE przedstawił także odbiorcom ogólne zasady pozwalające na zachowanie ciągłości dostaw energii elektrycznej i paliwa gazowego w przypadku utraty przez odbiorców dotychczasowego sprzedawcy.

W listopadzie i grudniu 2018 r. Prezes URE zamieścił na stronie internetowej URE 3 informacje istotne dla klientów Energetycznego Centrum S.A., dotyczące rozliczeń za sprzedaż energii elektrycznej i gazu po zaprzestaniu działalności przez tę spółkę oraz informujące o ogłoszeniu upadłości Energetycznego Centrum S.A., w tym o posta-

nowieniu Sądu Rejonowego dla m.st. Warszawy w Warszawie, zawiadomieniu o ogłoszeniu upadłości i wzorze zgłoszenia wiarygodności. Były to działania wychodzące naprzeciw oczekiwaniom odbiorców Energetycznego Centrum S.A. w gospodarstwie domowym, którzy dokonali nadpłat na konto sprzedawcy, a nie mają specjalistycznej wiedzy co do reguł dochodzenia roszczeń w postępowaniu upadłościowym.

W celu ustalenia skali oraz obszarów występowania problemów zgłaszanych przez odbiorców do URE, jak również w nawiązaniu do prowadzonego w 2016 r. monitoringu działalności sprzedawców energii elektrycznej, Prezes URE w 2018 r. dokonał analizy skarg/zgłoszeń odbiorców na działalność przedsiębiorstw energetycznych zgłoszonych do komórek organizacyjnych URE w 2017 r. W wyniku dokonanej analizy ilościowej i jakościowej skarg/zgłoszeń, zorganizowane zostały w URE spotkania z przedstawicielami przedsiębiorstw energetycznych (9 spółek obrotu, 6 OSD), których celem było wspólne przeanalizowanie problematycznych obszarów i zastanowienie się nad środkami, jakie można podjąć w celu eliminacji niepożądanych zjawisk.

W 2018 r. Prezes URE dokonał analizy informacji zebranych w ramach rozpoczętego w IV kwartale 2017 r. w URE monitoringu 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.

Na podstawie nadesłanych przez przedsiębiorstwa energetyczne informacji ustalono, że przedsiębiorstwa objęte monitoringiem w wykonaniu obowiązku nałożonego przez art. 5 ust. 6e ustawy – Prawo energetyczne doręczyły Zbiór Praw Konsumenta Energii Elektrycznej do 90,6% odbiorców w gospodarstwach domowych.

Przeprowadzony monitoring ujawnił także nieprawidłowości w wypełnianiu przez sprzedawców energii obowiązku dostarczenia Zbioru Praw Konsumenta Energii Elektrycznej odbiorcom w gospodarstwie domowym. Nieprawidłowości polegały na: (i) niedoręczeniu części z odbiorców Zbioru Praw Konsumenta Energii Elektrycznej w związku z faktem, że odbiorcy na mocy postanowień umowy zrzekli się uprawnienia do jego otrzymania oraz (ii) nieprzeprowadzaniu dedykowanej akcji wysyłkowej Zbioru.

W odniesieniu do kanałów dystrybucji spółki informowały, że przedmiotowy dokument dostarczany jest odbiorcom w formie papierowej – podczas zawierania umowy, za pośrednictwem przesyłki pocztowej, poczty elektronicznej, udostępniany jest także w punktach obsługi klienta i na stronach internetowych przedsiębiorstw.

W odniesieniu do kwestii sposobu przekazywania odbiorcom aktualizacji (errat) Zbioru Praw Konsumenta Energii Elektrycznej przedsiębiorstwa wskazały te same kanały dystrybucji jak przy dostarczaniu samego Zbioru. Niemniej, część przedsiębiorstw aktualizacje Zbioru udostępnia odbiorcom wyłącznie w swoich siedzibach i poprzez stronę internetową.

Jednocześnie Prezes URE dokonał przeglądu stron internetowych 30 przedsiębiorstw ener-

getycznych objętych niniejszym monitoringiem. W wyniku podjętych działań stwierdzono, że większość poddanych monitoringowi spółek zamieściła na swojej stronie internetowej najnowszy – aktualny na 10 stycznia 2017 r. – tekst jednolity Zbioru Praw Konsumenta Energii Elektrycznej, bądź poprzednią wersję Zbioru wraz z erratą aktualizującą przedmiotowy dokument do stanu na 10 stycznia 2017 r. Niemniej część sprzedawców udostępniła na swoich stronach internetowych Zbiór Praw Konsumenta Energii Elektrycznej z nieaktualnym stanem prawnym, a w kilku przypadkach monitorując strony internetowe sprzedawców energii nie udało się odnaleźć na stronach przedsiębiorstw zamieszczonego Zbioru Praw Konsumenta Energii Elektrycznej.

Mając na uwadze ustalone w procesie monitoringu nieprawidłowości, Prezes URE zamieścił na stronie internetowej URE publiczne rekomendacje dotyczące doręczania przedmiotowego Zbioru odbiorcom w gospodarstwach domowych oraz jego publikacji i aktualizacji na stronach internetowych spółek obrotu.

Na skutek uruchomienia na rzecz odbiorców tzw. sprzedaży rezerwowej, w związku z nagłym zakończeniem we wrześniu 2018 r. działalności w obszarze sprzedaży energii elektrycznej przez Spółki: Energia dla Firm S.A. oraz Energetyczne Centrum S.A., Prezes URE odnotował od 11 września 2018 r. do końca 2018 r. ponad 1 200 zgłoszeń (telefonicznych, pisemnych) do Punktu Informacyjnego URE dotyczących sprzedaży rezerwowej. Część zgłoszonych wątpliwości dotyczyła stosowanych przez

niektórych sprzedawców rezerwowych zapisów dotyczących rozwiązania umowy z poprzednim sprzedawcą przez odbiorcę w gospodarstwie domowym ze skutkiem na koniec kolejnego miesiąca kalendarzowego. Jest to zgodne z ogólną zasadą wynikającą z art. 4j ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne, która jednak w ocenie URE nie powinna być rozszerzana na rezerwową umowę sprzedaży. Poza tym z innych aktualnie obowiązujących przepisów prawa też nie jest uzasadnione stosowanie tak długiego okresu wypowiedzenia. W związku z tym, odbiorcy w gospodarstwie domowym, na rzecz których zawarta została rezerwowa umowa sprzedaży energii elektrycznej, mimo wyboru nowego sprzedawcy i zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej/umowy kompleksowej, w skrajnych przypadkach w ciągu blisko 60 dni rozliczani są po cenie wynikającej z cennika sprzedaży rezerwowej.

Celem ochrony interesów odbiorców w gospodarstwie domowym oraz mając na uwadze zaobserwowaną potrzebę uregulowania zasad sprzedaży rezerwowej (awaryjnej) w sektorze gazu ziemnego, jak również doprecyzowania zasad sprzedaży rezerwowej w sektorze energii elektrycznej, Prezes URE w korespondencji kierowanej do ministra energii zwracał uwagę na konieczność podjęcia inicjatywy legislacyjnej w tym obszarze przedkładając proponowane przepisy prawa wraz z uzasadnieniem (więcej w cz. V pkt 1.4. *Rynek detaliczny. Sprzedawca awaryjny* oraz cz. XII *Uwagi końcowe*).

Innym działaniem na rzecz wzmocnienia pozycji konsumentów, szczególnie odbiorców wrażliwych

społecznie, był udział Prezesa URE w pracach Zespołu powołanego 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.

Obszarem pracy była analiza i ocena funkcjonowania dotychczas wdrożonych działań, programów i systemów wsparcia, adresowanych do gospodarstw domowych w obszarach ubóstwa energetycznego oraz próba podjęcia działań służących wypracowaniu definicji legalnej ubóstwa energetycznego. Wynikiem prac powołanego zespołu były dwa raporty zatwierdzone w kwietniu 2018 r. i przekazane Pełnomocnikowi Prezesa Rady Ministrów do spraw Programu „Czyste Powietrze” koordynującego projekt założeń kompleksowej polityki publicznej, zapewniającej optymalną ochronę wrażliwych grup społecznych przed ubóstwem energetycznym.

Dodatkowo w 2018 r. Prezes URE brał udział w projekcie „*Technical support for defining, measuring and monitoring energy poverty in Poland*” powołanym na wniosek Ministerstwa Energii w oparciu o umowę zawartą 18 czerwca 2018 r. pomiędzy Służbą ds. Wspierania Reform Strukturalnych Komisji Europejskiej oraz Instytutu Badań Strukturalnych i Spółki Ernst&Young, będących wykonawcą projektu. Celem projektu było przede wszystkim stworzenie modelu statystycznego służącego monitorowaniu ubóstwa energetycznego w Polsce oraz opracowanie charakterystyk ubóstwa energetycznego. Projekt został zakończony w listopadzie 2018 r.

Prezes URE w 2018 r., mając na uwadze postanowienia art. 62b ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne oraz informacje otrzymane od odbiorców nt. stosowanych praktyk przez przedsiębiorstwa energetyczne – wydał Komunikat nr 76/2018¹⁹⁰⁾ w sprawie zakresu stosowania taryf.

Wydanie powyższego Komunikatu miało na celu wyeliminowanie sytuacji, w których odbiorca w gospodarstwie domowym reprezentowany przez np. wspólnotę/spółdzielnię mieszkaniową, dokonując zakupu paliwa gazowego w jego imieniu, był rozliczany niezgodnie z obowiązującymi przepisami prawa.

1.3. Koordynator ds. negocjacji

W maju 2018 r. minął rok, od kiedy Prezes URE powołał Koordynatora ds. negocjacji. Ustawa ADR 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.

Instytucja Koordynatora ds. Negocjacji przy Prezesie URE powstała 10 stycznia 2017 r. na mocy

¹⁹⁰⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/7744,Komunikat-nr-762018.html?search=80434759>

ustawy ADR, stanowiącej implementację dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2013/11/UE z 21 maja 2013 r. w sprawie alternatywnych metod rozstrzygnięcia sporów konsumenckich.

Koordinator prowadzi postępowanie w sprawie sporu zaistniałego między wnioskodawcą a przedsiębiorstwem energetycznym, gdy spór wynika z jednej z następujących umów:

- przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, gazowej lub ciepłowniczej, w tym przyłączenia mikroinstalacji,
- świadczenia usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej lub gazu ziemnego,
- świadczenia usług przesyłania i dystrybucji ciepła,
- sprzedaży,
- kompleksowych,

jeżeli wartość przedmiotu sporu nie jest niższa od kwoty 50 zł i wyższa od kwoty 50 000 zł.

Wystąpienie do Koordynatora z kompletnym wnioskiem w terminie 14 dni od dnia otrzymania powiadomienia o nieuwzględnieniu reklamacji przez przedsiębiorstwo energetyczne, uniemożliwia wstrzymanie dostarczania paliw gazowych lub energii elektrycznej wnioskodawcy do czasu zakończenia postępowania przed Koordynatorem

Koordinator 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.



2. Współdziałanie z właściwymi organami w przeciwdziałaniu praktykom przedsiębiorstw energetycznych ograniczającym konkurencję oraz organizacjami konsumenckimi

W 2018 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), jednocześnie dawali odbiorcom do podpisania dokumenty informując, że powyższe spowodowane jest:
 - koniecznością przedłużenia umowy;
 - zmianą warunków umowy (obietnica obniżki ceny, zmiana sposobu rozliczania), w związku z czym odbiorcy zawierali nową umowę z innym sprzedawcą będąc przeświadczonymi o tym, 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 159 pism odbiorców, dotyczących m.in. wyżej wymienionej tematyki.

W ramach współpracy z Prezesem UOKiK, Prezes URE sygnalizował także swoje wątpliwości dotyczące praktyk jednego ze sprzedawców energii elektrycznej, polegających na powiązaniu umów zawartych na czas nieoznaczony z czasowym obowiązywaniem cennika zaproponowanego w umowie i w związku z tym naliczaniem odbiorcy (konsumentowi) kary umownej w przypadku wypowiedzenia umowy przed okresem obowiązywania cennika.

Tematem licznych skarg kierowanych przez odbiorców do Prezesa URE były wysokie ceny stosowane przez sprzedawców rezerwowych w ramach uruchamianej na rzecz odbiorców sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej w 2018 r. Sprzedaż rezerwowa uruchamiana jest na rzecz odbiorców w przypadku zaprzestania sprzedaży energii elektrycznej przez dotychczasowego sprzedawcę i stanowi dla odbiorców gwarancję ciągłości dostaw energii elektrycznej. W związku z nagłym zakończeniem działalności przez dwie spółki obrotu we wrześniu 2018 r., sprzedaż rezerwowa została uruchomiona na rzecz 93 283 odbiorców energii

elektrycznej, w tym 80 488 odbiorców w gospodarstwach domowych. Z uwagi na możliwość swobodnego kształtowania ofert przez sprzedawców rezerwowych, w tym cen energii elektrycznej stosowanych w zakresie sprzedaży rezerwowej – poza przypadkiem zawarcia przez sprzedawcę z OSD umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej z wykorzystaniem wzorca GUD-K, dla których cena nie może być wyższa niż iloczyn współczynnika 2,5 i średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE przeprowadził wśród największych sprzedawców badanie cen stosowanych w ramach uruchamianej sprzedaży rezerwowej. Dodatkowo, mając na uwadze liczne skargi zgłaszane telefonicznie do Punktu Informacyjnego URE, jak również kierowane pisemnie, dotyczące bardzo wysokich cen energii elektrycznej stosowanych przez sprzedawców rezerwowych w ramach sprzedaży rezerwowej, Prezes URE w ramach współpracy z właściwymi organami w przeciwdziałaniu praktykom przedsiębiorstw energetycznych ograniczającym konkurencję, zwrócił się do Prezesa UOKiK w grudniu 2018 r. o zbadanie czy sprzedawcy rezerwowi w odniesieniu do rynku, na którym działają jako sprzedawcy rezerwowi, posiadają pozycję dominującą i czy tej pozycji nadużywają, w kontekście stosowanych cen w ramach sprzedaży rezerwowej.

