Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki

w numerze:

- Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2019 r.

01/2020
NR 1 (110) 30 czerwca 2020 ISSN 1506-090X

Urząd Regulacji Energetyki

Spis treści

Wykaz skrótów używanych w Sprawozdaniu 3

Słowo wstępne Prezesa URE 5

Część I. Prezes URE – instytucja regulacyjna 7
1. Status prawny i ustawowe obowiązki Prezesa URE 7
2. Organizacja i funkcjonowanie urzędu 17
3. Kapitał ludzki 18
4. Budżet 20
   4.1. Dochody budżetu państwa wykonane przez URE 20
   4.2. Wydatki 21
   4.3. Inne 22
5. Kontrola zarządcza 22
6. Sądowa kontrola działalności Prezesa URE 23
7. Kontrola działalności Prezesa URE przez NIK oraz inne instytucje kontrolne 28

Część II. Elektroenergetyka 29
1. Rynek energii elektrycznej – sytuacja ogólna 29
   1.1. Rynek hurtowy 29
   1.2. Rynek detaliczny 36
2. Regulowanie działalności przedsiębiorstw elektroenergetycznych 41
   2.1. Koncesje 41
   2.2. Rejestr wytwórców w małych instalacjach odnawialnych źródeł energii 44
   2.3. Taryfy i warunki ich kształtowania 44
   2.4. Obowiązki sprawozdawcze i informacyjne przedsiębiorstw energetycznych związane z funkcjonowaniem systemów wsparcia OZE i CHP 48
3. Wyznaczanie operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych 52
4. Zatwierdzanie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci 52
5. Budowa wspólnego rynku energii elektrycznej – wdrożenie wytycznych i kodeksów sieciowych 54
6. Działania związane z rynkiem mocy 61
7. Monitorowanie funkcjonowania operatorów 63
   7.1. Monitorowanie realizacji zadań wykonywanych przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych 63
   7.2. Kontrolowanie realizacji obowiązków w zakresie warunków dostępu do sieci 75
   7.3. Monitorowanie warunków przyłączania podmiotów do sieci ... .81
   7.4. Monitorowanie zmiany sprzedawcy 84
   7.5. Ocena realizacji Programów Zgodności 87
8. Przesłanki i ocena bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej 89
   8.1. Monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego i ocena bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej 89
   8.2. Uzgadnianie projektów planów rozwoju elektroenergetycznych przedsiębiorstw sieciowych 101
   8.3. Uzgadnianie planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej opracowanego przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego 102
   8.4. Monitorowanie i kontrolowanie wypełniania obowiązku utrzymywania zapasów paliw ..104
   8.5. Monitorowanie planów inwestycyjnych przedsiębiorstw energetycznych w nowe moce wytwórcze 106
9. Obowiązki wynikające z ustawy o rozwiązaniu kontraktów długoterminowych – KDT 106

Część III. System wsparcia odnawialnych źródeł energii, kogeneracji i efektywności energetycznej 107
1. Zmiany systemu wsparcia OZE – sytuacja ogólna 107
2. System taryf gwarantowanych FIT oraz system dopłat do ceny rynkowej FIP 109
3. Aukcje na sprzedaż energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii 111
4. Nowe systemy wsparcia wysokosprawnej kogeneracji 115
5. Odbiorcy przemysłowi w systemie wsparcia OZE i kogeneracji 117
6. Wyznaczanie sprzedawców zobowiązanych 119
7. Kalkulacja stawki opłaty OZE 119
8. Wydawanie i umarzanie świadectw pochodzenia, świadectw pochodzenia biogazu rolniczego oraz świadectw pochodzenia z kogeneracji. Wydawanie gwarancji pochodzenia 121
9. Kontrola realizacji obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, świadectw pochodzenia biogazu rolniczego oraz świadectw pochodzenia z kogeneracji lub uiszczania opłat zastępczych 123
10. Wydawanie i umarzanie świadectw efektywności energetycznej 125
11. Kontrola realizacji obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw efektywności energetycznej lub uiszczenia opłaty zastępczej oraz obowiązku uzyskania oszczędności energii finalnej 126
12. Audyty energetyczne 127
13. Sprawy sporne dotyczące odmowy przyłączenia do sieci odnawialnych źródeł energii 128

Część IV. Gazownictwo 129
1. Rynek gazu ziemnego – sytuacja ogólna 129
   1.1. Model funkcjonowania rynku gazu w Polsce 129
   1.2. Rynek hurtowy 138
   1.3. Rynek detaliczny. Sprzedawca awaryjny 141
2. Regulowanie działalności przedsiębiorstw gazowniczych 142
   2.1. Koncesje 142
   2.2. Taryfy i warunki ich kształtowania 146
3. Wyznaczanie operatorów systemów gazowych 150
4. Certyfikaty niezależności 153
5. Monitorowanie funkcjonowania operatorów 154
   5.1. Monitorowanie wypełniania zadań przez operatorów systemów dystrybucyjnych, skraplania gazu ziemnego i magazynowania w zakresie warunków dostępu do sieci i instalacji 154
   5.2. Monitorowanie warunków przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywanie napraw tej sieci 162
   5.3. Monitorowanie zmiany sprzedawcy 164
   5.4. Ocena realizacji Programów Zgodności 165
6. Przesłanki i ocena bezpieczeństwa dostarczania gazu ziemnego 166
   6.1. Współpraca w zakresie budowy połączeń transgranicznych 166
   6.2. Uzgadnianie projektów planów rozwoju gazowniczych przedsiębiorstw sieciowych 170
   6.3. Weryfikacja lub ustalanie wielkości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego 175
   6.4. Zatwierdzanie planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego. Podstawy prawne i istota planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego 175
   6.5. Kontrolowanie obowiązków właściciela sieci przesyłowej oraz operatora systemu przesyłowego gazowego, w tym monitorowanie powiązań i przepływu informacji między nimi 177
   6.6. Ustalanie treści umowy powierzającej pomiędzy właścicielem sieci przesyłowej a operatorem systemu przesyłowego wyznaczonym na tej sieci 177
   6.7. Monitorowanie wypełniania obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego. Ustawa o zapasach 178
   6.8. Bezpieczeństwo dostarczania gazu ziemnego 183

Część V. Realizacja obowiązków wynikających z rozporządzenia REMIT 185

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 195
   2.1. Koncesje 195
   2.2. Rejestr podmiotów przywożących 200
   2.3. Obowiązki sprawozdawcze i informacyjne przedsiębiorstw energetycznych 200
   2.4. Wielkości produkcji i przywozu paliw ciekłych 202
3. Monitorowanie realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego 203
4. Monitorowanie realizacji Narodowego Celu Redukcyjnego 205

Część VIII. Działalność kontrolna URE 206
1. Kontrolowanie działalności przedsiębiorstw energetycznych 206
   1.1. Kontrola stosowania taryf 206
   1.2. Działania interwencyjne 207
   1.3. Kontrola realizacji obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej i paliw gazowych 209
   1.4. Kontrola przedsiębiorstw na rynku paliw ciekłych 212
   1.5. Naruszenia warunków koncesji 213
2. Nakładanie kar pieniężnych 213

Część IX. Inne zadania Prezesa URE 216
1. Publikowanie wskaźników cenowych 216
   1.1. Średnia cena energii elektrycznej dla gospodarstw domowych 216
   1.2. Średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym (roczna i kwartalne) 216
   1.3. Średnia kwartalna cena energii elektrycznej niepodlegająca obowiązkowi publicznej sprzedaży 217
   1.4. Średnioważone ceny energii elektrycznej na rynku hurtowym 218
   1.5. Średnia cena wytwarzanej energii elektrycznej wytwórców eksploatujących jednostki centralnie dysponowane opalane węglem (JWCD) ... .219
   1.6. Średnie ceny sprzedaży ciepła wytworzonego w należących do przedsiębiorstw posiadających koncesje jednostkach wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji 219
   1.7. Wskaźniki referencyjne ustalane dla potrzeb kalkulacji taryf dla ciepła 220
   1.8. Średnie kwartalne ceny zakupu gazu ziemnego z zagranicy 220
   1.9. Stopa wolna od ryzyka ustalana dla potrzeb kalkulacji taryfy 221
2. Rozstrzyganie sporów, skargi na działania przedsiębiorstw energetycznych 221
3. Statystyka publiczna 223
4. Raport Prezesa URE o działalności gospodarczej w sektorze energetycznym oraz planach rozwoju operatorów systemu elektroenergetycznego i gazowego 223
5. Powoływanie komisji kwalifikacyjnych 224