Prezes URE współpracował z Prezesem UOKiK w sprawie dezyderatu skierowanego do sejmowej Komisji do Spraw Petycji, wyrażając swoje stanowisko w sprawie coraz powszechniejszego zjawia-

ska zawierania umów poza siedzibą przedsiębiorcy, ich późniejszego kwestionowania przez klienta czy rozstrzygnięć dokonywanych przez sądy oraz postulatu wzmocnienia ochrony konsumentów przed oszustwami, w szczególności opowiadając się za wprowadzeniem zakazu zawierania poza lokalem przedsiębiorstwa umów sprzedaży energii elektrycznej i gazu ziemnego.

Jednocześnie Prezes URE współpracował z UOKiK i Rzecznikami Konsumentów, udzielając każdorazowo szczegółowych wyjaśnień w związku z pismami kierowanymi do URE przez te instytucje.



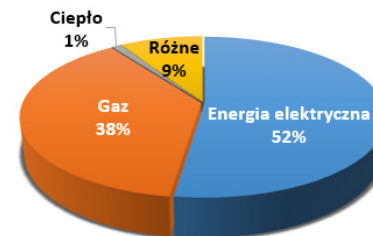
3. Upowszechnianie wiedzy o rynku i prawach konsumenta

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 2018 r. wspierał odbiorców głównie poprzez udzielanie informacji na temat przysługujących im praw, ale też obowiązków w relacjach odbiorców z przedsiębiorstwami energetycznymi. Dominującą rolę w kontaktach z odbiorcami odgrywał kontakt telefoniczny (91% zgłoszeń), pozostałe stanowiły odpowiedzi na zgłoszenia pisemne, nadesłane drogą elektroniczną oraz pocztą tradycyjną (9%). Na rysunku poniżej przedstawiono informację dotyczącą struktury sektorowej zgłoszeń odbiorców skierowanych do Punktu Informacyjnego w omawianym okresie.

Rysunek 57. Struktura sektorowa i liczba zgłoszeń skierowanych do Punktu Informacyjnego w 2018 r.



Źródło: URE.

W 2018 r. do Punktu Informacyjnego odbiorcy skierowali łącznie 4 914 zgłoszeń. Spośród nich dominowały problemy z zakresu podsektora elektroenergetycznego (52%) i gazowego (38%), natomiast sprawy ciepłownicze stanowiły 1%. Sprawy różne, stanowiące 9% zapytań odbiorców, dotyczyły kwestii nie leżących w kompetencji Punktu

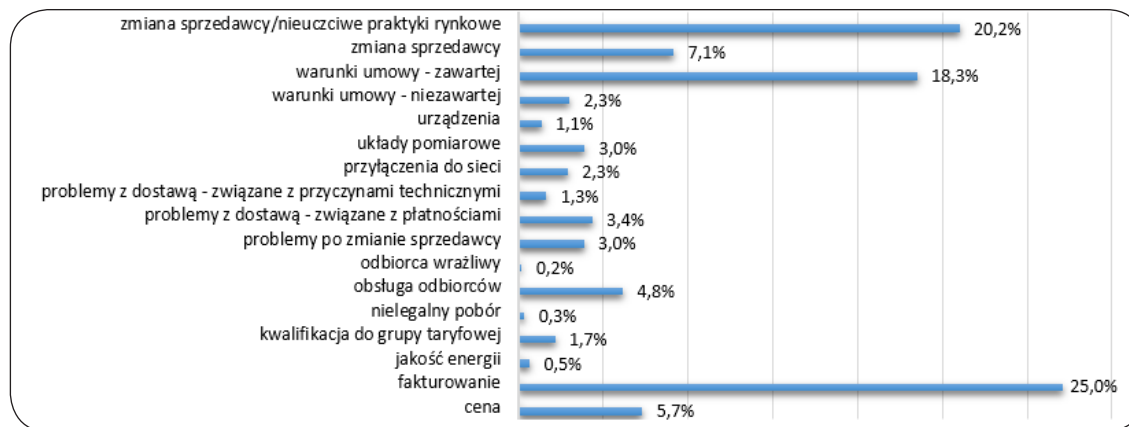
Informacyjnego jak np. koncesji, opłat koncesyjnych, świadectw pochodzenia, czy też odnawialnych źródeł energii.

Struktura przedmiotowa spraw kierowanych w 2018 r. przez odbiorców uległa zasadniczej zmianie w porównaniu do roku poprzedniego. Zgłoszenia i zapytania odbiorców koncentrowały się głównie wokół zagadnień związanych z: fakturowaniem (63,7%), warunkami umowy zawartej (14,6%), nieuczciwymi praktykami rynkowymi, przede wszystkim w kontekście zawierania umów w procesie zmiany sprzedawcy (11,5%), a także zgłoszeń związanych z ceną za energię elektryczną (5,2%) i obsługą odbiorców (5%).

Energia elektryczna

Wśród zapytań kierowanych przez odbiorców energii elektrycznej dominowała tematyka związana z fakturowaniem (25%). W odniesieniu do tej kategorii spraw, odbiorcy zgłaszali problemy i nieprawidłowości dotyczące wysokości rachunków za energię elektryczną, a także braku terminowości w przesyłaniu faktur. W tej kategorii znaczną część stanowiły także zgłoszenia odbiorców dotyczące rozliczeń za zużytą energię elektryczną po zaprzestaniu świadczenia usługi jej sprzedaży przez przedsiębiorstwa energetyczne. W szczególności związane było to z sytuacją, jaka miała miejsce na rynku energii elektrycznej we wrześniu 2018 r., kiedy to dwie spółki obrotu zaprzestały sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym. Z tego też względu, w porów-

Rysunek 58. Zgłoszenia odbiorców w 2018 r. w kategorii: energia elektryczna



Źródło: URE.

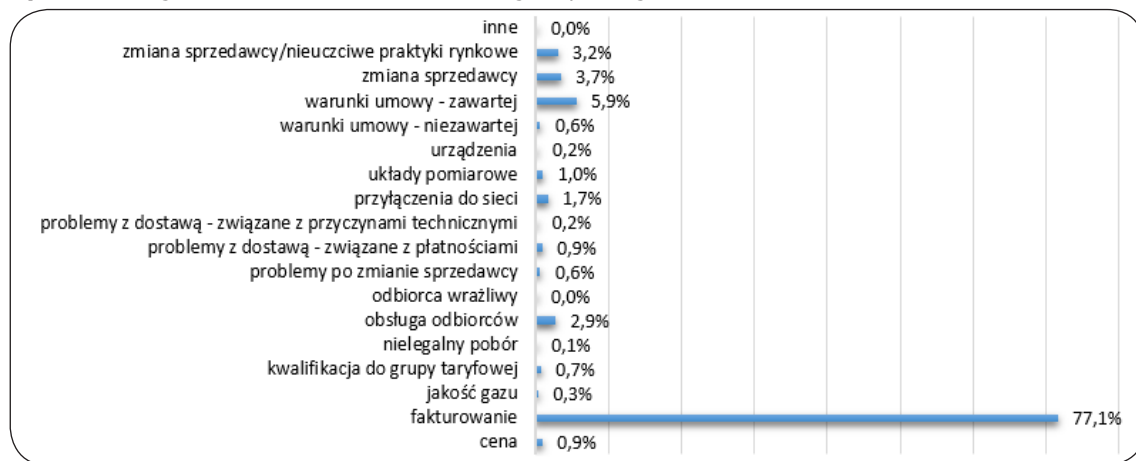
naniu do 2017 r. – liczba zgłoszeń zakwalifikowanych jako fakturowanie, wzrosła z 8% do 25% w kategorii energia elektryczna.

Kolejną najczęściej pojawiającą się kategorią zgłoszeń była tematyka związana ze zmianą sprzedawcy/nieuczciwymi praktykami rynkowymi (20,2%). Problemy dotyczyły głównie działalności przedsiębiorstw obrotu energią, które swoją ofertę – nierzadko za pośrednictwem przedstawicieli handlowych – kierują bezpośrednio do odbiorców w gospodarstwach domowych.

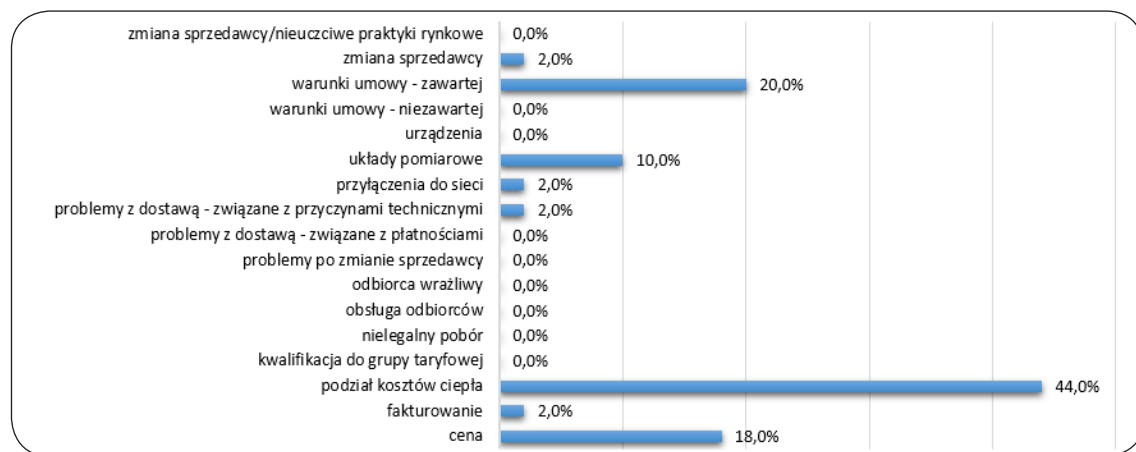
Odbiorcy sygnalizowali także problemy i nieprawidłowości dotyczące nieprzebrzegania przez przedsiębiorstwa energetyczne m.in. warunków umów zawartych (18,3%), a także problemy po zmianie sprzedawcy (7,1%).

Paliwa gazowe

W odniesieniu do paliw gazowych w 2018 r. zauważalny jest znaczny wzrost, w porównaniu do 2017 r., zgłoszeń związanych z fakturowaniem (z 9% do 77,1%). W odniesieniu do tej kategorii spraw, odbiorcy zgłaszali problemy i nieprawidłowości dotyczące przede wszystkim rozliczeń za zużyte paliwo gazowe po zaprzestaniu świadczenia usługi jego sprzedaży przez przedsiębiorstwo energetyczne, a także terminowości nadsyłania faktur. Podobnie jak w przypadku energii elektrycznej, związane było to z sytuacją, jaka miała miejsce na rynku paliw gazowych we wrześniu 2018 r., kiedy to jedna ze spółek obrotu zaprzestała sprzedaży paliwa gazowego odbiorcom końcowym.

Rysunek 59. Zgłoszenia odbiorców w 2018 r. w kategorii: paliwa gazowe

Źródło: URE.

Rysunek 60. Zgłoszenia odbiorców w 2018 r. w kategorii: ciepło

Źródło: URE.

Kolejną tematyką zgłoszeń odbiorców paliw gazowych były kwestie związane z nieprawidłowościami dotyczącymi nieprzestrzegania przez przedsiębiorstwa energetyczne warunków umów zawartych (5,9%).

Odbiorcy sygnalizowali także problemy związane ze zmianą sprzedawcy/nieuczciwymi praktykami rynkowymi (3,2%). W tej kategorii zgłoszenia odbiorców dotyczyły – podobnie jak w przypadku energii elektrycznej – głównie kwestii związanych z procesem zawierania umów na sprzedaż paliw gazowych, w tym praktyk stosowanych przez przedstawicieli handlowych przedsiębiorstw energetycznych.

Ciepło

Najmniej spraw w 2018 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, które udzielają większość informacji odbiorcom w tym zakresie. Z zakresu spraw zgłaszanych przez odbiorców ciepła dominującymi kategoriami pytań były te związane z podziałem kosztów ciepła w budynkach wielokładowych przez spółdzielnie mieszkaniowe i wspólnoty mieszkaniowe (44%), warunkami zawartej umowy (20%) oraz ceną ciepła (18%).

3.2. Działalność informacyjno-edukacyjna

Prezes URE podejmuje szereg działań popularyzujących najważniejsze zagadnienia dla rozwoju

ju rynku energii i paliw w Polsce oraz przypomina o prawach, jakie przysługują uczestnikom rynku. Działania w trosce o bezpieczeństwo jego uczestników były jednym z głównych celów informacyjno-edukacyjnych prowadzonych przez Prezesa URE także w ubiegłym roku.

Komunikaty na stronie internetowej ure.gov.pl, udział ekspertów urzędu w ponad stu spotkaniach i konferencjach adresowanych do odbiorców energii, ponad 30 porozumień patronackich – to tylko niektóre z informacyjno-edukacyjnych działań URE w 2018 r.

Serwisy internetowe ważnym narzędziem informacji o rynku energii

Istotnym narzędziem upowszechniania informacji o działalności urzędu i rynkach energii wykorzystywanym przez URE jest strona internetowa: www.ure.gov.pl. Zawiera ona aktualizowane na bieżąco informacje i opracowania dotyczące działalności regulatora. W 2018 r. strona internetowa zyskała nowy, przejrzysty wygląd.

Nowa strona internetowa URE

Od połowy grudnia 2018 r. została uruchomiona odświeżona strona internetowa urzędu. Nowe usystematyzowanie bloków tematycznych pozwala na szybsze dotarcie do poszukiwanych treści.

Sprzyja temu nowy układ treści w menu głównym grupujący informacje na temat poszczegól-

nych rynków energii. Ponadto mając na uwadze potrzeby dwóch głównych grup odbiorców: konsumentów oraz przedsiębiorstw energetycznych, treści adresowane do tych kategorii użytkowników zostały pogrupowane w dwóch działach: [Konsument](#) i [Biznes](#).

Konsumenci znajdują w swojej zakładce wszystkie przydatne informacje istotne zwłaszcza dla gospodarstw domowych.

W zakładce [Konsument](#) znajduje się m.in. bezpośrednie odesłanie do serwisu informacyjno-edukacyjnego dedykowanego zmianie sprzedawcy MaszWybor. Natomiast w specjalnie 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.

Do zakresu działania Prezesa URE, zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne, należy podejmowanie działań informacyjnych mających na celu ochronę uzasadnionych interesów odbiorców paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym. Jednym z takich działań jest utworzenie nowej zakładki [Ostrzeżenia konsumenckie](#). W zakładce tej publikowane są informacje dotyczące 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.