Część X. Komunikacja społeczna i działania na rzecz wzmocnienia pozycji odbiorcy 225
1. Formalne środki prawne na rzecz wzmocnienia pozycji odbiorcy 225
   1.1. Kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców 225
   1.2. Ochrona uzasadnionych interesów odbiorców w gospodarstwie domowym 227
2. Współdziałanie z właściwymi organami w przeciwdziałaniu praktykom przedsiębiorstw energetycznych ograniczającym konkurencję oraz z organizacjami konsumenckimi 228
3. Upowszechnianie wiedzy o rynku i prawach konsumenta 229
   3.1. Działalność Punktu Informacyjnego dla Odbiorców Energii i Paliw Gazowych 229
   3.2. Działalność informacyjno-edukacyjna 231
4. Współpraca z Punktem Informacji dla Przedsiębiorcy – procedury dotyczące działalności gospodarczej 235
5. Udział w „Programie otwierania danych publicznych" i publikacja zasobów informacyjnych URE 236

Część XI. Działania Prezesa URE o charakterze międzynarodowym 236

Część XII. URE w liczbach – działalność regulacyjna OT URE 239

Część XIII. Uwagi końcowe – zagadnienia wymagające rozwiązań 244

Informacje i komunikaty Prezesa URE 255

Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki

WYDAWCA Urząd Regulacji Energetyki, DSK WKS ADRES REDAKCJI 02-222 Warszawa, Al. Jerozolimskie 181, tel. (22) 487 55 90, www.ure.gov.pl
FOTO materiały fotograficzne wykorzystano za zgodą właścicieli praw autorskich

Nota copyright © do artykułów zamieszczonych w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki przysługuje autorom tych artykułów

Wykaz skrótów używanych w Sprawozdaniu

Publikatory prawne podane są wg stanu na 22 maja 2020 r.

ACER, Agencja	*Agency for the Cooperation of Energy Regulators* – Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki
CEER	*The Council of European Energy Regulators* – Rada Europejskich Regulatorów Energii
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 z późn. zm.)
ENTSO-E	*The European Network of Transmission System Operators for electricity* – Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych energii elektrycznej
ENTSO-G	*The European Network of Transmission System Operators for gas* – Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych gazu
ERRA	*Energy Regulators Regional Association* – Regionalne Stowarzyszenie Regulatorów Energetyki
GK PGNiG	Grupa Kapitałowa Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa
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 2020 r. poz. 256 z późn. zm.)
Kpc	ustawa z 17 listopada 1964 r. Kodeks postępowania cywilnego (Dz. U. z 2019 r. poz. 1460 z późn. zm.)
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny
LNG	*Liquefied Natural Gas* – Skroplony Gaz Ziemny
OGP Gaz-System S.A.	Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A.
Ordynacja podatkowa	ustawa z 29 sierpnia 1997 r. Ordynacja podatkowa (Dz. U. z 2019 r. poz. 900 z późn. zm.)
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 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 z późn. zm.)
rozporządzenie 713/2009 *(utraciło moc 3 lipca 2019 r.)*	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 *(utraciło moc 31 grudnia 2019 r.)*	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 z późn. zm.)
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 z późn. zm.)
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	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. 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 2017/1485	rozporządzenie Komisji (UE) 2017/1485 z 2 sierpnia 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej (Dz. U. UE L 220/1)
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)

WYKAZ SKRÓTÓW UŻYWANYCH W SPRAWOZDANIU

rozporządzenie 2017/2196	rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2196 z 24 listopada 2017 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych (Dz. U. UE L 312/54 z późn. zm.)
rozporządzenie 2019/941	rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/941 z 5 czerwca 2019 r. w sprawie gotowości na wypadek zagrożeń w sektorze energii elektrycznej i uchylające dyrektywę 2005/89/WE (Dz. U. UE L 158/1)
rozporządzenie 2019/942	rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/942 z 5 czerwca 2019 r. ustanawiające Agencję Unii Europejskiej ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (Dz. U. UE L 158/22)
rozporządzenie 2019/943	rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. U. UE L 158/54)
rozporządzenie BAL	rozporządzenie Komisji (UE) 312/2014 z 26 marca 2014 r. ustanawiające kodeks 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 kodeks 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) 2015/703 z 30 kwietnia 2015 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący 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 kodeks sieci dotyczący zharmonizowanych struktur taryf przesyłowych dla gazu (Dz. U. UE L 72/29)
rozporządzenie paliwowe	rozporządzenie Ministra Aktywów Państwowych z 27 listopada 2019 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 2019 r. poz. 2332)
dotychczasowe rozporządzenie paliwowe	rozporządzenie Ministra Energii z 15 grudnia 2016 r. w sprawie szczegółowego wykazu paliw ciekłych, których wytwarzanie, magazynowanie lub przeładunek, przesyłanie lub dystrybucja, obrót, w tym obrót z zagranicą, wymaga koncesji oraz których przywóz wymaga wpisu do rejestru podmiotów przywożących (Dz. U. z 2016 r. poz. 2039)
rozporządzenie REMIT	rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 z 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii (Dz. U. UE L 326/1)
rozporządzenie systemowe	rozporządzenie Ministra Gospodarki z 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. z 2007 r. Nr 93, poz. 623 z późn. zm.)
rozporządzenie taryfowe ciepłownicze	rozporządzenie Ministra Klimatu z 7 kwietnia 2020 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło (Dz. U. z 2020 r. poz. 718)
rozporządzenie taryfowe gazowe	rozporządzenie Ministra Energii z 15 marca 2018 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz. U. z 2018 r. poz. 640 z późn. zm.)
SGT EuRoPol GAZ S.A.	System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A.
SOKiK	Sąd Okręgowy w Warszawie – Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów
TGE S.A.	Towarowa Giełda Energii S.A.
TOE	Towarzystwo Obrotu Energią
TPA	Third Party Access – Zasada Dostępu Strony Trzeciej do Sieci
UE	Unia Europejska
UOKiK	Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów
URE, urząd	Urząd Regulacji Energetyki
ustawa – Prawo energetyczne, Prawo energetyczne	ustawa z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2020 r. poz. 833 z późn. zm.)
ustawa – Prawo przedsiębiorców	ustawa z 6 marca 2018 r. – Prawo przedsiębiorców (Dz. U. z 2019 r. poz. 1292 z późn. zm.)
ustawa z 7 lipca 2016 r.	ustawa z 7 lipca 2016 r. o zmianie ustawy o podatku od towarów i usług oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2016 r. poz. 1052 i 1165)
ustawa z 22 lipca 2016 r.	ustawa z 22 lipca 2016 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2016 r. poz. 1165 i 1986)
ustawa z 30 listopada 2016 r.	ustawa z 30 listopada 2016 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2016 r. poz. 1986)
ustawa z 7 lipca 2017 r.	ustawa z 7 lipca 2017 r. o zmianie ustawy o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2017 r. poz. 1387)
ustawa z 19 lipca 2019 r.	ustawa z 19 lipca 2019 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2019 r. poz. 1524)
ustawa ADR	ustawa z 23 września 2016 r. o pozasądowym rozwiązywaniu sporów konsumenckich (Dz. U. z 2016 r. poz. 1823)
ustawa OZE	ustawa z 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2020 r. poz. 261 z późn. zm.)
ustawa o biopaliwach	ustawa z 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych (Dz. U. z 2019 r. poz. 1155 z późn. zm.)
ustawa o cenach	ustawa z 28 grudnia 2018 r. o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2018 r. poz. 2538 z późn. zm.)
ustawa o CHP	ustawa z 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2020 r. poz. 250 z późn. zm.)
ustawa o dostępie do informacji publicznej	ustawa z 6 września 2001 r. o dostępie do informacji publicznej (Dz. U. z 2019 r. poz. 1429 z późn. zm.)
ustawa o efektywności energetycznej	ustawa z 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2020 r. poz. 264 z późn. zm.)
dotychczasowa ustawa o efektywności energetycznej	ustawa z 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2015 r. poz. 2167 z późn. zm.)
ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych	ustawa z 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych (Dz. U. z 2019 r. poz. 1124 z późn. zm.)
ustawa o finansach publicznych	ustawa z 27 sierpnia 2009 r. o finansach publicznych (Dz. U. z 2019 r. poz. 869 z późn. zm.)
ustawa o rozwiązaniu KDT	ustawa z 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz. U. z 2019 r. poz. 1874)
ustawa o rynku mocy	ustawa z 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2020 r. poz. 247)
ustawa o statystyce	ustawa z 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej (Dz. U. z 2020 r. poz. 443)