Z kolei dla przedsiębiorców pozytywnym wzbogaceniem i przydatną funkcjonalnością jest „Kalendarium”, w którym publikowane są m.in. obowiązujące klientów URE terminy, w tym związane z obowiązkami sprawozdawczymi.

Wraz ze zmianą strony ure.gov.pl, nową odsłonę uzyskała także strona Koordynatora ds. Negocjacji przy Prezesie URE koordynator.ure.gov.pl. Rosnąca liczba odbiorców energii korzystających z możliwości pozasądowego rozwiązania sporów konsumenckich z przedsiębiorstwami energetycznymi wskazuje, że problematyka ta będzie systematycznie zyskiwać na znaczeniu i popularności.

W ubiegłym roku często odwiedzanymi zakładkami na stronie URE były te dotyczące paliw ciekłych oraz aukcji OZE.

W zakładce poświęconej tematyce paliw ciekłych 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 2018 r. Na stronie tej można zapoznać się z aktami prawnymi, regulaminem aukcji, instrukcją użytkownika Internetowej Platformy Aukcyjnej (IPA) oraz komunikatami i ogłoszeniami dotyczącymi aukcji.

Ważne miejsce na stronie internetowej posiadają również obszary tematyczne dotyczące zmia-

ny sprzedawcy energii elektrycznej i gazu, gdzie publikowane są m.in.: cykliczny monitoring zmian sprzedawcy energii elektrycznej oraz dane dotyczące zmian sprzedawcy gazu.

W zakładce „Publikacje” odbiorca znajdzie natomiast wydawnictwa URE – zarówno te aktualne, jak i archiwalne m.in. Biuletyny URE, Biuletyny Branżowe, raporty i sprawozdania.

Statystyki odwiedzin wybranych stron i serwisów internetowych URE

www.ure.gov.pl – podczas ostatnich 5 lat dwukrotnie wzrosła liczba odwiedzin głównego serwisu URE – w 2018 r. wyniosła już blisko 10 mln w 2018 r. (dokładnie 9 987 716), podczas gdy w 2014 r. ponad 4 mln (4 587 019),

www.MaszWybor.ure.gov.pl – w omawianym roku znacząco wzrosła również liczba odwiedzin strony dedykowanej zmianie sprzedawcy energii elektrycznej i wyniosła 853 710 (304 359 unikalnych użytkowników), w 2014 r. liczba ta wyniosła 406 371 (144 401 unikalnych użytkowników).

Biuletyn Informacji Publicznej (BIP URE) – serwis internetowy urzędu, stworzony na podstawie przepisów ustawy z 6 września 2011 r. o dostępie do informacji publicznej¹⁹¹⁾. BIP URE zawiera m.in.: bazy danych koncesjonowanych przedsiębiorstw i operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) elektroenergetycznych i gazowych, decyzje taryfowe,

wykaz odbiorców przemysłowych, Zbiór Praw Konsumenta czy aktualne informacje o urzędzie, jego statusie prawnym i kompetencjach Prezesa URE.

W 2018 r. odnotowano 18 748 889 odwiedzin – 2 388 201 unikalnych użytkowników. Dla porównania – w 2014 r. zanotowano 4 448 980 wejść na stronę BIP URE (326 871 unikalnych użytkowników).

Na BIP URE osobne miejsce zajmują opublikowane Biuletyny Branżowe zawierające m.in. decyzje w sprawie taryf dla energii elektrycznej, paliw gazowych, paliw ciekłych i ciepła, instrukcje ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej, programy zgodności oraz inne decyzje Prezesa URE. W 2018 r. przygotowano łącznie 303 Biuletyny, z czego 199 numerów Biuletynu Branżowego – Energia elektryczna, 100 wydań Biuletynu Branżowego – Paliwa gazowe oraz 4 numery Biuletynu Branżowego – Paliwa ciekłe. Od 2019 r. publikowane są także Biuletyny Branżowe – Ciepło.

Newsletter URE. Dodatkowo do czytelników strony urzędu raz w tygodniu wysyłany jest Newsletter URE. 18 grudnia 2018 r. został wysłany do 2 538 użytkowników. Czytelnicy newslettera są co tydzień informowani o najnowszych komunikatach i informacjach opublikowanych na stronie urzędu.

Publikacje URE

Biuletyny URE – wirtualna platforma wiedzy

W 2018 r. na stronie internetowej zostały opublikowane trzy edycje Biuletynu URE, który

od 2011 r. ukazuje się wyłącznie w formie internetowej.

Nr 1/2018

W pierwszym numerze opublikowano szczegółowe informacje dotyczące efektywności energetycznej w kontekście instytucjonalnym i proceduralnym. Ponadto został opisany Nowy Rządowy Program Przeciwdziałania Korupcji na lata 2018-2020, który został opracowany przez Centralne Biuro Antykorupcyjne w oparciu o m.in. materiały własne i innych organów oraz dotychczasowe doświadczenia z realizacji rządowego programu zwalczania korupcji. Zostały omówione cele szczegółowe Programu oraz wskazane obszary życia społecznego najbardziej zagrożone korupcją wraz z opisem obszarów: „Energetyka”, „Informatyzacja administracji publicznej” oraz „Zamówienia publiczne”. W pierwszym numerze znalazły się również informacje i komunikaty ważne dla sektora m.in. stopa wolna od ryzyka, zmiany w obszarze zgłoszeń i sprawozdawczości na podstawie ustawy o biopaliwach, obowiązki przedsiębiorstw energetycznych wyznaczonych sprzedawcami zobowiązanymi, zasady i sposób ustalania oraz uwzględniania w taryfach dla ciepła zwrotu z kapitału na lata 2018-2020, wykaz odbiorców przemysłowych, średnie kwartalne ceny zakupu gazu ziemnego z zagranicy, całkowite wielkości produkcji i przywozu paliw ciekłych na terytorium Polski, średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej, informacje z zakresu certyfikacji ogólnej, wykaz usług, o których mowa w ustawie o rynku mocy, obowiązki spoczywające na podmiotach re-

¹⁹¹⁾ Dz. U. z 2018 r. poz. 1330 z późn. zm.

alizujących Narodowy Cel Redukcyjny, czy wskaźniki referencyjne.

Nr 2/2018

Drugi numer Biuletynu zawierał Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2017 r. W Sprawozdaniu znalazł się opis działań, jakie regulator prowadził w obszarze poszczególnych segmentów branży energetycznej – energii elektrycznej, paliw ciekłych, gazowych oraz ciepła. Osobny rozdział poświęcony został sytuacji na rynku odnawialnych źródeł energii, gdzie szczególnie wyraźnie widać jak ważnym czynnikiem, przyspieszającym lub spowalniającym rozwój branży, może być legislacja.

Nr 3/2018

W trzecim wydaniu znalazł się artykuł dotyczący skutecznej skargi kasacyjnej Prezesa URE w obszarze zwalczania nieprawidłowości na rynku paliw ciekłych. Sąd Najwyższy uchylił zaskarżony wyrok Sądu Apelacyjnego w Warszawie, dzieląc argumentację i punkt widzenia regulatora w zakresie stosowania art. 56 ust. 1 pkt 12 Prawa energetycznego. Przedstawiono dotychczasowe orzecnictwo Sądu Najwyższego w sprawach z zakresu regulacji energetyki, punkt widzenia Prezesa URE oraz obszernie fragmenty przełomowego rozstrzygnięcia SN dotyczącego kary pieniężnej za naruszenie obowiązku wynikającego z tzw. warunku jakościowego zawartego w koncesjach na obrót paliwami ciekłymi. W numerze zostały zamieszczone również informacje i komunikaty ważne dla sektora m.in. stopa wolna od ryzyka, wskaźniki stosowane przy ustalaniu zwrotu z kapitału w ta-

ryfach dla ciepła, zasady i sposób ustalania oraz uwzględniania w taryfach dla ciepła zwrotu z kapitału na lata 2018-2020, wykaz odbiorców przemysłowych, jednostkowe opłaty zastępcze dla kogeneracji w 2019 r., średnie kwartalne ceny zakupu gazu ziemnego z zagranicy, lista sprzedawców zobowiązanych wyznaczonych na 2018 r., średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, zaktualizowane kwoty kosztów osieroconych, zmiana definicji biomasy i drewna energetycznego, warunki korzystania z nowych form wsparcia wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii – tzw. systemów FIT/FIP, zmiany treści wpisów dokonywanych w rejestrze wytwórców wykonujących działalność w zakresie małych instalacji po zmianie definicji mikro- i małej instalacji, czy też zakres stosowania art. 72a oraz sposób obliczania niektórych terminów zawartych w ustawie o odnawialnych źródłach energii.

Raport „Energetyka ciepła w liczbach”

Istotnym narzędziem w ręku regulatora, które umożliwi m.in. identyfikowanie obszarów wymagających poprawy efektywności funkcjonowania przedsiębiorstw ciepłowniczych jest raport „Energetyka ciepła w liczbach”. Badanie koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych ma na celu uzyskanie informacji o działalności przedsiębiorstw posiadających koncesje Prezesa URE na działalność w zakresie wytwarzania, przesyłania i dystrybucji oraz obrotu ciepłem. Wyniki badania działalności koncesjonowanych przedsiębiorstw

ciepłowniczych prezentowane są w corocznie opracowywanej publikacji Prezesa URE.

Raporty dla Komisji Europejskiej

Zgodnie z obowiązkiem określonym w prawie polskim i europejskim, Prezes URE corocznie przekazuje do Komisji Europejskiej Raport Krajowy, przedstawiający najważniejsze wydarzenia, jakie zaszły na krajowym rynku energii elektrycznej i rynku gazu w poprzednim roku.

Informacje i Komunikaty Prezesa URE

Znaczącą formą upowszechniania informacji o branży energetycznej, skierowaną przede wszystkim do przedsiębiorstw sektora, są Informacje i Komunikaty Prezesa URE. W czasie ostatnich 5 lat przeszło dwukrotnie zwiększyła się ich liczba – w 2018 r. było ich 111, podczas gdy w 2014 r. 45. Mają one na celu przekazanie ważnych informacji dla wszystkich uczestników rynków energii i pełnią bardzo ważną rolę, w wielu przypadkach kreując i pobudzając do działania rynek w określonym przez regulatora kierunku. Dotyczą one nie tylko wskaźników i danych z rynku, takich jak średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, jednostkowe opłaty zastępcze dla kogeneracji obowiązujące w 2019 r., wysokość stawki opłaty OZE, ale także określają warunki na danym rynku, np. komunikaty i informacje w sprawie aukcji OZE czy realizacji ustawowych obowiązków.

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 2018 r. do urzędu wpłynęło ponad 200 zaproszeń na różnego rodzaju wydarzenia branżowe. Ponad 100 z nich odbyło się z udziałem Prezesa URE lub jego przedstawicieli.

Spotkania poświęcono m.in. bezpieczeństwu energetycznemu, rynkowi mocy, wspólnej polityce energetycznej UE, przyszłości i obecnej sytuacji na rynku energetycznym w Polsce.

Na wydarzeniach branżowych z udziałem URE poruszono m.in. następujące zagadnienia (wybór):

- bezpieczeństwo energetyczne, rynek mocy (np. XVIII Forum Zmieniamy Polski Przemysł, 25.01.2018 r., organizator: Grupa PTWP S.A.),
- perspektywy rozwoju polskiej energetyki (np. XVIII Ogólnopolski Kongres Energetyczno-Ciepłowniczy POWERPOL, 29-30.01.2018 r., organizator: Europejskie Centrum Biznesu),
- przyszłość polskiej energetyki (np. XXVII Konferencja EuroPOWER, 4-5.04.2018 r., organizator: MM Conferences),
- relacje międzynarodowe, bezpieczeństwo energetyczne, uniezależnienie gospodarcze, pewność zaopatrzenia w surowce (np. Ogólnopolski

Szczyt Energetyczny, 16-17.04.2018 r., organizator: Europejskie Centrum Biznesu),

- europejska energetyka – najważniejsze regulacje (np. X Europejski Kongres Gospodarczy, 14-15.05.2018 r., organizator: Grupa PTWP S.A.),
- polityka energetyczno-klimatyczna Polski (np. XVI Międzynarodowa Konferencja i Wystawa Nafta-Gaz-Chemia, 26.09.2018 r., organizator: Zarząd Targów Warszawskich S.A.).

Promowanie działań na rzecz edukacji odbiorcy

W 2018 r., podobnie jak w latach ubiegłych, urząd przyłączył się do akcji „Przed wakacjami – co warto wiedzieć?“, organizowanej przez UOKiK. W IX. edycji akcji wzięło udział 50 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.

Patronaty Honorowe

Poparcie regulatora dla wielu inicjatyw znalazło wyraz m.in. w liczbie Patronatów Honorowych, których w 2018 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,
- rozwój OZE,
- prawa odbiorcy na rynku energii.

Wśród wydarzeń objętych Honorowym Patronatem Prezesa URE znalazły się m.in. debaty, konferencje, kampanie edukacyjno-informacyjne, sympozja i seminaria.

Pełna lista inicjatyw odbywających się pod Patronatem Honorowym Prezesa URE w 2018 r. znajduje się na stronie www.ure.gov.pl w zakładce Patronaty -> Przedsięwzięcia objęte patronatem.

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. W 2018 r. przedstawiciel Prezesa URE uczestniczył także w pracach *Grupy Roboczej ds. CSR w administracji*, powołanej w ramach Zespołu ds. Zrównoważonego Rozwoju i Społecznej Odpo-

wiedzialności Przedsiębiorstw przy Ministerstwie Inwestycji i Rozwoju.

- Projekt RESPECT Index z udziałem URE

W 2018 r. Prezes URE oraz Koordynator ds. Negocjacji podjęli współpracę z Giełdą Papierów Wartościowych w ramach Projektu RESPECT Index. Projekt ten ma na celu wyłonienie spółek zarządzanych w sposób odpowiedzialny i zrównoważony. W ostatniej edycji nastąpiły zmiany w projekcie polegające na uwzględnieniu w ankiecie zagadnień z zakresu polubownego rozwiązywania sporów przez spółki giełdowe, w szczególności przez spółki energetyczne. Zwiększenie wagi tego zagadnienia jest rezultatem uzgodnień między Giełdą a URE oraz Koordynatorem ds. Negocjacji przy Prezesie URE. Współpraca ma na celu wyłonienie spółek energetycznych notowanych na GPW, które w badaniu rankingowym przeprowadzonym w ramach RESPECT Index uzyskają najlepsze oceny w obszarze realizowanej polityki w zakresie polubownego rozstrzygania sporów z klientami. W grudniu 2018 r. po raz pierwszy przyznano i wręczono nagrodę „Moc porozumienia” przyznaną przez Prezesa URE oraz Koordynatora ds. Negocjacji przy Prezesie URE.

Udział na forum zespołów resortowych i międzyresortowych

W 2018 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, jako organ doradczy organu kontroli¹⁹²⁾,
- Zespole Trójstronnym ds. Branży Energetycznej utworzonym na mocy ustawy z 24 lipca 2015 r. o Radzie Dialogu Społecznego i innych instytucjach dialogu społecznego¹⁹³⁾,
- Zespole ds. Zrównoważonego Rozwoju i Społecznej Odpowiedzialności Przedsiębiorstw, powołanym Zarządzeniem Ministra Inwestycji i Rozwoju z 10 maja 2018 r., jako organ pomocniczy Ministra Inwestycji i Rozwoju,
- Zespole ds. Transformacji Przemysłowej, powołanym Zarządzeniem Ministra Rozwoju z 30 czerwca 2016 r.,
- Zespole ds. ograniczenia ubóstwa energetycznego w Polsce, powołanym Zarządzeniem Ministra Energii z 26 czerwca 2017 r.,
- Zespole ds. wprowadzenia w Polsce inteligentnego opomiarowania, powołanym Zarządzeniem Ministra Energii z 24 października 2018 r. w sprawie powołania Zespołu do spraw wprowadzenia w Polsce inteligentnego opomiarowania.

Udostępnianie informacji publicznej

Ustawa z 6 września 2001 r. o dostępie do informacji publicznej¹⁹⁴⁾ 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 2018 r. w urzędzie rozpatrywanych było 161 wniosków o udostępnienie informacji publicznej, z których 10 zakończono już w 2019 r.

Spośród wszystkich złożonych w 2018 r. wniosków o udostępnienie informacji publicznej, 110 załatwiono pozytywnie (udzielono odpowiedzi), w 7 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 lub też, żądanie dotyczyło udostępnienia decyzji, które nie były prawomocne). W 16 przypadkach nie udzielono informacji z powodu braku wnioskowanej informacji, wnioskowania o dane jednostkowe niepodlegające udostępnieniu w trybie ustawy o dostępie do informacji publicznej lub z powodu wybrakowania dokumentacji. Decyzje odmowne zostały wydane w 25 sprawach, w tym w 7 przypadkach decyzja odmowna dotyczyła tylko części wnioskowanych informacji (w pozostałym zakresie informacja była udzielona lub żądane informacje nie należały do kategorii danych publicznych w rozumieniu ww. ustawy i nie podlegały udostępnieniu). W 3 przypadkach wnioski zostały wycofane przez wnioskodawców.

W kierowanych do urzędu wnioskach o udostępnienie informacji publicznej najczęściej pojawiały się zagadnienia dotyczące:

¹⁹²⁾ Dz. U. z 2017 r. poz. 1857.

¹⁹³⁾ Dz.U. z 2015 r. poz. 1240 z późn. zm.

¹⁹⁴⁾ Dz. U. z 2018 r. poz. 1330 z późn. zm.

- koncesji, taryf, audytów energetycznych, aukcji OZE, postępowań prowadzonych przez URE (np. w zakresie wydawania i umarzania świadectw pochodzenia), decyzji Prezesa URE,
- spraw wewnętrznych urzędu – informacje o zamówieniach publicznych, osobach zatrudnionych, planach finansowych URE, sprawach z zakresu IT,
- danych statystycznych dotyczących sektora (np. zestawienia podmiotów wedle wskazanego kryterium),
- zakresu kompetencji Prezesa URE i jego działań wobec przedsiębiorstw.

W czasie ostatnich 5 lat prawie dwukrotnie zwiększyła się liczba rozpatrywanych wniosków o udostępnienie informacji publicznej – w 2018 r. było ich 161, podczas gdy w 2014 r. – 83.

Rozpatrywanie skarg i wniosków

Szczególnym uprawnieniem wynikającym z kodeksu postępowania administracyjnego, a przysługującym każdemu obywatelowi, organizacji społecznej, samorządowej, zawodowej, czy 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 przewlekłym lub biurokratycznym załatwianiem spraw.

W 2018 r. do Prezesa URE wpłynęły 3 wnioski (1 rozpatrzony został już w 2019 r.) – we wszystkich sprawach nie uznano postulatów i argumentów za zasadne.

W okresie sprawozdawczym złożono 18 skarg od różnych podmiotów – 15 z nich rozpatrzono negatywnie, tj. uznano jako niezasadne, a 3 skargi zostały rozpatrzone w 2019 r.

Wnoszone skargi miały w większości charakter jednostkowy, a podnoszone w nich zarzuty dotyczyły niewłaściwego, zdaniem skarżących, wykonywania obowiązków przez pracowników urzędu.

W odpowiedziach przekazywano wnioskodawcom stosowne informacje ułatwiające zrozumienie ich sprawy. Informowano o obowiązujących przepisach prawa, kompetencjach Prezesa URE, przysługujących wnioskodawcom i skarżącym uprawnieniach oraz wskazywano instytucje upoważnione do rozwiązywania problemów stanowiących przedmiot wniesionej do URE sprawy.

Petycje

Przyjmowanie i rozpatrywanie petycji odbywa się zgodnie z przepisami ustawy z 11 lipca 2014 r. o petycjach¹⁹⁵⁾. Zgodnie z tą ustawą petycją może być żądanie, w szczególności, zmiany przepisów prawa, podjęcia rozstrzygnięcia lub innego działania w sprawie dotyczącej podmiotu wnoszącego petycję, życia zbiorowego lub wartości wymagających szczególnej ochrony w imię dobra wspólnego, mieszczących się

¹⁹⁵⁾ Dz. U. z 2018 r. poz. 870.

w zakresie zadań i kompetencji adresata petycji. W 2018 r. do Prezesa URE złożono 2 petycje, które dotyczyły zmiany wzorów sprawozdań oraz wdrożenia dodatkowych rozwiązań w zakresie zasad rozliczania i poboru opłat koncesyjnych wydanych na podstawie ustawy – Prawo energetyczne.

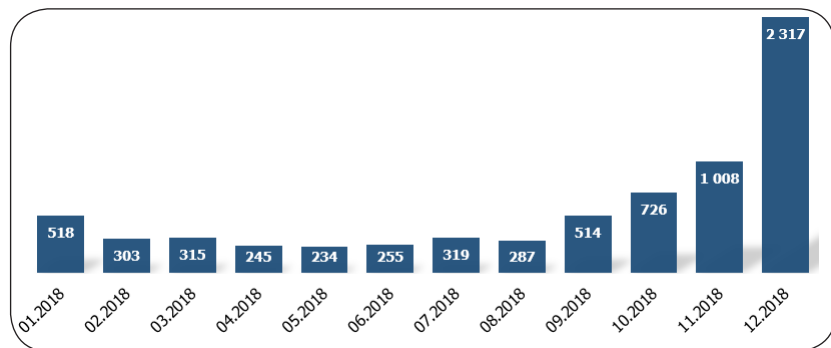


4. Współpraca ze środkami masowego przekazu

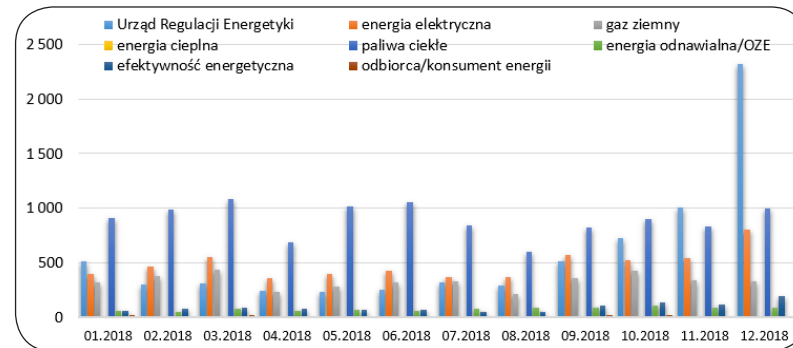
Zasadniczym celem współpracy URE ze środkami masowego przekazu jest dotarcie z informacją do szerokiej opinii publicznej, a tym samym lepsze zrozumienie reguł działania rynków energii przez wszystkich uczestników. W celu zapewnienia mediom i konsumentom rzetelnej informacji, urząd aktywnie – wzorem lat ubiegłych współpracował z mediami ogólnopolskimi, regionalnymi i lokalnymi – kluczowymi pośrednikami w przekazie informacji bezpośrednio do odbiorców energii.

W 2018 r. ukazało się ponad 33 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 7 tys. przekazów medialnych dotyczyło działalności Prezesa URE, a duża ich część powstała przy współpracy z URE.

Urząd wydał ok. 150 komunikatów prasowych i udzielił przedstawicielom mediów ponad 900 odpowiedzi na bieżące pytania dotyczące rynku elektroenergetycznego oraz działań podejmowanych przez regulatora. Ponadto urząd upowszechniał

Rysunek 61. Liczba przekazów medialnych na temat URE w 2018 r.

Źródło: URE na podstawie danych IMM.

Rysunek 62. Tematy poruszane w mediach w 2018 r.

Źródło: URE na podstawie danych IMM.

wiedzę na temat funkcjonowania rynku elektroenergetycznego poprzez wywiady kierownictwa urzędu udzielane mediom.

Tematy dotyczące rynków energii najczęściej poruszane w mediach w 2018 r.:

- rozliczenia za sprzedaż energii elektrycznej i gazu po zaprzestaniu działalności przez przedsiębiorstwo energetyczne,
- sprzedawca rezerwowy w sprzedaży energii oraz sprzedawca awaryjny w gazie,
- podwyżki cen energii elektrycznej, taryfy na 2019 r.,
- projektowane regulacje tzw. ustawy o cenach energii,
- podwyżki cen ciepła – taryfy gazowe,
- aukcje OZE (liczba i moc instalacji uruchomionych w systemie aukcyjnym), systemy FIT/FIP,
- potencjał krajowy OZE w liczbach, dane dot. mikroinstalacji,
- zmiana sprzedawcy energii elektrycznej i gazu,
- skargi na nieuczciwych sprzedawców energii.

5. Współpraca z Punktem Informacji dla Przedsiębiorcy – procedury dotyczące działalności gospodarczej

Dyrektywa 2006/123/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 12 grudnia 2006 r. dotycząca usług na rynku wewnętrznym¹⁹⁶⁾, powołała do życia pojedyncze punkty kontaktowe. Są to portale administracji elektronicznej uruchomione obligatoryjnie przez każdy kraj UE. 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.

¹⁹⁶⁾ Dz. U. UE L 376/36.

W Polsce zadania pojedynczego punktu kontaktowego realizuje Punkt Informacji dla Przedsiębiorcy, prowadzony zgodnie z przepisami ustawy z 6 marca 2018 r. o Centralnej Ewidencji i Informacji o Działalności Gospodarczej i Punkcie Informacji dla Przedsiębiorcy¹⁹⁷⁾. Punkt dostępny jest pod adresem biznes.gov.pl, gdzie przekazywane są dane między tym Punktem a właściwymi organami za pośrednictwem elektronicznej platformy usług administracji publicznej. Punkt umożliwia złożenie drogą elektroniczną do właściwych organów wniosków/oświadczeń niezbędnych do podjęcia wykonywania lub zakończenia działalności gospodarczej.

W 2018 r. URE współpracował z tym Punktem, jak w latach poprzednich, w zakresie weryfikacji, aktualizacji i publikacji procedur realizowanych przez urząd, wynikających z zadań Prezesa URE.

¹⁹⁷⁾ Dz. U. z 2018 r. poz. 647 z późn. zm.

Na portalu biznes.gov.pl, na podstronach redagowanych przez URE, opublikowanych jest obecnie 38 procedur realizowanych przez urząd, w tym związanych m.in. 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, 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 2018 r. urząd współpracował z Kancelarią Prezesa Rady Ministrów w zakresie upubliczniania zbiorów informacyjnych urzędu, zgodnie z „Programem otwierania danych publicznych” ustanowionym uchwałą nr 107/2016 Rady Ministrów z 20 września 2016 r.¹⁹⁸⁾

¹⁹⁸⁾ RM-111-114-16.

Celem Programu otwierania danych publicznych jest poprawa jakości i zwiększenie liczby danych dostępnych na portalu dane.gov.pl. Zgromadzenie danych publicznych w jednym miejscu, w otwartych, umożliwiających analizę, formatach, sprzyja przejrzystości działań organów administracji, a obywatelom daje możliwość pełniejszej partycypacji w sprawowaniu władzy, analizie czy ponownym wykorzystywaniu danych publicznych.

Na portalu opublikowanych jest obecnie 36 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, operatorzy systemów elektroenergetycznych i gazowych, 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.