ustawa o swobodzie działalności gospodarczej	ustawa z 2 lipca 2004 r. o swobodzie działalności gospodarczej (Dz. U. z 2017 r. poz. 2168 z późn. zm.)
ustawa o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw	ustawa z 25 sierpnia 2006 r. o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw (Dz. U. z 2019 r. poz. 660 z późn. zm.)
ustawa o systemie rekompensat	ustawa z 19 lipca 2019 r. o systemie rekompensat dla sektorów i podsektorów energochłonnych (Dz. U. z 2019 r. poz. 1532 z późn. zm.)
ustawa o zamówieniach publicznych	ustawa z 29 stycznia 2004 r. – Prawo zamówień publicznych (Dz. U. z 2019 r. poz. 1843 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 2020 r. poz. 411)

Szanowni Państwo,

przekazuję na Państwa ręce Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2019 roku. Okres ten z pewnością był ważny dla wszystkich uczestników rynków energii i paliw w Polsce.

Nadrzędnym celem działań podejmowanych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki jest równoważenie interesów odbiorców i przedsiębiorstw energetycznych, przy zagwarantowaniu mechanizmów konkurencji rynkowej oraz dbanie o rozwój całego sektora. Nasze działania wpisują się przy tym w krajową i europejską politykę klimatyczną i wynikającą z niej strategię promowania i wspierania rozwoju odnawialnych źródeł energii oraz transformacji sektora.

Należy przy tym pamiętać, że zmiany, jakim podlega rynek energii w naszym kraju, niosą nowe wyzwania dla przedsiębiorstw energetycznych, w tym dla operatorów systemów elektroenergetycznych. Dystrybutorzy stoją przed koniecznością przygotowania się do całkiem nowego modelu funkcjonowania rynków detalicznych. Rolą regulatora jest ocena programów rozwoju przedsiębiorstw sieciowych tak, aby w długim horyzoncie czasowym zapewniały optymalizację nakładów i kosztów, a jednocześnie gwarantowały ciągłość, niezawodność i odpowiednią jakość usług świadczonych klientom. Szczególną uwagę zwracamy przy tym na efektywność przygotowywanych przez dystrybutorów inwestycji. W tym celu, w 2019 roku dokonaliśmy ewaluacji i uaktualnienia funkcjonującego od czterech lat tzw. modelu regulacji jakościowej. Wyznaczyliśmy nowe długoterminowe cele w perspektywie do 2025 roku, przewidzieliśmy też premię za ich wykonanie.

Szczególne zainteresowanie opinii publicznej i mediów w 2019 roku dotyczyło zatwierdzania przez Prezesa URE taryf na sprzedaż energii elektrycznej dla gospodarstw domowych na 2020 rok. Wynikało to przede wszystkim z przywrócenia URE funkcji regulacyjnych w tym obszarze po zamrożeniu cen na 2019 rok.

1 stycznia 2019 r. zaczęły obowiązywać nowe regulacje tzw. ustawy prądowej, które wprowadziły mechanizm ochrony odbiorców końcowych przed wzrostem cen energii elektrycznej. Poszerzyły także zakres obowiązków Prezesa URE, który został zobowiązany do przygotowywania i publikowania danych stanowiących podstawę do uruchomienia procesu wypłaty rekompensat dla przedsiębiorstw energetycznych. Zamrożenie cen w 2019 roku oraz szeroka debata publiczna na temat skali wzrostu cen w kolejnych latach spowodowały, że proces zatwierdzania taryf na rok 2020 stał się tematem szczególnie dyskutowanym w ostatnim kwartale minionego roku. Pozytywnym aspektem takiego zainteresowania była możliwość dotarcia do szerokiej opinii publicznej z przekazem dotyczącym znaczenia działań regulacyjnych podejmowanych przez URE na rynku energii elektrycznej oraz wyjaśnienie odbiorcom, co składa się na ich rachunki za energię elektryczną.

Miniony rok dla Urzędu Regulacji Energetyki to również czas intensywnych prac związanych m.in. z przygotowaniem i przeprowadzeniem kolejnych aukcji na sprzedaż energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii oraz pierwszej w historii aukcji na premię kogeneracyjną.

Sukcesywne zwiększanie udziału OZE w bilansie paliwowo-energetycznym Polski to jeden z priorytetów polityki klimatyczno-energetycznej. W ubiegłym roku Prezes URE po raz czwarty ogłosił aukcje na sprzedaż energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. W ramach wszystkich aukcji, które odbywały się w listopadzie i grudniu, przeznaczono do sprzedaży blisko 185 TWh energii o łącznej wartości ponad 69,6 mld zł. W wyniku rozstrzygnięcia wszystkich przeprowadzonych aukcji sprzedano prawie 91 TWh energii elektrycznej o łącznej wartości ok. 20,6 mld zł, a zakontraktowana w wyniku aukcji energia była tańsza, niż zakładał ustawodawca.

Przebieg, jak i wyniki ubiegłorocznych aukcji należy ocenić pozytywnie zarówno ze względu na

rekordowy wolumen i wartość zakontraktowanej energii, jej cenę, a także ze względu na sam proces aukcyjny realizowany przy wykorzystaniu systemu Internetowej Platformy Aukcyjnej (IPA).

Kolejnym ważnym wydarzeniem minionego roku były ogłoszone po raz pierwszy w historii aukcje na premię kogeneracyjną (combined heat and power, CHP). Ustawa z grudnia 2018 roku o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji zastąpiła dotychczasowy system wsparcia oparty na świadectwach pochodzenia z kogeneracji. Aukcje w roku 2019 odbywały się już według nowych zasad, gdzie wsparciem jest premia dopłacana wytwórcom do ceny energii elektrycznej w ramach jednego z czterech systemów: aukcyjnego, premii gwarantowanej i premii gwarantowanej indywidualnej ustalanej przez Prezesa URE oraz w postaci naboru – w formie premii kogeneracyjnej indywidualnej dla jednostek, które wygrają nabory przeprowadzane przez Prezesa URE.

Aukcja na premię kogeneracyjną za sprzedaż energii elektrycznej wytworzonej w nowych lub znacznie zmodernizowanych jednostkach kogeneracji (wszystkie o mocy zainstalowanej od 1 do mniej niż 50 MW) zakończyła się objęciem premią 3,6 TWh energii elektrycznej, a wartość premii przyznanej wytwórcom wyniosła ok. 308 mln zł. Wsparcie dla jednostek większych (o mocy ponad 50 MW) nie zostało przyznane, ponieważ żadna ze zgłoszonych ofert nie spełniła wymagań formalnych.

Jedną z ważniejszych kompetencji Prezesa URE jest monitorowanie rynku pod kątem ewentualnych niezgodnych z prawem praktyk przedsiębiorstw energetycznych oraz naruszania bezpieczeństwa konsumentów. Działania te mają na celu zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego, racjonalnego użytkowania paliw i energii, rozwoju konkurencji, spełniania wymogów ochrony środowiska, realizację zobowiązań wynikających z umów międzynarodowych oraz równoważenie interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii.

W 2019 roku Prezes URE po raz kolejny prowadził również postępowania mające na celu wykrycie ewentualnych manipulacji na rynku energii. Wszczęte 19 grudnia 2018 r. postępowanie wyjaśniające w sprawie znacznego wzrostu cen energii elektrycznej w okresie wrzesień-grudzień 2018 r. na instrumencie BASE_Y-19 notowanym na Towarowej Giełdzie Energii zostało zakończone złożeniem w maju ubiegłego roku zawiadomienia o podejrzeniu popełnienia przestępstwa manipulacji lub próby manipulacji na hurtowym rynku energii elektrycznej. BASE_Y-19 to roczny instrument terminowy z fizyczną dostawą na rok 2019 i jeden z podstawowych instrumentów na TGE.

Po analizie zebranych informacji stwierdzono, że tak istotny wzrost cen energii elektrycznej instrumentu BASE_Y-19 nie był jedynie wynikiem wzrostu kosztów poniesionych przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w związku z prowadzoną działalnością. Prokuratura Okręgowa w Warszawie w sierpniu 2019 r. wszczęła w tej sprawie dochodzenie.

W ubiegłym roku prowadzone były także trzy postępowania wyjaśniające w związku z nietypowymi zachowaniami uczestników rynku, które mogą wyczerpywać znamiona manipulacji bądź próby manipulacji na rynku lub niezgodnego z prawem wykorzystywania informacji wewnętrznych.

Zakres prac prowadzonych w urzędzie jest tak rozległy, jak złożona i wielowątkowa jest problematyka energetyczna. Określa go nie tylko ustawa – Prawo energetyczne, lecz także zapisy kilkunastu innych ustaw. Rok 2019 przyniósł kolejne akty prawne skutkujące nowymi obowiązkami Prezesa URE. Ustawa z 19 lipca 2019 r. o systemie rekompensat dla sektorów i podsektorów energochłonnych wprowadziła możliwość przyznawania przez Prezesa URE rekompensat podmiotom działającym w określonych w ustawie sektorach i podsektorach energochłonnych. Rekompensaty przyznawane będą w drodze decyzji wydawanej przez Prezesa URE.

Z kolei wspomniana już ustawa prądowa, która zagwarantowała brak wzrostu cen energii elektrycznej w 2019 r., skutkuje nowymi zadaniami realizowanymi przez Prezesa URE w roku 2020. Prowadzimy aktualnie badanie, które ma pokazać jak przedsiębiorcy wywiązali się z obowiązków w stosunku do poszczególnych grup odbiorców końcowych. Prezes URE jest organem właściwym do przeprowadzenia takiej weryfikacji i nałożenia ewentualnych kar pieniężnych na przedsiębiorców, którzy nie zrealizowali zobowiązań ustawowych.

Podsumowanie działań regulatora nie może pominąć naszego zaangażowania w 2019 roku na forum europejskim. W maju minionego roku Rada Unii Europejskiej zakończyła prace nad nowelizacją unijnych ram polityki energetycznej. Celem przyjętych rozwiązań jest ułatwienie przechodzenia na czystą energię, dalsza integracja europejskich rynków i większe zorientowanie na konsumenta oraz lepsze przygotowanie na sytuacje kryzysowe.

W czerwcu 2019 r. zostały opublikowane cztery niezwykle istotne dla funkcjonowania wspólnego rynku akty prawa unijnego: rozporządzenie 2019/943, rozporządzenie 2019/941, rozporządzenie 2019/942 dotyczące funkcjonowania Agencji ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER) oraz dyrektywa 2019/944. Przepisy tych rozporządzeń regulują kwestie związane m.in. z funkcjonowaniem mechanizmów mocowych (w Polsce jest to rynek mocy), poziomu dostępnych zdolności transgranicznych, funkcjonowania poszczególnych podmiotów na rynku (zwiększają rolę odbiorcy końcowego i możliwości jego udziału w rynku poprzez m.in. instytucję agregatorów), zarządzania sytuacjami kryzysowymi. Zmieniły też zakres kompetencji ACER.

Rozporządzenia w sposób znaczący wpłynęły również na zakres kompetencji i rolę regulatorów w ramach tworzenia wspólnego rynku. Od połowy 2019 r. rozpoczęły się intensywne prace nad wdrożeniem poszczególnych przepisów rozporządzeń, w których Prezes URE bardzo aktywnie brał udział zarówno na poziomie ACER, jak również wypełniając swoje kompetencje w odniesieniu do krajowego rynku – między innymi poprzez udział w przygotowaniu planu działania przyjętego w grudniu 2019 r. przez rząd RP.

Sprawozdanie zawiera nie tylko podsumowanie prac prowadzonych w Urzędzie Regulacji Energetyki w 2019 roku, ale stanowi także kompendium wiedzy o sektorze energetycznym w Polsce. Informacje i statystyki staramy się przedstawiać w ujęciu historycznym, prezentując dane porównawcze z lat poprzednich, co pozwala na obserwowanie trendów na rynku. Wiedza taka z pewnością jest jednym z fundamentów planowania kierunku transformacji polskiej energetyki.

Życzę Państwu inspirującej lektury.

Rafał Gawin
Prezes URE

CZĘŚĆ I. Prezes URE – instytucja regulacyjna

1. Status prawny i ustawowe obowiązki Prezesa URE

I. Prezes URE jest centralnym organem administracji rządowej, utworzonym przez ustawę – Prawo energetyczne, w celu realizacji zadań z zakresu regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji. Podstawowym aktem prawnym określającym prawa i obowiązki Prezesa URE pozostaje ustawa – Prawo energetyczne. Niemniej, na przestrzeni lat wiele dodatkowych obowiązków Prezesa URE zostało określonych również w wielu innych przepisach prawa, w tym regulacjach unijnych stosowanych wprost bez obowiązku ich implementacji do krajowych przepisów prawa.

Rok 2019 był dwudziestym drugim rokiem obowiązywania ustawy – Prawo energetyczne i jednocześnie dwudziestym pierwszym rokiem funkcjonowania organu regulacyjnego. Ustawa – Prawo energetyczne na przestrzeni już ponad dwóch dekad obowiązywania była wielokrotnie nowelizowana (kilkadziesiąt razy), sześciokrotnie też ogłoszono jej tekst jednolity (w 2019 r. w Dz. U. pod poz. 755[1)]). W roku sprawozdawczym miały miejsce kolejne zmiany tej ustawy. Coroczne 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.

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. Na przestrzeni ponad dwudziestoletniego obowiązywania ustawy – Prawo energetyczne, jej liczne zmiany jak również nowelizacje pozostałych ustaw określających uprawnienia i obowiązki Prezesa URE (o czym niżej) modyfikują charakter i zakres

[1)] Ostatni tekst jednolity: Obwieszczenie Marszałka Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej z 6 kwietnia 2020 r. w sprawie ogłoszenia jednolitego tekstu ustawy – Prawo energetyczne, Dz. U. z 2020 r. poz. 833.

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), w tym zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych, promowania konkurencji, kontroli i sprawozdawczości wynikającej m.in. z obowiązku realizacji współpracy międzynarodowej. Z kolei zmiany prawa na rynku paliw ciekłych jak również rozszerzanie zakresu kompetencji kontrolnych skutkują wyposażeniem Prezesa URE w uprawnienia typowo inspekcyjne czy wręcz „operacyjne" (REMIT). Szczególnej ochronie poddano w 2019 r. odbiorców końcowych, w tym odbiorców w gospodarstwach domowych poprzez „zamrożenie" cen energii, wprowadzone ustawą o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw, zwaną potocznie „ustawą o cenach". W minionym roku zauważalne było poszerzenie obszaru uprawnień organu regulacyjnego o kompetencje „władcze" np. przyznawanie, w drodze decyzji, rekompensat dla przedsiębiorców „energochłonnych" oraz orzekanie o obowiązku ich zwrotu, czy obowiązek ustalenia decyzją administracyjną treści umowy powierzającej pomiędzy właścicielem sieci przesyłowej gazowej a operatorem wyznaczonym na tej sieci. W związku z tym, ze względu na rozpiętość zakresu regulowanych obszarów coraz trudniejsze jest jednoznaczne zdefiniowanie charakteru kompetencji tego organu, w szczególności, że uprawnienia Prezesa URE wykraczają poza rynki regulowane.

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

Podobnie jak w latach ubiegłych, rok 2019 przebiegał pod znakiem bardzo intensywnych prac legislacyjnych, poświęconych w szczególności istotnej nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne, czy ustawy OZE.