Foto: fotolia

Część XI. URE w liczbach – działalność regulacyjna OT URE

Tabela 98. Działalność OT w zakresie koncesjonowania

| Wnioski w sprawach koncesyjnych ogółem rozpatrywane w 2018 r. | | Decyzje w sprawach koncesyjnych | | | | | | | | | | Zawiadomienia kończące postępowania w sprawach koncesyjnych* | w tym zwrot wniosku | | |
|---|-----------------|---------------------------------|--------------|--------------|------------|--------------|-------------|-------------------|-----------------------------|------------------------|-----------|--|---------------------|---|-----------|
| | | ogółem | w tym: | | | | | | | | | | | | |
| | | | udzielenie | zmiana | cofnięcie | uchylenie | wygaśnięcie | odmowa udzielenia | odmowa zmiany lub cofnięcia | umorzenie postępowania | | | | | |
| Koncesje | energia elektr. | wytwarzanie | 589 | 434 | 77 | 140 | 20 | 0 | 177 | 1 | 1 | 18 | 17 | 1 | |
| | | przesyłanie/dystrybucja | 53 | 32 | 5 | 21 | 5 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 5 | | |
| | | obrót | 42 | 30 | 3 | 21 | 4 | 0 | 1 | 0 | 0 | 1 | 2 | | |
| | gaz | wytwarzanie | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | 0 |
| | | przesyłanie/dystrybucja | 16 | 14 | 1 | 10 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3 | 0 | | |
| | | obrót | 12 | 11 | 2 | 7 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0 | | |
| | ciepło | wytwarzanie | 299 | 245 | 33 | 196 | 2 | 0 | 7 | 0 | 0 | 7 | 3 | | 2 |
| | | przesyłanie/dystrybucja | 166 | 146 | 32 | 101 | 2 | 0 | 7 | 0 | 0 | 4 | 4 | | |
| | | obrót | 35 | 35 | 5 | 28 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | | |
| | paliwa ciekłe | obrót | 5 867 | 3 306 | 363 | 2 334 | 181 | 0 | 76 | 20 | 81 | 252 | 351 | | 26 |
| | | magazynowanie/przeladunek | 12 | 8 | 3 | 4 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3 | | |
| | Razem | | 7 091 | 4 262 | 524 | 2 862 | 216 | 0 | 269 | 21 | 82 | 288 | 386 | | 29 |
| Promesy | energia elektr. | wytwarzanie | 436 | 266 | 206 | 29 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0 | 28 | 44 | 0 | |
| | | przesyłanie/dystrybucja | 6 | 2 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | | |
| | | obrót | 1 | 1 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |
| | gaz | wytwarzanie | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | 0 |
| | | przesyłanie/dystrybucja | 3 | 3 | 3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |
| | | obrót | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |
| | ciepło | wytwarzanie | 12 | 7 | 5 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | 0 |
| | | przesyłanie/dystrybucja | 5 | 3 | 3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |
| | | obrót | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |
| | paliwa ciekłe | obrót | 11 | 7 | 6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 2 | | 0 |
| magazynowanie/przeladunek | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | | |
| Razem | | 474 | 288 | 223 | 33 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0 | 30 | 46 | 0 | | |

* Inne niż decyzje kończące postępowania np.: zawiadomienia o pozostawieniu wniosku bez rozpoznania, postanowienia o zwrocie podania, itp.

W 2018 r. oddziały terenowe odnotowały spadek rozpoznawanych wniosków o koncesje przy 20-to procentowym wzroście liczby rozpoznawanych wniosków o promesy koncesji. Mniejsza liczba wniosków w sprawie koncesji spowodowana była głównie dużą liczbą spraw do rozpoznania w 2017 r. w wyniku obowiązku dostosowania koncesji na obrót paliwami ciekłymi do nowej definicji tych paliw wprowadzonego ustawą z 22 lipca 2016 r. W konsekwencji przywołanej ustawy, w 2017 r. nastąpił lawinowy przyrost liczby spraw dotyczących zmian koncesji.

Tabela 99. Działalność OT na rynku energii elektrycznej, gazu i ciepła – udzielenie koncesji

| Wnioski o udzielenie koncesji rozpatrywane w 2018 r. w zakresie: | 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 wytworzenie | na przesyłanie i/lub dystrybucję | na obrót | | |
| energia elektryczna | 85 | 77 | 5 | 3 | 81 | 60 |
| ciepło | 70 | 33 | 32 | 5 | 302 | 112 |
| gaz | 3 | 0 | 1 | 2 | 24 | 6 |

* Wszystkie decyzje w sprawie zatwierdzenia bądź zmiany taryfy (zatwierdzenie, odmowa, umorzenie).

** Obejmuje decyzje zwalniające z obowiązku przedkładania taryfy do zatwierdzenia.

Tabela 100. Działalność OT na rynku MIOZE w zakresie rejestru wytwórców

| Wnioski w sprawach Rejestru MIOZE rozpatrywane w 2018 r. | Rozstrzygnięcia w sprawach Rejestru MIOZE | | | | | | | Zawiadomienia kończące postępowania* |
|--|---|--------|--------|--------------|---------------|-------------|------------------------|--------------------------------------|
| | ogółem | w tym: | | | | | umorzenie postępowania | |
| | | wpis | zmiana | odmowa wpisu | odmowa zmiany | wykreślenie | | |
| 353 | 347 | 217 | 57 | 0 | 0 | 66 | 7 | 3 |

* Inne niż decyzje kończące postępowania np.: zawiadomienia o pozostawieniu wniosku bez rozpoznania, postanowienia o zwrocie podania, itp.

W 2018 r. oddziały terenowe w stosunku do roku poprzedniego odnotowały wzrost liczby spraw dotyczących wpisu do rejestru MIOZE aż o 280%.

Tabela 101. Działalność OT na rynku MIOZE w zakresie sprawozdawczości wytwórców

| rodzaj sprawozdania | Postępowania dot. niespełnienia obowiązków sprawozdawczych przez wytwórców wpisanych do Rejestru MIOZE | | | | | | |
|----------------------------|--|----------------------|----------|---------------------------------|--------|----------------------|--|
| | liczba złożonych sprawozdań/informacji | z tego: | | | | nałożenie kary | |
| | | prowadzone w 2018 r. | umorzone | odstąpienia od wymierzenia kary | liczba | | |
| | | | | | liczba | łączna wysokość [zł] | |
| z art. 9 ust. 1 pkt 7 uOZE | 1 887 | 111 | 5 | 30 | 37 | 272 000,00 | |

Rok 2018 związany był ze wzrostem liczby wytwórców energii elektrycznej w małych instalacjach odnawialnych źródeł energii oraz ze zdecydowaną poprawą w zakresie realizacji obowiązków sprawozdawczych na nich spoczywających, co przełożyło się na spadek liczby prowadzonych w oddziałach terenowych postępowań o nałożenie kary pieniężnej niemal o połowę w odniesieniu do 2017 r.

Tabela 102. Działalność OT na rynku paliw ciekłych w zakresie Rejestru podmiotów przywożących

| Wnioski w sprawach Rejestru podmiotów przywożących rozpatrywane w 2018 r. | Decyzje w sprawach Rejestru podmiotów przywożących | | | | | | | Zawiadomienia kończące postępowanie* |
|---|--|--------|--------|--------------|---------------|-------------|------------------------|--------------------------------------|
| | ogółem | w tym: | | | | | | ogółem |
| | | wpis | zmiana | odmowa wpisu | odmowa zmiany | wykreślenie | umorzenie postępowania | |
| 495 | 249 | 68 | 41 | 11 | 17 | 110 | 3 | 12 |

* Inne niż decyzje kończące postępowania np.: zawiadomienia o pozostawieniu wniosku bez rozpoznania, postanowienia o zwrocie podania, itp.

Oddziały terenowe w 2018 r. prowadziły o ok. 40% mniej spraw związanych z wpisem do rejestru podmiotów przywożących niż w 2017 r., co najprawdopodobniej jest wynikiem wypracowania przez URE jasnego stanowiska określającego rodzaj podmiotów, które do prowadzenia swojej działalności wymagają wpisu do wspomnianego rejestru.

Tabela 103. Działalność OT w zakresie taryfowania przedsiębiorstw

| Wnioski w sprawach taryf ogółem rozpatrywane w 2018 r. | Decyzje w sprawach taryf | | | | | | | | |
|--|--------------------------|---------------|---------------|-----------------------------|-----------|----------------------|---------------|------------------------|----|
| | ogółem | w tym: | | | | | | umorzenie postępowania | |
| | | zatwierdzenie | zmiana taryfy | zmiana okresu obowiązywania | uchylenie | odmowa zatwierdzenia | odmowa zmiany | | |
| energia elektr. | 185 | 140 | 73 | 36 | 22 | 0 | 5 | 2 | 2 |
| gaz | 39 | 30 | 23 | 2 | 2 | 0 | 1 | 0 | 2 |
| ciepło | 538 | 414 | 298 | 87 | 6 | 0 | 1 | 7 | 15 |
| RAZEM | 762 | 584 | 394 | 125 | 30 | 0 | 7 | 9 | 19 |

Tabela 104. Efekty regulacyjne OT z procesu zatwierdzania taryf w ciepłownictwie

| Przychody roczne | | Obniżka przychodów | Wnioskowany przez przedsiębiorstwa średni wzrost opłat w taryfach na ciepło | Wzrost/spadek opłat w zatwierdzonych taryfach na ciepło |
|---|-------------------------|--------------------|---|---|
| wnioskowane przez przedsiębiorstwa ciepłownicze | zatwierdzone w taryfach | | | |
| [tys. zł] | | [%] | | |
| 9 498 208,59 | 9 319 706,39 | 178 502,20 | 4,51 | 2,54 |

Tabela 105. Efekty regulacyjne OT z procesu zatwierdzania taryf dla energii elektrycznej

| Przychody roczne | | Obniżka przychodów | Wnioskowany przez przedsiębiorstwa średni wzrost opłat w taryfach na energię elektryczną | Wzrost/spadek opłat w zatwierdzonych taryfach na energię elektryczną |
|--|-------------------------|--------------------|--|--|
| wnioskowane przez przedsiębiorstwa elektroenergetyczne | zatwierdzone w taryfach | | | |
| [tys. zł] | | [%] | | |
| 270 307,00 | 258 770,62 | 11 536,38 | 3,98 | -0,22 |

Tabela 106. Efekty regulacyjne OT z procesu zatwierdzania taryf dla gazu

| Przychody roczne | | Obniżka przychodów | Wnioskowany przez przedsiębiorstwa średni wzrost opłat w taryfach dla gazu | Wzrost/spadek opłat w zatwierdzonych taryfach dla gazu |
|---|-------------------------|--------------------|--|--|
| wnioskowane przez przedsiębiorstwa gazownicze | zatwierdzone w taryfach | | | |
| [tys. zł] | | [%] | | |
| 28 383,78 | 27 310,06 | 1 073,72 | -0,18 | -3,96 |

Tabela 107. Skargi w OT

| ogółem | Postępowania prowadzone w sprawie skarg | | | |
|--------|---|-----------------------|------|----------------|
| | z tego dotyczące: | | | |
| | ciepła | energii elektrycznej* | gazu | paliw ciekłych |
| 2 134 | 58 | 1 815 | 257 | 4 |

* Wraz z OZE.

Do oddziałów terenowych w 2018 r. wpłynęła podobna liczba skarg na przedsiębiorstwa energetyczne jak w latach ubiegłych. Nie zmienił się także przekrój zgłaszanych problemów. Nadal najczęściej zastrzeżeń związanych jest z zaopatrzeniem odbiorców w energię elektryczną – 85% ogólnej liczby, na drugim miejscu plasują się skargi w zakresie gazu – 12% i najmniej wątpliwości jest u odbiorców w związku z zaopatrzeniem w ciepło – 3%. Jedynie pojedyncze skargi odnosiły się do paliw ciekłych, co może być wynikiem istnienia w Polsce większej liczby ogólnów, do których takie skargi mogą być kierowane.

Tabela 108. Postępowania w sprawie wymierzenia kary w OT

| Rodzaj naruszenia | Liczba postępowań w 2018 r. | | | | Łączna wysokość nałożonych kar w 2018 r. [zł] | Liczba odwołań od decyzji wydanych w 2018 r. |
|---|-----------------------------|------------------------------|------------|-----------------------------------|---|--|
| | prowadzonych | zakończonych nałożeniem kary | umorzonych | zakończonych odstąpieniem od kary | | |
| niestosowanie 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 (art. 56 ust. 1 pkt 3a) | 1 146 | 549 | 46 | 8 | 7 521 116,10 | 117 |
| stosowanie cen i taryf bez przedstawienia ich Prezesowi URE do zatwierdzenia (art. 56 ust. 1 pkt 5) | 2 | 0 | 0 | 1 | 1 000,00 | 0 |
| nieprzedkładanie do zatwierdzenia taryfy wbrew żądaniu Prezesa URE, o którym mowa w art. 47 ust. 1 (art. 56 ust. 1 pkt 5a) | 1 | 1 | 0 | 0 | 3 000,00 | 0 |
| stosowanie cen lub stawek opłat wyższych od zatwierdzonych lub stosowanie taryfy niezgodnie z określonymi w niej warunkami (art. 56 ust. 1 pkt 6) | 2 | 1 | 0 | 0 | 16 215,00 | 0 |
| odmowa udzielenia informacji, o których mowa w art. 28 ustawy – Prawo energetyczne (art. 56 ust. 1 pkt 7) | 7 | 5 | 1 | 0 | 83 000,00 | 2 |
| nieprzestrzeganie obowiązków wynikających z koncesji (art. 56 ust. 1 pkt 12) | 413 | 272 | 45 | 6 | 6 857 210,59 | 63 |
| wstrzymywanie lub ograniczenie z nieuzasadnionych powodów dostarczania paliw i energii do odbiorców (art. 56 ust. 1 pkt 14) | 10 | 7 | 0 | 1 | 31 000,00 | 2 |

| Rodzaj naruszenia | Liczba postępowań w 2018 r. | | | | Łączna wysokość nałożonych kar w 2018 r. [zł] | Liczba odwołań od decyzji wydanych w 2018 r. |
|--|-----------------------------|---------------------------------|------------|--------------------------------------|---|--|
| | prowadzonych | zakończonych nałożeniem kary | umorzonych | zakończonych odstąpieniem od kary | | |
| niewykanie w terminie warunków przyłączenia (art. 56 ust. 1 pkt 18) | 13 | 4 | 3 | 1 | 261 482,40 | 3 |
| sprzedaż paliw ciekłych z naruszeniem wymogów, o których mowa w art. 43 a ust 1 i 4 (art. 56 ust. 1 pkt 45) | 2 | 2 | 0 | 0 | 140 000,00 | 1 |
| niezrealizowanie obowiązku, o którym mowa w art. 37 ust. 2c i 2d (art. 56 ust. 1 pkt 49) | 43 | 29 | 2 | 4 | 346 000,00 | 5 |
| 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 | 111 | 37 | 5 | 30 | 272 000,00 | 21 |
| art. 168 pkt 12 ustawy OZE – nieprzedstawienie w terminie informacji, o których mowa w art. 5 ust. 1 lub 2, albo w art. 12 ust. 1, lub podanie nieprawdziwej informacji | 4 | 3 | 0 | 1 | 3 000,00 | 0 |
| RAZEM | 1 754 | 910 | 102 | 52 | 15 535 024,09 | 214 |

W oddziałach terenowych w 2018 r. w stosunku do roku poprzedniego spadła o 12% liczba postępowań zakończonych nałożeniem na przedsiębiorstwa energetyczne kar pieniężnych, przy jednoczesnym wzroście ogólnej wartości wymierzonych kar o 65%, co daje średni wzrost kary nałożonej w jednostkowym przypadku o ok. 85%.