Rok sprawozdawczy upłynął także pod znakiem realizacji ważnych dla sektora energetycznego regulacji zawartych w aktach prawnych uchwalonych w latach 2017-2018, takich jak: ustawa o CHP, ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych, ustawa OZE, ustawa o rynku mocy czy ustawa o cenach. Warto także podkreślić, że bardzo ważne dla funkcjonowania Prezesa URE okazało się wejście w życie ustawy – Prawo przedsiębiorców, znowelizowanego Kpa oraz Kpc.

II. Skutkiem opisanych powyżej przeobrażeń legislacyjnych jest rozczłonkowanie kompetencji Prezesa URE w zróżnicowanych aktach prawnych, regulujących wyodrębnione aspekty rynku. Podjęte intensywne działania ustawodawcy oddziaływują istotnie na zakres zadań realizowanych przez Prezesa URE, który na przestrzeni ostatnich lat ulega nieustającemu rozszerzaniu. Znaczące zmiany regulacji prawnych w zakresie szeroko pojętej energetyki spowodowały, że aktualnie szczegółowe zadania Prezesa URE, przewidziane przez ustawodawcę, zawierają się we wskazanych poniżej ustawach. Mając na uwadze, że do realizacji poszczególnych zadań wynikających z tych ustaw odniesiono się 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 CHP,
6) ustawa o biopaliwach,
7) ustawa o zapasach,
8) ustawa o rozwiązaniu KDT,
9) ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych,
10) ustawa o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw,
11) ustawa o statystyce,
12) ustawa o zamówieniach publicznych,
13) ustawa ADR,
14) ustawa o systemie rekompensat.

Należy również wskazać, że w 2019 r. Prezes URE realizował zadania wynikające z rozporządzeń unijnych, których wydanie miało na celu przyspieszenie procesu budowy wspólnego rynku energii elektrycznej oraz wspólnego rynku gazu:

1) rozporządzenie 347/2013,
2) rozporządzenie 543/2013,
3) rozporządzenie 713/2009,
4) rozporządzenie 714/2009,
5) rozporządzenie 715/2009,
6) rozporządzenie 2015/1222,
7) rozporządzenie 2016/631,
8) rozporządzenie 2016/1388,
9) rozporządzenie 2016/1447,
10) rozporządzenie 2016/1719,
11) rozporządzenie 2017/1938,
12) rozporządzenie 2017/2195,
13) rozporządzenie BAL,
14) rozporządzenie CAM,
15) rozporządzenie IO,
16) rozporządzenie NC TAR,
17) rozporządzenie REMIT,
18) rozporządzenie 2019/941,
19) rozporządzenie 2019/942,
20) rozporządzenie 2019/943.

III. Niezależnie od kwestii usytuowania przez ustawodawcę zadań organu regulacyjnego w coraz większej liczbie przepisów 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 oraz paliw ciekłych, a także w ograniczonym zakresie kwestie związane z funkcjonowaniem odnawialnych źródeł energii i kogeneracji.

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

1) udzielanie i cofanie koncesji,
2) zatwierdzanie i kontrolowanie stosowania taryf paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła pod względem zgodności z zasadami określonymi w ustawie i przepisach wykonawczych, w tym analizowanie i weryfikowanie kosztów przyjmowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne jako uzasadnione do kalkulacji cen i stawek opłat w taryfach,
3) ustalanie:
   a) współczynników korekcyjnych określających projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego oraz zmianę warunków wykonywania przez to przedsiębiorstwo danego rodzaju działalności gospodarczej;
   b) okresu obowiązywania taryf i współczynników korekcyjnych;
   c) wysokości uzasadnionego zwrotu z kapitału, dla przedsiębiorstw energetycznych przedkładających taryfy do zatwierdzenia;
   d) maksymalnego udziału opłat stałych w łącznych opłatach za świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji dla poszczególnych grup odbiorców w taryfach dla paliw gazowych i energii, w przypadkach gdy wymaga tego ochrona interesów odbiorców;
   e) 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,
7) kontrolowanie wykonywania przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się obrotem paliwami gazowymi obowiązku sprzedaży gazu ziemnego wysokometanowego na zasadach określonych w art. 49b ust. 1,
8) uzgadnianie projektów planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych,
9) wyznaczanie operatorów systemu przesyłowego, systemu dystrybucyjnego, systemu magazynowania, systemu skraplania gazu ziemnego lub systemu połączonego oraz publikowanie w Biuletynie 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) wydawanie decyzji ustalającej treść umowy powierzającej pełnienie obowiązków operatora sytemu przesyłowego gazowego,
14) 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,
15) zatwierdzanie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowych i dystrybucyjnych,
16) 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,
17) kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz kontrolowanie na wniosek odbiorcy dotrzymania parametrów jakościowych paliw gazowych i energii elektrycznej,
18) 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,
19) kontrolowanie realizacji przez operatora systemu przesyłowego gazowego lub operatora systemu połączonego gazowego oraz innych uczestników rynku paliw gazowych obowiązków wynikających z przepisów rozporządzenia 715/2009, a także wykonywanie innych obowiązków organu regulacyjnego wynikających z tego rozporządzenia oraz zatwierdzanie odpowiednich punktów w systemie przesyłowym, objętych obowiązkiem, o którym mowa w art. 18 tego rozporządzenia, a także wykonywanie obowiązków organu regulacyjnego wynikających z rozporządzeń przyjętych na podstawie art. 8 oraz art. 23 tego rozporządzenia,
20) 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,
21) 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,
22) 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,
23) 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,
24) rozstrzyganie sporów w zakresie m.in. odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, umowy sprzedaży, umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw lub energii, umowy o świadczenie usług transportu gazu ziemnego, umowy o świadczenie usługi magazynowania paliw gazowych, umowy o udostępnienie części instalacji do magazynowania paliwa gazowego, umowy o świadczenie usługi skraplania gazu ziemnego oraz umowy kompleksowej, a także w przypadku nieuzasadnionego wstrzymania dostarczania paliw gazowych lub energii,
25) nakładanie kar pieniężnych na zasadach określonych w ustawie,
26) współdziałanie z właściwymi organami w przeciwdziałaniu praktykom przedsiębiorstw energetycznych ograniczającym konkurencję,

27) współdziałanie z Komisją Nadzoru Finansowego,
28) 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,
29) 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,
30) 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,
31) ustalanie metod kontroli i podejmowanie działań dla poprawy efektywności przedsiębiorstw energetycznych,
32) określanie i publikowanie wskaźników i cen wskaźnikowych istotnych dla procesu kształtowania taryf,
33) publikowanie informacji służących zwiększeniu efektywności użytkowania paliw i energii,
34) zbieranie i przetwarzanie informacji dotyczących przedsiębiorstw energetycznych, w tym obliczanie i ogłaszanie w terminie do 31 marca każdego roku:
    a) średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym oraz sposobu jej obliczenia;
    b) należących do przedsiębiorstw posiadających koncesje jednostkach wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji:
        – opalanych paliwami węglowymi;
        – opalanych paliwami gazowymi;
        – opalanych olejem opałowym;
        – stanowiących instalacje odnawialnego źródła energii;
    c) 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,
35) 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,
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) 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 stronom 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,

39) wydawanie, na wniosek organu właściwego do wydania pozwolenia zintegrowanego, o którym mowa w ustawie – Prawo ochrony środowiska[2)], 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,
40) kontrolowanie przedsiębiorstwa energetycznego lub podmiotu przywożącego na zasadach określonych w ustawie,
41) prowadzenie w postaci elektronicznej:
a) rejestru podmiotów przywożących;
b) wykazu podmiotów, które złożyły wnioski o udzielenie, zmianę lub cofnięcie koncesji albo o udzielenie lub zmianę promesy koncesji;
c) rejestru przedsiębiorstw energetycznych posiadających koncesję;
d) wykazu podmiotów posiadających promesę koncesji;
e) wykazu podmiotów, wobec których toczyło się postępowanie w sprawie udzielenia koncesji, które zostało następnie 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,
42) 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 problemów[3)],
43) 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,
44) wykonywanie innych zadań określonych w ustawie lub ustawach odrębnych.

Analizując zakres zadań nałożonych na Prezesa URE w art. 23 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne wydawać by się mogło, że uległ on w roku sprawozdawczym nieznacznemu zmniejszeniu, jednak nie świadczy to o ich ograniczeniu. Przeciwnie, uprawnienia organu regulacyjnego usunięte z Prawa energetycznego przeniesione zostały i szczegółowo rozwinięte w ustawach szczególnych. Jest to wyrazem obserwowanej już w latach ubiegłych tendencji do rozszerzania zakresu kompetencji Prezesa URE w odrębnych aktach prawnych odnoszących się do wąskiego zakresu obszaru objętego regulacją tego organu. Przykładem takich przepisów są wspomniane wyżej ustawy: o rynku mocy, o CHP oraz o systemie rekompensat, o czym niżej. Jednocześnie coraz bardziej utrudnione jest pozyskanie środków na realizację tych zadań, mimo ich wskazania zarówno w regułach wydatkowych poszczególnych ustaw, jak i w Ocenie Skutków Regulacji nowoprojektowanych i nowelizowanych ustaw.

Aktualna zatem pozostaje teza, że zakres kompetencji Prezesa URE ulega nieustającemu i znaczącemu zwiększaniu, i to nie tylko pod względem ilości, ale również stopnia złożoności kolejnych zadań. Zmienia się tym samym charakter nadzoru Prezesa URE nad rynkami regulowanymi, determinowany zmieniającymi się warunkami zewnętrznymi, zmierzając do jak najpełniejszego wykorzystania instrumentów prawnych do realizacji powierzonych zadań.

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

[3)] Przepis dodany ustawą ADR, który wszedł w życie 10 stycznia 2017 r.

IV. W 2019 r. dokonano szeregu zmian z zakresu szeroko rozumianego obszaru prawa energetycznego. W odniesieniu do nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne, istotna zmiana w zakresie kompetencji Prezesa URE dotyczyła ustalenia, w drodze decyzji, umowy powierzającej pełnienie obowiązków operatora systemu przesyłowego gazowego między operatorem systemu przesyłowego gazowego a właścicielem sieci przesyłowej gazowej. Pozostałe zmiany w większości przypadków nie wniosły kluczowych zmian z punktu widzenia kompetencji Prezesa URE. Miały one raczej na celu dostosowanie tej ustawy do zmian innych istotnych przepisów ustawowych, jak również uporządkowanie obszarów objętych regulacją, pod kątem ich prawidłowego funkcjonowania. Niektóre zmiany posiadały w istocie charakter porządkujący.

Poniżej przedstawiono, w porządku chronologicznym, kolejne nowelizacje ustawy – Prawo energetyczne dokonane w roku sprawozdawczym.

1. Z początkiem 2019 r. weszły w życie – co do zasady – przepisy ustawy z 22 marca 2018 r. o komornikach sądowych[4], która to ustawa, w art. 263 dokonała zmiany ustawy – Prawo energetyczne poprzez włączenie komornika sądowego w szereg podmiotów uprawnionych do żądania ujawnienia tajemnicy służbowej, o której mowa w art. 17 rozporządzenia REMIT (1 stycznia 2019 r.).

2. Kolejne zmiany ustawy – Prawo energetyczne, przewidziane ustawą z 9 listopada 2018 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw[5], weszły w życie 1 stycznia i 18 czerwca 2019 r. Zmiany te dotyczyły m.in. wprowadzenia spójnej dla rynku energii elektrycznej i gazu instytucji sprzedawcy rezerwowego, zapewniającego odbiorcom końcowym sprzedaż rezerwową w warunkach wskazanych w ustawie. Tą samą ustawą wprowadzono przepisy realizujące postanowienia rozporządzenia 2016/631, rozporządzenia 2016/1388 oraz rozporządzenia 2016/1447. Ustanowiono także obowiązek sprzedaży przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej 100% wytworzonej energii na giełdach towarowych, na rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium RP rynek regulowany lub na zorganizowanej platformie obrotu.

3. 25 stycznia 2019 r. weszła w życie ustawa o CHP. Wprowadziła ona nowe systemy wsparcia dla jednostek kogeneracji (system aukcyjny, premie gwarantowane i premie kogeneracyjne), które zastąpiły dotychczas istniejący mechanizm bazujący na formule świadectw pochodzenia, uchylając tym samym przepisy ustawy – Prawo energetyczne dotyczące materii związanej z kogeneracją, która została kompleksowo uregulowana w nowouchwalonej ustawie. Ponadto, zmieniono m.in. przepisy dotyczące promesy koncesji i taryf – w zakresie dotyczącym wytwarzania energii elektrycznej w kogeneracji.

4. Z kolei, 2 sierpnia 2019 r. weszła w życie ustawa z 4 lipca 2019 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne[6]. Ustawą tą wyposażono Prezesa URE w kompetencję do ustalenia, w drodze decyzji, umowy powierzającej pełnienie obowiązków operatora systemu przesyłowego gazowego między operatorem systemu przesyłowego gazowego a właścicielem sieci przesyłowej gazowej – na warunkach wskazanych w ustawie.

5. Ustawą z 19 lipca 2019 r. o zmianie ustawy o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym oraz ustawy – Prawo energetyczne[7] uchylono przepisy ustawy – Prawo energetyczne odnoszące się do uchylonego wcześniej rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 256/2014 w sprawie zgłaszania Komisji projektów inwestycyjnych dotyczących infrastruktury energetycznej w Unii Europejskiej.

6. Natomiast ustawa z 4 lipca 2019 r. o zmianie ustawy o podatku od towarów i usług oraz niektórych innych ustaw[8] znowelizowała ustawę – Prawo energetyczne poprzez zmianę definicji paliw ciekłych zawartej w art. 3 pkt 3b, wprowadziła również regulację dotyczącą procedury składania wniosków o zmianę koncesji w związku ze zmianą wykazu paliw ciekłych, zawartego w akcie wykonawczym do ustawy.

7. Istotna zmiana Prawa energetycznego została dokonana ustawą z 19 lipca 2019 r. o zmia-

[4] Dz. U. z 2020 r. poz. 121.

[5] Dz. U. z 2018 r. poz. 2348.

[6] Dz. U. z 2019 r. poz. 1435.

[7] Dz. U. z 2019 r. poz. 1517.

[8] Dz. U. z 2019 r. poz. 1520.

nie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw[9]. Ustawą tą zmieniono przepisy Prawa energetycznego odnoszące się m.in. do prosumenta energii odnawialnej, mikroinstalacji, poszerzono katalog sporów rozstrzyganych przez Prezesa URE o odmowę dokonania zmiany umowy o przyłączenie do sieci odnawialnego źródła energii w zakresie terminu dostarczenia po raz pierwszy do sieci energii elektrycznej oraz uzupełniono regulację dotyczącą działania Koordynatora do spraw negocjacji przy Prezesie URE.

8. Zauważyć również należy, że w 2019 r. weszły w życie przepisy dokonujące nieznacznych zmian ustawy – Prawo energetyczne, wynikające z:

- ustawy z 14 grudnia 2018 r. o ochronie danych osobowych przetwarzanych w związku z zapobieganiem i zwalczaniem przestępczości[10],
- ustawy z 21 lutego 2019 r. o zmianie ustawy o zasadach zarządzania mieniem państwowym oraz niektórych innych ustaw[11],
- ustawy z 21 lutego 2019 r. o zmianie niektórych ustaw w związku z zapewnieniem stosowania rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2016/679 z 27 kwietnia 2016 r. w sprawie ochrony osób fizycznych w związku z przetwarzaniem danych osobowych i w sprawie swobodnego przepływu takich danych oraz uchylenia dyrektywy 95/46/WE (ogólne rozporządzenie o ochronie danych)[12],
- ustawy z 19 lipca 2019 r. o zmianie ustawy o systemie monitorowania drogowego i kolejowego przewozu towarów oraz niektórych innych ustaw[13].

W roku sprawozdawczym kontynuowano prace nad „wielką" nowelą ustawy – Prawo energetyczne[14]. Zakres projektowanych zmian jest bardzo obszerny 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.