Tabela 109. Realizacja kompetencji Prezesa URE w zakresie rozstrzygnięcia przez OT spraw spornych na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne

| Wnioski o wydanie decyzji w spornej sprawie dot.: | Decyzje z tego: | | | | | | | | | | Odmowa wszczęcia postępowa- nia, zwrot wniosku, pozostawienie wniosku bez rozpoznania | Wnioski o wydanie postanowienia o podjęciu lub kontynuowaniu dostaw | Postanowienia o podjęciu lub kontynuowaniu dostaw |
|---|--------------------|-----------------------|---------------------------------------|--|--|--|---|---|---------------------------|-----------|--|--|--|
| | ogółem | wstrzymanie dostaw | odmowa zawarcia umowy sprzedaży | odmowa zawarcia umowy o przyłączenie do sieci | odmowa zawarcia umowy o świadczenie usług przesyłania | odmowa zawarcia umowy kompleksowej | nieuzasadnione ograniczenie pracy lub odłą- czenie od sieci mikroinstalacji | stwierdzające nieuzasadnione wstrzymanie dostaw/ nieuzasadnioną odmowę zawarcia umowy | umorzenie postępowania | | | | |
| ciepła | 7 | 4 | 0 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 1 | 2 | 2 |
| energii el. | 162 | 55 | 27 | 5 | 2 | 1 | 1 | 0 | 9 | 10 | 77 | 73 | 11 |
| gazu | 57 | 34 | 1 | 0 | 24 | 1 | 0 | 0 | 0 | 8 | 10 | 3 | 1 |
| RAZEM | 226 | 93 | 28 | 7 | 26 | 2 | 1 | 0 | 9 | 20 | 88 | 78 | 14 |

W 2018 r. oddziały terenowe odnotowały, w odniesieniu do 2017 r., niemal dwukrotny wzrost wniosków o rozstrzygnięcie sporu na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Najwięcej z nich dotyczyło energii elektrycznej, jednakże niemal połowa spraw zakończyła się odmową wszczęcia lub zwrotem wniosku, co niewątpliwie związane było z objęciem wnioskami spraw, które nie mieściły się w dyspozycji powołanego wyżej przepisu.

Tabela 110. Działalność dotycząca monitorowania i kontroli OT

| 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 | dotrzymania parametrów jakościowych paliw gazowych i energii elektrycznej | realizacji obowiązku świadczenia usług dystrybucji paliw gazowych, energii elektrycznej oraz ciepła | kwalifikacji osób zatrudnionych przy eksploatacji sieci i urządzeń |
| 2 637 | 592 | 433 | 122 | 85 | 924 |

* 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.

Monitoring realizowany przez oddziały terenowe w 2018 r. pozostał na poziomie zbliżonym do roku poprzedniego.

Tabela 111. Pozostała działalność OT

| Sprawy nie wymienione w poprzednich tabelach wymagające od Prezesa URE podjęcia stosownych działań | | | | | |
|--|-------------------|----------------------|------|----------------|-------|
| ogółem | z tego dotyczące: | | | | |
| | ciepła | energii elektrycznej | gazu | paliw ciekłych | |
| rozpoznawane sprawy z różnych kategorii | 3 132 | 568 | 686 | 59 | 1 819 |
| postanowienia nie ujęte wyżej* | 232 | 44 | 57 | 7 | 124 |

* Dotyczące np.: sprostowania oczywistych omyłek pisarskich, przywrócenia/odmowy przywrócenia terminu, uzupełnienia/odmowy uzupełnienia decyzji, o zabezpieczeniu majątkowym, inne.



Część XII. Uwagi końcowe – zagadnienia wymagające rozwiązań

Przeciwdziałanie nieuczciwym praktykom sprzedawców podczas sprzedaży bezpośredniej paliw gazowych i energii

Powtarzające się od lat przypadki oszustw i wprowadzania w błąd odbiorców paliw i energii w gospodarstwach domowych podczas sprzedaży bezpośredniej w tzw. formule door-to-door (sprzedaż poza lokalem przedsiębiorstwa), uzasadniają ponowienie propozycji 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 – działający również za pośrednictwem wyspecjalizowanych agencji i przedstawicieli handlowych (akwizytorów) – dopuszczają się niedozwolonych praktyk.

W związku z powyższym zaproponowano wprowadzenie do ustawy – Prawo energetyczne zakazu zawierania umów sprzedaży paliw gazowych i energii elektrycznej poza lokalem przedsiębiorstwa. Kwestia ta w 2018 r. została ponownie zgłoszona do ministra energii (pismem Prezesa URE z 16 listopada 2018 r.) oraz została wskazana jako istotna w toku konsul-

tacji przeprowadzonych przez Prezesa UOKiK w sprawie dezyderatu dotyczącego ochrony konsumentów.

Ochrona interesów odbiorców korzystających ze sprzedaży rezerwowej

Celem sprzedaży rezerwowej jest zachowanie ciągłości dostaw energii elektrycznej do odbiorców w sytuacjach nagłych, nieprzewidywalnych i stanowi ochronę odbiorców przed wstrzymaniem dostaw lub tzw. bezumownym poborem energii elektrycznej. Sprzedaż rezerwowa powinna mieć charakter tymczasowy, a nie stanowić zamiennej formy sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców. W związku z tym, Prezes URE proponuje zmianę art. 5aa ust. 7 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne (które mają wejść w życie 18 czerwca 2019 r.), tak aby wykluczyć możliwość przedłużania terminu rozwiązania rezerwowej umowy sprzedaży, w przypadku braku porozumienia stron co do skrócenia terminu wypowiedzenia. Poza tym, Prezes URE deklaruje gotowość współpracy z ME i UOKiK w temacie funkcjonowania sprzedaży rezerwowej na rynkach energii elektrycznej i gazu (w tym dyskusję nad kompleksowym rozwiązaniem problemu bardzo wysokich cen energii elektrycznej stosowanych w zakresie sprzedaży rezerwowej) oraz opracowania niezbędnych zmian, które zapewnią odbiorcom automatyczny powrót do umowy sprzedaży energii elektrycznej/kompleksowej.

Zmiana przepisów dotyczących wykonywania programu określającego działania, jakie należy podjąć w celu niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu (Programu Zgodności)

Zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne (art. 56 ust. 1 pkt 23), karze pieniężnej podlega ten, kto mimo uprzedniego wezwania nie wykonuje w wyznaczonym terminie Programu Zgodności, zatwierdzonego przez Prezesa URE lub podejmuje działania niezgodne z postanowieniami tego Programu. Urząd uważa, że zapis ten powinien zostać sformułowany analogicznie do art. 56 ust. 1 pkt 5 czy art. 56 ust. 1 pkt 12, które upoważniają Prezesa URE do nakładania kar pieniężnych z tytułu stosowania cen lub stawek opłat wyższych niż zatwierdzone w taryfie lub za nieprzebranie obowiązków wynikających z koncesji. Konieczność uprzedniego wezwania do zaprzestania naruszeń Programu Zgodności w przypadku poważnych, lecz jednorazowych jego naruszeń, może prowadzić do braku możliwości nałożenia kary przez Prezesa URE na stosujące je przedsiębiorstwa energetyczne.

Nowelizacji wymaga również art. 9d ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne, który stanowi o obowiązku ogłoszenia przez Prezesa URE, na koszt operatorów sprawozdań, o których mowa w ust. 5. Jednakże po nowelizacji art. 9d dokonanej ustawą z 26 lipca 2013 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz innych niektórych ustaw¹⁹⁹⁾, brzmie-

¹⁹⁹⁾ Dz. U. z 2013 r. poz. 984.

nie ust. 5 tego artykułu nie odnosi się wprost do sprawozdań – ust. 5 dotyczy inspektora do spraw zgodności, natomiast kwestia sprawozdań uregulowana jest aktualnie w art. 9d ust. 5a ustawy – Prawo energetyczne.

Rozporządzenie REMIT a przepisy prawa krajowego

W nawiązaniu do postulatów zmian przepisów prawa krajowego w obszarze rozporządzenia REMIT wskazanych w Sprawozdaniu z działalności Prezesa URE w 2017 r. (cz. XI *Uwagi końcowe*) i pomimo rozpoczęcia w październiku 2018 r. prac legislacyjnych w przedmiotowym zakresie (projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw z 5 października 2018 r., numer w wykazie prac UD320 (UC34)), nadal pozostają aktualne kwestie sygnalizowane w zeszłorocznym Sprawozdaniu, w związku z brakiem uchwalenia stosownej nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne.

Doprecyzowanie definicji uczestnika rynku

W pierwszej kolejności należy rozszerzyć zawartą w art. 2 pkt 54 ustawy – Prawo energetyczne definicję „uczestnika rynku”. Ustawa odwołuje się do definicji uczestnika rynku zawartej w przepisach rozporządzenia REMIT, gdzie zdefiniowano tego uczestnika jako każdą osobę, w tym operatorów systemów przesyłowych, która zawiera trans-

akcje, obejmujące składanie zleceń, na co najmniej jednym hurtowym rynku energii. Przy czym rozporządzenie doprecyzowuje znaczenie „osoby” jako osoby fizycznej lub prawnej.

Z uwagi na fakt, że w myśl prawa polskiego (ustawa – Prawo energetyczne, Kodeks Cywilny) transakcje na hurtowym rynku energii zawierają mogą także jednostki organizacyjne nieposiadające osobowości prawnej, którym ustawa przyznaje zdolność prawną (do kontraktów zawieranych przez te podmioty zastosowanie mają przepisy rozporządzenia REMIT), proponuje się objęcie pojęciem uczestnika rynku także te podmioty.

Zapewnienie skutecznego nadzoru nad realizacją obowiązków przez osoby zajmujące się zawodowo pośrednictwem w zawieraniu transakcji

W myśl art. 15 rozporządzenia REMIT każda osoba zawodowo organizująca transakcje, których przedmiotem są produkty energetyczne sprzedawane w obrocie hurtowym, która ma uzasadnione podstawy, aby podejrzewać, że transakcja może stanowić naruszenie art. 3 lub 5, zobowiązana jest powiadomić o tym niezwłocznie krajowy organ regulacyjny. Jednocześnie stosownie do tego przepisu osoby zawodowo organizujące transakcje, których przedmiotem są produkty energetyczne sprzedawane w obrocie hurtowym, obowiązane są do utworzenia i utrzymywania skutecznych mechanizmów i procedur mających na celu identyfikację przypadków naruszenia art. 3 lub 5 rozporządzenia REMIT.

Jak wynika z powyższego przyjęto rozwiązanie, zgodnie z którym na ww. osobach zawodowo organizujących transakcje (ang: *persons professionally arranging transactions* – PPATs) spoczywa obowiązek monitorowania prowadzonych przez nie rynków oraz wykrywania przypadków manipulacji na rynku, próby manipulacji na rynku oraz niezgodnego z prawem wykorzystywania informacji wewnętrznej na tych rynkach. Należy zaznaczyć, że Prezes URE nie ma ustawowego obowiązku monitorowania rynków prowadzonych przez PPATs, a także ze względu na brak wyposażenia URE w odpowiednie środki finansowe, jak i kadrowe nie jest w stanie przy pomocy posiadanych zasobów monitorować tych rynków.

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 przyję-

cia 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. Niezwykle istotne jest bowiem, aby rynki prowadzone przez PPATs były monitorowane skutecznie i aby utworzone przez te podmioty mechanizmy działały prawidłowo.

Rozszerzenie art. 28 ustawy – Prawo energetyczne o uprawnienie Prezesa URE do żądania informacji z obszaru rozporządzenia REMIT

W celu zapewnienia Prezesowi URE możliwości prawidłowej realizacji obowiązków wynikających z rozporządzenia REMIT, m.in. w zakresie egzekwowania zakazów manipulacji na hurtowym rynku energii, próby manipulacji na rynku oraz niezgodnego z prawem wykorzystywania informacji wewnętrznej zmiany wymagają przepisy art. 28 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE powinien uzyskać kompetencje w zakresie wglądu do dokumentów, żądania przedstawienia dokumentów lub informacji mających znaczenie dla prawidłowej realizacji wskazanych powyżej obowiązków także od podmiotów innych niż przedsiębiorstwa energetyczne.

Jak wskazano powyżej uczestnikiem rynku w myśl rozporządzenia REMIT jest każda osoba, w tym operator systemu przesyłowego, która zawiera transakcje, obejmujące składanie zleceń, na co najmniej jednym hurtowym rynku energii. Jednocześnie zgodnie z art. 2 pkt 4 tego rozporządzenia produkty energetyczne sprzedawane w obrocie hurtowym oznaczają następujące umowy i instrumenty pochodne bez względu na miejsce i sposób prowadzonego nimi obrotu:

- kontrakty na dostawę energii elektrycznej lub gazu ziemnego w przypadku gdy dostawa ma miejsce w UE,
- instrumenty pochodne dotyczące energii elektrycznej lub gazu ziemnego wytwarzanych, sprzedawanych lub dostarczanych w UE,

- kontrakty dotyczące przesyłu energii elektrycznej lub gazu ziemnego w UE,
- instrumenty pochodne dotyczące przesyłu energii elektrycznej lub gazu ziemnego w UE.

Przy czym rozporządzenie REMIT stanowi, że kontrakty na dostawę i dystrybucję energii elektrycznej lub gazu ziemnego na potrzeby klientów końcowych nie stanowią produktów energetycznych sprzedawanych w obrocie hurtowym. Jedynie kontrakty dotyczące dostawy i dystrybucji energii elektrycznej lub gazu ziemnego do klientów końcowych o zdolności konsumpcji co najmniej 600 GWh są traktowane jako produkty energetyczne sprzedawane w obrocie hurtowym.