V. W 2019 r. miały miejsce cztery nowelizacje ustawy z 28 grudnia 2018 r. o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw[15]. Przypomnieć w tym miejscu należy, że w związku z występującymi w 2018 r. dynamicznymi wzrostami cen energii elektrycznej na rynku hurtowym, w celu stabilizacji obciążeń finansowych odbiorców końcowych energii elektrycznej w 2019 r. ustawodawca, ww. ustawą, 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 podlegających 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), określanie w drodze decyzji indywidualnych kosztów jednostkowych dla grup odbiorców końcowych oraz nakładanie kar pieniężnych (art. 7a) na przedsiębiorstwa energetyczne nieprzestrzegające obowiązków wynikających z ustawy o cenach. Praktyczna realizacja postanowień tej ustawy napotykała liczne trudności, które wymagały jej nowelizacji. I tak, dokonane w 2019 r. zmiany tej ustawy obejmowały w szczególności art. 5, 6 i 7 oraz polegały na doprecyzowaniu obowiązków przedsiębiorstw obrotu i zasad ich realizacji oraz kręgu odbiorców uprawnionych.

Dodać przy tym należy, że wprowadzone ustawą o cenach „zamrożenie" cen energii elektrycznej obowiązywało wyłącznie do końca 2019 r. i nie jest obecnie kontynuowane, natomiast zadania Prezesa URE będą realizowane w 2020 r. i latach następnych.

[9] Dz. U. z 2019 r. poz. 1524.
[10] Dz. U. z 2019 r. poz. 125.
[11] Dz. U. z 2019 r. poz. 492.
[12] Dz. U. z 2019 r. poz. 730.
[13] Dz. U. z 2019 r. poz. 1556.
[14] Projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (UC34).
[15] Dz. U. z 2018 r. poz. 2538 i z 2019 r. poz. 412.

VI. W 2019 r. uchwalona została ustawa o systemie rekompensat[16]. Wprowadza ona nowy system wsparcia dla podmiotów wykonujących działalność gospodarczą w sektorach lub podsektorach energochłonnych – rekompensaty z tytułu przenoszenia kosztów zakupu uprawnień do emisji (w rozumieniu ustawy o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych) na ceny energii elektrycznej zużywanej do wytwarzania produktów przez te podmioty.

Zauważyć należy, że wysokość ceny energii elektrycznej na rynku hurtowym uzależniona jest w dużym stopniu od obowiązku zakupu przez wytwórców energii uprawnień do emisji. Wysokie ceny energii mają negatywny wpływ na krajowy przemysł energochłonny, jak również na jego międzynarodową konkurencyjność. Tym ujemnym zjawiskom ma przeciwdziałać system rekompensat określony ustawą. Organem odpowiedzialnym za rozpoznawanie wniosków o rekompensaty, przyznawanie tych rekompensat, a także orzekanie o obowiązku ich zwrotu jest Prezes URE. Ustawa określa szczegółowo zasady obliczania wysokości rekompensat przyznawanych za rok kalendarzowy. Organ regulacyjny uprawniony jest także do wymierzania kar za nieprzestrzeganie obowiązków określonych ustawą, tj. podawanie nieprawdziwych informacji, odmowę ich udzielenia oraz nieudostępnienia wglądu do ksiąg rachunkowych. Co istotne, podmioty ubiegające się o rekompensaty nie mogą korzystać z przywilejów dedykowanych odbiorcom końcowym ustawą o cenach. Ustawa o systemie rekompensat weszła w życie 29 sierpnia 2019 r., zatem ocena funkcjonowania jej postanowień będzie możliwa w kolejnych latach.

VII. Rok 2019 był także czwartym rokiem obowiązywania ustawy OZE. Reguluje ona system wsparcia dla wytwarzania energii i biogazu rolniczego w instalacjach odnawialnego źródłach energii, w tym w szczególności zasady i warunki wykonywania działalności wytwórczej oraz mechanizmy i instrumenty wspierające. W 2019 r. dokonano kolejnych, ważnych zmian w przepisach tej ustawy, przy których aktywny udział brał Prezes URE. Do najistotniejszych zmian należy zaliczyć:

1) rozszerzenie definicji prosumenta energii odnawialnej poprzez objęcie pojęciem prosumenta energii odnawialnej nowych kategorii odbiorców końcowych, w tym w szczególności przedsiębiorców, dla których wytwarzanie energii elektrycznej nie stanowi przedmiotu ich przeważającej działalności gospodarczej regulowanej przepisami wydanymi na podstawie art. 40 ust. 2 ustawy o statystyce,
2) doprecyzowanie zasad stosowania tzw. instrumentu „opustów", w tym w szczególności poprzez:
   a) objęcie tym instrumentem prosumentów energii odnawialnej będących przedsiębiorcami w związku ze zmianą definicji prosumenta;
   b) określenie, że zgromadzona przez danego prosumenta nadwyżka z danego okresu rozliczeniowego przechodzi na kolejne okresy w sposób umożliwiający rozliczenie nadwyżek zgromadzonych w okresie letnim na potrzeby deficytu przypadającego na okres zimowy,
3) wprowadzenie możliwości sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców dysponujących mikroinstalacjami na zasadach innych niż sprzedawca zobowiązany,
4) doprecyzowanie zasad przyłączania mikroinstalacji na podstawie zgłoszenia, w tym wprowadzenie upoważnienia ustawowego do wydania w tym zakresie rozporządzenia,
5) doprecyzowanie zasad umożliwiających budowę mikroinstalacji, dla których nie będzie potrzebne uzyskiwanie decyzji o pozwoleniu na budowę (instalacje do 50 kW),
6) określenie do 31 grudnia 2039 r. maksymalnego terminu, w jakim możliwe będzie, przez okres 15 lat, uzyskiwanie przez wytwórców wsparcia na podstawie ustawy OZE,
7) zmiany w zakresie spółdzielni energetycznych:
   a) modyfikacja przesłanek uzyskania statusu spółdzielni energetycznej;
   b) umożliwienie korzystania z instrumentu „opustów" przez spółdzielnie energetyczne, które będą wytwarzać energię elektryczną w celu jej zużycia na własne potrzeby z możliwością częściowego „zmagazynowania" wprowadzonych nadwyżek energii elektrycznej poprzez dokonanie odpowiedniego rozliczenia przez sprzedawcę energii;
   c) zmiany w zakresie umów stosowanych przez sprzedawców dokonujących „opustu", celem ułatwienia dokonywania wzajemnych rozliczeń;
   d) wprowadzenie wykazu spółdzielni energetycznych,

[16] Dz. U. z 2019 r. poz. 1532.

8) zmiany w zakresie systemu wsparcia FIT/FIP:
   a) rozszerzenie katalogu o instalacje wykorzystujące biomasę do wytwarzania energii elektrycznej w instalacji OZE;
   b) doprecyzowanie zakresu dokumentacji składanej wraz z deklaracją o zamiarze sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej po stałej cenie zakupu;
   c) wprowadzenie możliwości modyfikowania deklaracji w zakresie mocy zainstalowanej instalacji oraz ilości energii elektrycznej;
   d) zwiększenie poziomu ceny referencyjnej do 95% dla mikro- i małych instalacji,
9) zmiany w zakresie sytemu aukcyjnego OZE:
   a) doprecyzowanie brzmienia regulacji, dotyczącej uprawnień wytwórców do uczestnictwa w aukcji (art. 72a);
   b) wydłużenie możliwego wieku urządzeń montowanych w instalacjach OZE uczestniczących w aukcjach „dla nowych instalacji" z okresu 36 do 42 miesięcy;
   c) usunięcie wymogu przedstawienia prawomocnej decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla projektowanej instalacji OZE oraz wypisu i wyrysu z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego, przy wydawaniu zaświadczeń o dopuszczeniu do aukcji;
   d) rozszerzenie wymogów formalnych oferty o wskazanie planowanej daty rozpoczęcia okresu, w którym wytwórca będzie korzystać z aukcyjnego systemu wsparcia, jak również planowanej ilości energii do sprzedaży w ramach systemu aukcyjnego;
   e) umożliwienie uczestnikowi aukcji przeprowadzenia aktualizacji oferty w zakresie dotyczącym planowanej daty rozpoczęcia okresu korzystania z aukcyjnego systemu wsparcia lub alokacji energii do poszczególnych lat wskazanych w ofercie oraz mocy zainstalowanej instalacji,
10) modyfikacja zasady rozliczenia dodatniego salda poprzez wskazanie, że zwrot dodatniego salda nie powinien przekroczyć wysokości wypłaconego ujemnego salda wytwórcy,
11) wprowadzenie przepisów wzmacniających mechanizm gwarancji pochodzenia mających na celu wzmocnienie wiarygodności polskich gwarancji pochodzenia i ich uznawanie na zasadzie wzajemności w obrocie z innymi państwami członkowskimi Unii Europejskiej, Konfederacji Szwajcarskiej, państwami członkowskimi Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stronami umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym lub państwami członkowskim Wspólnoty Energetycznej,
12) określenie maksymalnej ilości energii elektrycznej i jej wartości przeznaczonej do sprzedaży w aukcjach na 2019 r.