Zatem uczestnikami rynku w myśl rozporządzenia REMIT będą także odbiorcy energii elektrycznej lub gazu ziemnego o zdolności konsumpcji równej lub większej niż 600 GWh, ponieważ kontrakty zawierane przez tych odbiorców są traktowane jako produkty energetyczne sprzedawane w obrocie hurtowym.

Jednocześnie należy wskazać, że obowiązujące regulacje prawne nie w pełni umożliwiają Prezesowi URE prawidłową i dokładną realizację zadań określonych w przepisach rozporządzenia REMIT oraz dokonanie rzetelnej oceny wykonywania przez uczestników rynku obowiązków wynikających z rozporządzenia REMIT. Nie przyznają bowiem uprawnienia do żądania przedstawienia dokumentów lub informacji mających znaczenie dla tej oceny od podmiotów innych niż przedsiębiorstwa energetyczne.

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 UE lub nie zamieszkują w UE, 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 energii, 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.

Kontrolowanie realizacji przez operatorów systemu gazowego zasady niedyskryminacyjnego dostępu stron trzecich

Niezbędne jest przede wszystkim przyznanie Prezesowi URE kompetencji do zatwierdzania instrukcji i regulaminów, na podstawie których prowadzi działalność operator systemu magazynowania i operator systemu skraplania paliw gazowych. Wprowadzenie tego obowiązku umożliwi Prezesowi URE kontrolowanie realizacji przez operatorów zasady niedyskryminacyjnego dostępu stron trzecich, zasad przyłączania do instalacji oraz zarządzania ograniczeniami systemowymi. Wprowadzenie ww. obowiązków ułatwi organowi regulacyjnemu 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 tegoż rozporządzenia. Przyznanie Prezesowi URE kompetencji do zatwierdzania regulaminu świadczenia usług 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.

Ponadto, należy doprecyzować kluczowe zapisy ustawy – Prawo energetyczne poprzez uregulowanie w odrębnych przepisach obowiązków poszczególnych operatorów tj. operatora systemu przesyłowego gazowego, operatorów systemu dystrybucyjnego gazowego, operatora systemu skraplania gazu i operatora systemu magazynowa-

nia. W chwili obecnej obowiązki tych operatorów reguluje art. 9c ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Należy podkreślić, że w ostatnich latach zostały wdrożone regulacje unijne, w tym przede wszystkim tzw. kodeksy sieci, które szczegółowo regulują funkcjonowanie rynku gazu ziemnego. Pod wpływem tych regulacji znaczącej zmianie ulega rola poszczególnych operatorów. W związku z tym określenie obowiązków wszystkich operatorów prowadzących działalność na rynku gazu ziemnego w jednym przepisie stało się niepraktyczne i rodzi coraz liczniejsze wątpliwości interpretacyjne. Niezbędne jest wprowadzenie zmian do ustawy – Prawo energetyczne w taki sposób, aby obowiązki poszczególnych operatorów regulowały odrębne przepisy. Warto podkreślić, że taki sposób regulacji obowiązków operatorów został już przyjęty w elektroenergetyce. Art. 9c ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne reguluje obowiązki operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, a art. 9c ust. 3 obowiązki operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego.

Kolejnym obszarem wymagającym ingerencji ustawodawcy jest doprecyzowanie zadań i obowiązków podmiotu odpowiedzialnego za prognozowanie wyznaczanego przez Prezesa URE na podstawie przepisów rozporządzenia 312/2014. Niezbędne jest wprowadzenie obowiązku przygotowywania prognoz przez podmiot odpowiedzialny za prognozowanie w taki sposób, aby minimalizować rozbieżności występujące pomiędzy prognozą na daną dobę a faktycznym zużyciem ustalonym na podstawie odczytów z urządzeń pomiarowych odbiorców końcowych. Przepisy ustawy – Prawo energetyczne

powinny przewidywać, że przygotowywana przed podmiot odpowiedzialny za prognozowanie metoda prognoz musi w sposób zrozumiały dla użytkowników sieci określać profile obciążenia oraz zawierać wzór umożliwiający użytkownikowi sieci obliczenie ilości paliwa, które powinien wprowadzić do systemu gazowego przy uwzględnieniu takich danych, jak przypisanie odbiorcy do danego profilu obciążenia, temperatura w danym dniu, dzień tygodnia. Zgodnie z art. 42 ust. 2 rozporządzenia 312/2014 metoda prognoz dotyczących mierzonych rządzić niż codziennie ilości odbieranych przez użytkowników sieci jest opracowywana, konsultowana i publikowana przez podmiot odpowiedzialny za prognozowanie. Wydaje się wskazane zwiększenie roli organu regulacyjnego w tym procesie i przyznanie Prezesowi URE kompetencji do zatwierdzania tej metody. Procedura zatwierdzania metody prognoz powinna być wzorowana na procedurze zatwierdzania instrukcji ruchu i eksploatacji sieci.

Konieczne 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.

Odnawialne źródła energii

Należy zwrócić uwagę, że funkcjonowanie wprowadzonych w 2018 r. systemów wsparcia wytwarzania energii z wybranych rodzajów odnawialnych źródeł energii – systemy FIT/FIP, zostało w 2019 r. wstrzymane – dla deklaracji FIT/FIP składanych w 2019 r. Powodem był brak przepisów wykonawczych do ustawy OZE pozwalających na określenie w 2019 r. stałej ceny zakupu ceny energii elektrycznej wytwarzanej w poszczególnych rodzajach instalacji OZE aplikujących do systemów FIT/FIP²⁰⁰). To zagrożenie dla dalszego funkcjonowania systemów FIT/FIP było sygnalizowane w Informacji Prezesa URE nr 101/2018 z 11 grudnia 2018 r. w sprawie składania deklaracji o zamiarze sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej po stałej cenie zakupu ustalonej zgodnie z art. 70e ustawy o odnawialnych źródłach energii.

Dodatkowo należy wskazać, że ustawa o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji wprowadziła do aukcyjnego systemu wsparcia nowe tzw. „koszyki aukcyjne”, jak również analogicznie uzupełniła systemy FIT/FIP. W konsekwencji istnieje pilna potrzeba dostosowania Internetowej Platformy Aukcyjnej do zmienionych przepisów prawa, celem zapewnienia skutecznego i efektywnego przeprowadzenia aukcji w 2019 r. Dostosowanie to bezwzględnie wymaga

²⁰⁰ Tj. przepisów rozporządzenia Ministra Energii w sprawie maksymalnej ceny „referencyjnej” w złotych za 1 MWh, za jaką może zostać w danym roku kalendarzowym sprzedana przez wytwórców w drodze aukcji energia elektryczna z odnawialnych źródeł energii.

zapewnienia środków finansowych na prace programistyczne i utrzymanie dalszego funkcjonowania Internetowej Platformy Aukcyjnej w nowym stanie prawnym.

Standardy jakościowe obsługi odbiorców

Doświadczenia regulacyjne wskazują, że konieczna 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 kwestie powinny być w sposób jednoznaczny oddzielone. W rozporządzeniach systemowych należy określić zarówno prawa, jak i obowiązki przedsiębiorstw energetycznych. Taka regulacja była zawarta w poprzednich rozporządzeniach systemowych. Poza tym rozporządzenia systemowe powinny wskazywać miejsca rozgraniczenia eksploatacji sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej, a także instalacji odbiorczej w zależności od punktu przyłączenia.

Niedostosowanie się przedsiębiorstw do wprowadzanych ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej

Mające miejsce w okresie od 10 do 31 sierpnia 2015 r. obniżenia dostępnych rezerw zdolności wytwórczych poniżej niezbędnych wielkości, spowodowane m.in. wyjątkowo wysokimi temperatu-

rami i niskimi stanami wód w zbiornikach wodnych i rzekach, spowodowały wystąpienie zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, co w efekcie skutkowało wprowadzeniem ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej. Z tego powodu od 2016 r. prowadzone były postępowania administracyjne w sprawie wymierzenia kar pieniężnych za niedostosowanie się do powyższych ograniczeń – co niezależnie od ich restrykcyjnego charakteru bez wątpienia przyczyniło się również do poprawy funkcjonowania przedsiębiorstw będących odbiorcami w zakresie zoptymalizowania warunków dostawy energii elektrycznej, w tym w szczególności w zakresie ustalenia właściwej mocy możliwej do pobrania (w warunkach normalnych i wyjątkowych), jak i uporządkowania relacji z operatorami systemów dystrybucyjnych co do uzgodnienia obowiązujących w danym roku planów ograniczeń.

Powyższe wydarzenia ukazały także słabe strony funkcjonujących na terenie kraju operatorów systemów dystrybucyjnych pod kątem przygotowywania, wdrażania i doręczania odbiorcom podlegającym ograniczeniom (o mocy umownej powyżej 300 kW) wspomnianych planów ograniczeń, określających wielkości maksymalnego dopuszczalnego poboru energii elektrycznej dla poszczególnych stopni zasilania. W tym aspekcie należy zauważyć, że zasadne jest przeprowadzenie takiej zmiany przepisów prawa regulujących zasady wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, która usprawni proces powiadamiania odbiorców przez właściwych operatorów systemów dystrybucyjnych i przesy-

łowych o fakcie wprowadzenia ograniczeń i warunkach poboru energii elektrycznej w okresie ich obowiązywania. Prowadzone postępowania dotyczące niedostosowania się odbiorców energii elektrycznej do wprowadzonych ograniczeń ujawniły także niewydolność kanałów komunikacyjnych pomiędzy ww. dystrybutorami a odbiorcami, których ograniczenia dotyczyły (w tym także tymi, którzy posiadają moc zamówioną na poziomie przekraczającym 1 MW). Stąd też reakcja odbiorców na wprowadzenie ograniczeń okazała się w wielu przypadkach niewystarczająca albo w znacznym stopniu spóźniona. Obniżenia poboru mocy przez odbiorców we wspomnianym zakresie były często nieadekwatne do dedykowanych im planów ograniczeń. Negatywnie zadziałało także w tej materii niedostosowanie indywidualnie ustalanych dla poszczególnych odbiorców planów ograniczeń do aktualnego zapotrzebowania na moc (po zmianie mocy umownej). W wielu przypadkach odbiorcy nie znali treści przypisanych im planów ograniczeń, plany ograniczeń nie zostały im doręczone lub wręcz nie zostały na ich potrzeby opracowane.

Postulowane zmiany legislacyjne w zakresie paliw gazowych

Spostrzeżenia dotyczące funkcjonowania przepisów regulujących działanie rynku energii są bieżąco przekazywane ministrowi energii. Niemniej z perspektywy końca 2018 r., Prezes URE dostrzega potrzebę wprowadzenia następujących regulacji prawnych:

- koniecznym jest zapewnienie spójności zapisów ustawy o zapasach z regulacjami zawartymi w ustawie – Prawo energetyczne oraz poprawa precyzyjności niektórych przepisów. W ocenie Prezesa URE praktyka stosowania ww. ustawy wskazuje na potrzebę wprowadzenia w niej dodatkowych regulacji celem uszczelnienia systemu utrzymywania zapasów obowiązkowych,
- doprecyzowanie niektórych przepisów ustawy – Prawo energetyczne dotyczących udzielania koncesji,
- doprecyzowanie art. 38 ustawy – Prawo energetyczne dotyczącego zabezpieczeń majątkowych. Zasadnym jest dodanie do obowiązującego art. 38 ww. ustawy dodatkowych zapisów mających na celu kompleksowe uregulowanie zasad dotyczących ustanawianych przez Prezesa URE zabezpieczeń majątkowych, które dotyczą wszystkich rodzajów działalności koncesjonowanej. Celem tych regulacji powinno być zapewnienie, że działalność koncesjonowana będzie wykonywana wyłącznie przez podmioty dysponujące odpowiednimi środkami finansowymi gwarantującymi prawidłowe wykonywanie działalności koncesjonowanej, dla których nie jest wymagane złożenie zabezpieczenia majątkowego albo przez podmioty, którym odpowiednia instytucja finansowa lub ubezpieczeniowa udzieli zabezpieczenia majątkowego w określonej wysokości,
- wprowadzenia regulacji wygaszających z mocy prawa koncesje w przypadku niepodjęcia albo zaprzestania działalności w określonym terminie

Regulacja tego typu zawarta jest w art. 42a ustawy – Prawo energetyczne w odniesieniu do paliw ciekłych. Istnienie takiej regulacji eliminowałyby tzw. „martwe koncesje”,

- rozwiązania legislacyjne mające na celu przeciwdziałanie nieuczciwym praktykom sprzedawców podczas sprzedaży bezpośredniej w gospodarstwach domowych:
 - zmiana art. 41 ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne poprzez wprowadzenie możliwości cofnięcia koncesji wprost w przypadku, gdy koncesjonariusz przestanie dawać rękojmię prawidłowego wykonywania działalności koncesjonowanej
 Postulowane rozwiązanie miałooby charakter prewencyjny. Uprawnienie do cofnięcia koncesji w przypadku, gdy koncesjonariusz dopuści się działań świadczących o tym, że nie daje on rękojmi prawidłowego wykonywania działalności koncesjonowanej dotyczyłoby takich działań jak np.: fałszowanie dokumentów, oszustwa przy zawieraniu umów, celowe i masowe wprowadzanie odbiorców w błąd. Kwestia rękojmi prawidłowego wykonywania działalności gospodarczej występowała m.in. w nieobowiązującej już ustawie o swobodzie działalności gospodarczej,
 - wprowadzenie regulacji zakazujących sprzedaży paliw gazowych w systemie sprzedaży bezpośredniej poza lokalem przedsiębiorstwa (w tak zwanej formule „door-to-door”) Jak wynika z prowadzonych postępowań administracyjnych oraz napływających do Prezesa URE skarg ten rodzaj sprzedaży

generuje bardzo dużą liczbę nieprawidłowości i oszustw w zakresie procedury zmiany sprzedawcy,

- z uwagi na fakt, że art. 62b ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne budzi wątpliwości w zakresie stosowania taryf na rzecz odbiorcy w gospodarstwie domowych, koniecznym jest doprecyzowanie tego przepisu w celu wyeliminowania jakichkolwiek wątpliwości interpretacyjnych (Prezes URE 3 października 2018 r. wydał Komunikat nr 76/2018 w sprawie zakresu stosowania taryf dla paliw gazowych zatwierdzanych przez Prezesa URE).

Postulowane zmiany legislacyjne dot. usunięcia z kompetencji Prezesa URE badania planów inwestycyjnych wytwórców energii elektrycznej, o których mowa w art. 16 ust. 20 i 21 ustawy – Prawo energetyczne

Prezes URE realizując zadania wynikające z ustawy – Prawo energetyczne w zakresie monitorowania bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej przeprowadza, w horyzoncie 2-letnim, badanie planów inwestycyjnych wytwórców energii elektrycznej, wypełniających obowiązek sporządzenia i przedłożenia Prezesowi URE 15-letnich prognoz, zgodnie z art. 16 ust. 20 i 21 ustawy – Prawo energetyczne.

Zgodnie z brzmieniem art. 16 ust. 20 ustawy – Prawo energetyczne, informacje o 15-letnich prognozach i ich aktualizacjach w zakresie przedsięwzięć dotyczących modernizacji, rozbudowy

istniejących lub budowy nowych źródeł, przedstawiają Prezesowi URE przedsiębiorstwa wytwarzające energię elektryczną eksploatujących źródła o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 50 MW.

Wskazać należy, że informacje o ww. prognozach przedsiębiorstwa równolegle przekazują do operatorów systemów elektroenergetycznych, do których sieci są przyłączone (art. 16 ust. 21).

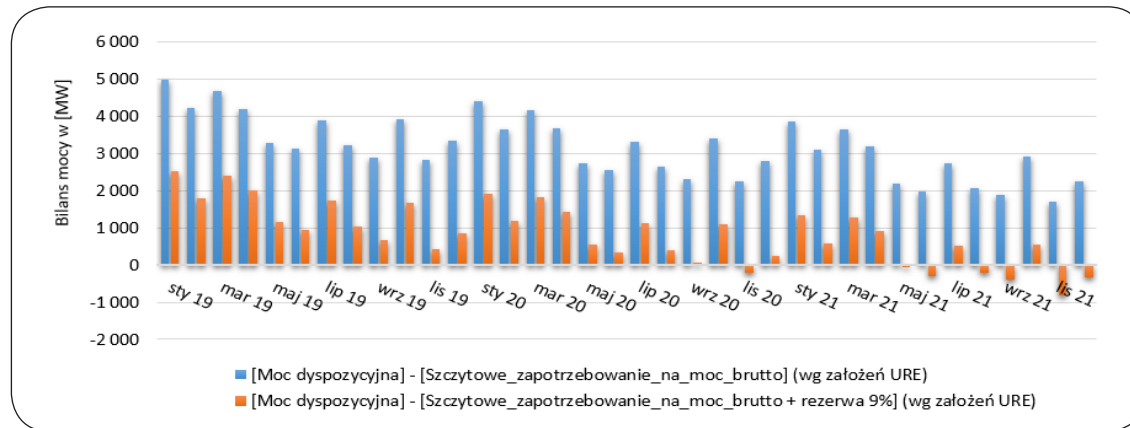
Informacje o zamierzeniach inwestycyjnych składa Prezesowi URE ok. 60 wytwórców energii elektrycznej, co stanowi niewiele ponad 5% koncesjonowanych przedsiębiorstw energetycznych w obszarze wytwarzania energii elektrycznej²⁰¹⁾.

Analiza danych i informacji od przedsiębiorstw wytwórczych oraz formułowane wnioski na podstawie zgromadzonych danych ze względu na niepełny zakres zbieranych informacji mogą prowadzić do istotnych rozbieżności wobec faktycznego stanu i potrzeb inwestycyjnych całego sektora energii elektrycznej. Tym samym, wnioskowanie na podstawie informacji przedstawianych przez 60 wytwórców Prezesowi URE może nie być miarodajne dla prawidłowej oceny zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w horyzoncie krótko- i długoterminowym odbiorcom.

Jako uzasadnienie tego wniosku może służyć analiza URE bazująca na niepełnych informacjach zgodnie z art. 16 ust. 20 i 21 ustawy – Prawo ener-

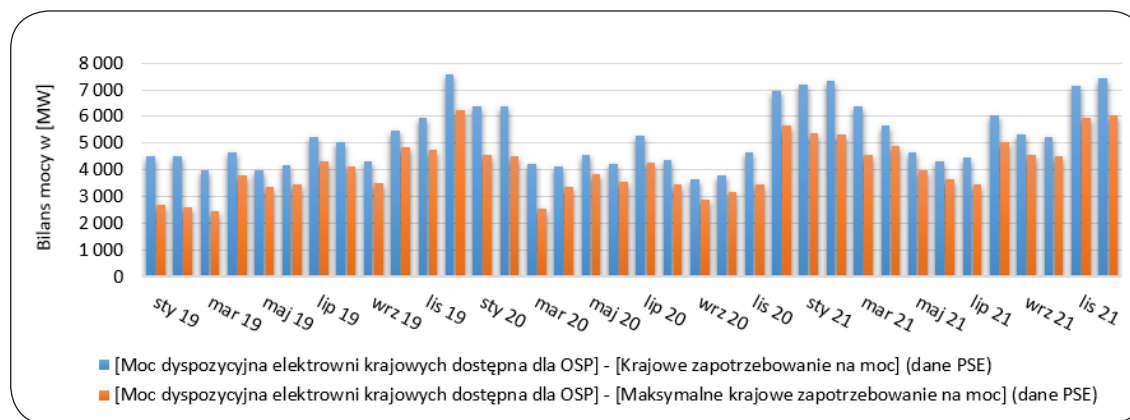
²⁰¹⁾ Biorąc pod uwagę, że niektóre przedsiębiorstwa energetyczne nie mają obowiązku uzyskania koncesji (na podstawie art. 32 ust. 1 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne), liczba wytwórców energii elektrycznej jest znacznie większa niż liczba przedsiębiorstw znajdujących się w bazie koncesji URE.

Rysunek 63. Bilans mocy dyspozycyjnej i szczytowego zapotrzebowania brutto na moc z uwzględnieniem rezerwy mocy na poziomie 9% w okresie od stycznia 2019 r. do grudnia 2021 r. Badanie URE



Źródło: URE na podstawie danych wynikających z badania ankietowego oraz danych PSE S.A.

Rysunek 64. Bilans mocy dyspozycyjnej i szczytowego zapotrzebowania brutto na moc w okresie od stycznia 2019 r. do grudnia 2021 r. Dane PSE S.A.



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

getyczne w porównaniu z analizą PSE S.A., która opiera się na pełnych danych. Obrazują to dane przedstawione na rys. 63-64 (str. 256).

Postulowane zmiany legislacyjne dot. obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej i gazu (art. 49a i art. 49b ustawy – Prawo energetyczne)

Stosownie do art. 49a ustawy – Prawo energetyczne przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej są obowiązane sprzedawać wytworzoną w danym roku energię elektryczną w publicznym obrocie.

Przedsiębiorstwa te są zobowiązane również do:

- składania Prezesowi URE sprawozdania z realizacji obliża giełdowego (art. 49a ust. 9),
- złożenia informacji o zawartych umowach, na podstawie których sprzedawali wytworzoną energię elektryczną na zasadach innych niż określone w art. 49a.

Zakres podmiotowy obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej

Zgodnie z obecnie brzmącym przepisem art. 49a ustawy – Prawo energetyczne, obowiązek publicznej sprzedaży energii dotyczy wszystkich przedsiębiorstw energetycznych wytwarzających energię elektryczną. Stosownie do art. 49a ust. 9, przedsiębiorstwa te powinny złożyć Prezesowi URE sprawozdanie z realizacji przedmiotowego obowiązku

w terminie do 31 marca każdego roku. Według stanu na koniec 2018 r., w bazie koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej wydanych przez Prezesa URE było 1 150²⁰²⁾ przedsiębiorstw wytwórczych, a dodatkowo należy zauważyć, że obowiązek ten dotyczy wszystkich przedsiębiorstw, nie tylko koncesjonowanych.

Jednocześnie, przepis art. 23 ust. 2 pkt 4a ustawy – Prawo energetyczne zobowiązuje Prezesa URE do kontroli wykonania przez wszystkie przedsiębiorstwa energetyczne obowiązku giełdowego.

Proponuje się zatem ograniczenie podmiotowe dotyczące składania sprawozdania z realizacji obliża giełdowego, o którym mowa w art. 49a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Podmiotami zobowiązanymi powinny być: „*przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, które eksploatują źródła o łącznej mocy zainstalowanej równej lub wyższej niż 50 MW*”.

Według stanu na 31 grudnia 2018 r., ww. wytwórcy dysponowali mocą zainstalowaną prawie 37 tys. MW, co stanowiło ponad 80% całkowitej mocy zainstalowanej w KSE.

Ponadto, z uwagi na fakt, że w obecnej ustawie – Prawo energetyczne brakuje przepisów sankcyjnych za niezłożenie sprawozdań z realizacji obliża giełdowego, Prezes URE postuluje wprowadzenie

²⁰²⁾ Baza koncesji URE, raport na 31 grudnia 2018 r. dot. przedsiębiorstw energetycznych posiadających koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej. Biorąc pod uwagę, że niektóre przedsiębiorstwa energetyczne nie mają obowiązku uzyskania koncesji (na podstawie art. 32 ust. 1 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne), ich liczba jest znacznie większa niż liczba przedsiębiorstw znajdujących się w bazie koncesji URE.

przy najbliższej nowelizacji ustawy w art. 56 ust. 1 przepisu regulującego tę kwestię, na przykład poprzez dodanie pkt 32a) o treści: „*nie przekazują w terminie sprawozdań, o których mowa w art. 49a ust. 9 i art. 49b ust. 5*”.

Zakres podmiotowy obowiązku złożenia informacji o zawartych umowach, na podstawie których sprzedawano wytworzoną energię elektryczną na zasadach innych niż określone w art. 49a

Stosownie do zapisu art. 49a ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w art. 49a, przekazuje Prezesowi URE informacje o zawartych umowach, na podstawie których sprzedaje wytworzoną energię elektryczną na zasadach innych niż określone w art. 49a, w terminie 7 dni od dnia ich zawarcia.

Jednocześnie, zgodnie z art. 49a ust. 8 „*Na podstawie danych zgromadzonych w trybie określonym w ust. 7, Prezes URE ogłasza w Biuletynie URE średnią kwartalną cenę energii elektrycznej niepodlegającej obowiązkowi, o którym mowa w ust. 1, w terminie 14 dni od dnia zakończenia kwartału*”.

Należy zwrócić uwagę, że dane przedstawiane przez przedsiębiorstwa wytwórcze dotyczą jedynie informacji z zawartych kontraktów (strony umowy, ilość i cena energii elektrycznej, okres na jaki została zawarta umowa). Aby dokonać obliczenia średniej kwartalnej ceny sprzedaży energii elektrycznej niepodlegającej obowiązkowi giełdowemu, Prezes URE musi pozyskać dane od przedsiębiorstw

wytwórczych o realizacji (wykonaniu) zawartych kontraktów. Wymaga to dodatkowego zebrania danych analogicznych jak określone w art. 49a ust. 7 od ww. przedsiębiorstw, ich weryfikacji i obliczenia ceny w krótkim 14- dniowym terminie po zakończeniu kwartału.

Według stanu na koniec 2018 r., w bazie koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej wydanych przez Prezesa URE było 1 150²⁰³⁾ przedsiębiorstw wytwórczych. Biorąc pod uwagę, że niektóre przedsiębiorstwa energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na wytwarzaniu energii elektrycznej nie mają obowiązku uzyskania koncesji Prezesa URE (na podstawie art. 32 ust. 1 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne), ich liczba jest znacznie większa niż liczba przedsiębiorstw znajdujących się w bazie koncesji URE.

Biorąc powyższe pod uwagę nie ma możliwości gromadzenia i weryfikacji danych od tak szerokiego grona zobowiązanych podmiotów tradycyjną drogą pocztową oraz obliczenia wiarygodnego poziomu ceny sprzedawanej energii elektrycznej niepodlegającej obowiązkowi giełdowemu w ciągu 14-dniowego terminu po zakończeniu kwartału. Tym bardziej, że w obecnie obowiązujących przepisach brakuje sankcji za niezrealizowanie obowiązku, o którym mowa w art. 49a

ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne w ustawowym terminie.

Przy najbliższej nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE proponuje:

- zmianę zakresu obowiązku, o którym mowa w art. 49a ust. 7 ustawy polegającą na rezygnacji w tym przepisie z informacji o zawartych umowach, na podstawie których przedsiębiorstwa energetyczne sprzedają energię elektryczną na rzecz informacji o realizacji zawartych kontraktów w danym okresie – bez względu na to kiedy zostały zawarte,
- zmianę treści przepisu art. 49a ust. 7 poprzez zmianę okresu, za jaki przedsiębiorstwo energetyczne jest zobowiązane przekazywać informacje Prezesowi URE dotyczące zawartych umów, na podstawie których sprzedawali wytworzoną energię elektryczną na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 ustawy –

Prawo energetyczne. Okres, za który zbierane są informacje powinny być zbieżny z okresem, za który Prezes URE ogłasza średnią kwartalną cenę energii elektrycznej,

- ograniczenie podmiotowe dotyczące składania informacji o zawartych kontaktach. Podmiotami zobowiązanymi powinny być: „przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, które eksploatują źródła o łącznej mocy zainstalowanej równej lub wyższej niż 50 MW”,
- wprowadzenie do art. 56 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne sankcji za brak przesłania informacji o zawartych kontraktach na sprzedaż energii elektrycznej niepodlegającej obowiązkowi giełdowemu, na przykład poprzez dodanie pkt 32b) o treści: „nie przekazuje w terminie informacji, o których mowa w art. 49a ust. 7”.



²⁰³⁾ Baza koncesji URE, raport na 31 grudnia 2018 r. dot. przedsiębiorstw energetycznych posiadających koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej. Biorąc pod uwagę, że niektóre przedsiębiorstwa energetyczne nie mają obowiązku uzyskania koncesji (na podstawie art. 32 ust. 1 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne), ich liczba jest znacznie większa niż liczba przedsiębiorstw znajdujących się w bazie koncesji URE.