VIII. W 2019 r. weszła w życie zmiana ustawy o zapasach[17)]. Miała ona na celu dalszą optymalizację rozwiązań w zakresie zapewnienia bieżącego zapotrzebowania na pojemności magazynowe przy uwzględnieniu obecnych możliwości rynku, jak też umożliwienia szybkiego uruchomienia zapasów interwencyjnych w przyszłości poprzez zwiększenie ilości zapasów utrzymywanych w postaci tzw. paliw finalnych oraz odpowiednie dostosowanie rynku magazynowego. W tym celu m.in. rozszerzono zakres kompetencji Prezesa Agencji Rezerw Materiałowych o uprawnienia o charakterze interwencyjnym a także planistycznym, ukształtowano strukturę zapasów interwencyjnych (określając wielkość zapasów utrzymywanych w postaci paliw na poziomie 75%), doprecyzowano także przepisy dotyczące pojęcia okresowych awarii w systemach magazynowych lub przesyłowych, jak również wprowadzono szereg zmian redakcyjnych i ujednolicających.

Zmieniono także przepisy sankcyjne przewidujące możliwość wymierzenia kar także osobom kierującym przedsiębiorstwem energetycznym – wzorem regulacji zawartej w art. 56 ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne.

IX. W minionym roku zmieniona została również ustawa o biopaliwach[18)]. Celem nowelizacji było w pierwszej kolejności dookreślenie obowiązków związanych z realizacją Narodowego Celu Wskaźnikowego (dalej: „NCW"). W dalszym ciągu podstawowym zadaniem organu regulacyjnego w tym obszarze jest monitorowanie realizacji NCW. Poszerzono jednocześnie listę produktów zaliczanych do realizacji NCW o m.in. biowodór i inne paliwa odnawialne, wprowadzono mechanizm tzw. *„obligatoryjnego blendingu"*, sprecyzowano postanowienia w zakresie procedur oraz wymagań doty-

[17)] Dz. U. z 2019 r. poz. 1517.

[18)] Dz. U. z 2019 r. poz. 1527.

czących certyfikacji jakościowej biokomponentów, a także wprowadzono zmiany dotyczące funkcjonowania Funduszu Niskoemisyjnego Transportu. Większość zmian powyższej ustawy wchodzi w życie dopiero w 2020 r.

X. W 2019 r. weszła także w życie obszerna nowelizacja Kpc[19], której postanowienia – co do zasady – obowiązują od 7 listopada 2019 r. Wprowadzone zmiany stawiają w nowym świetle relacje Prezesa URE i przedsiębiorstw energetycznych w postępowaniu sądowym. Na szczególną uwagę zasługują zmiany mające na celu przyspieszenie rozpoznawania spraw (np. poprzez zwiększenie zakresu rozpoznawania spraw na posiedzeniach niejawnych), zmiany w zakresie postępowania zażaleniowego, czy też wymagań co do zawartości pism procesowych. Zmianie uległy również zasady zawieszenia i umorzenia postępowania sądowego. Nie bez znaczenia jest również zmiana ustawy o kosztach sądowych w sprawach cywilnych podnosząca opłaty sądowe, w tym koszty wpisu w postępowaniu w sprawach z zakresu regulacji energetyki.

Zauważyć przy tym należy, że nowe regulacje znajdują zastosowanie do postępowań odwoławczych od decyzji Prezesa URE, które zostały wydane po wejściu w życie omawianych przepisów. W związku z powyższym, sprawy z odwołań od decyzji Prezesa URE toczą się obecnie przy zastosowaniu dwóch odrębnych procedur. Jakkolwiek celem nowelizacji było przyspieszenie i odformalizowanie postępowania, tym niemniej zakres zaangażowania Prezesa URE utrzymuje się na dotychczasowym, wysokim poziomie.

[19] Ustawa z 4 lipca 2019 r. o zmianie ustawy – Kodeks postępowania cywilnego oraz niektórych innych ustaw, Dz. U. z 2019 r. poz. 1469.

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 Energetyki[20].

W 2019 r. Prezesem URE był Maciej Bando oraz – od 24 lipca – Rafał Gawin, powołany na to stanowisko na pięcioletnią kadencję.

W skład URE wchodziły następujące komórki organizacyjne i wyodrębnione stanowiska:

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

W 2019 r. w skład URE wchodziły następujące oddziały terenowe, które obejmowały swoim zasięgiem terytorialnym 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.

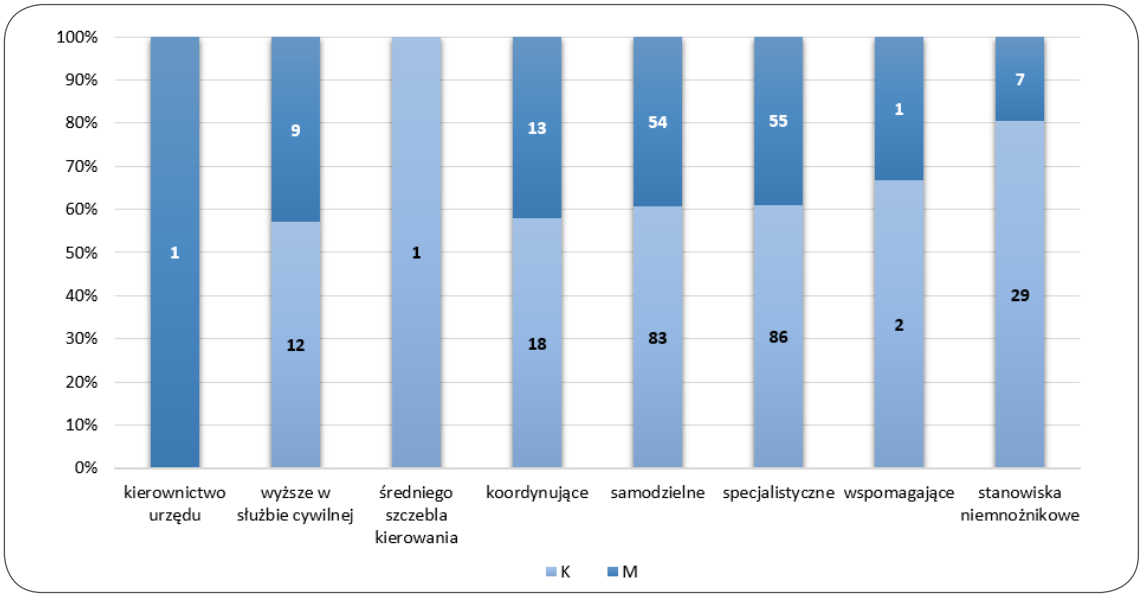
[20] Obwieszczenie Prezesa Rady Ministrów z 11 września 2017 r. w sprawie ogłoszenia jednolitego tekstu zarządzenia Prezesa Rady Ministrów w sprawie nadania statutu Urzędowi Regulacji Energetyki (M. P. z 2017 r. poz. 885).

3. Kapitał ludzki

Urząd Regulacji Energetyki na koniec 2019 r. zatrudniał 371 osób, w tym 231 kobiet i 140 mężczyzn. Przeciętne zatrudnienie w urzędzie w przeliczeniu na pełny etat wyniosło 360,40.

Wśród pracowników, 334 osoby (90%) to członkowie korpusu służby cywilnej, których zatrudnienie reguluje ustawa z 21 listopada 2008 r. o służbie cywilnej[21], 35 osób (9,4%) to pracownicy zatrudnieni na stanowiskach pomocniczych, robotniczych i obsługi na podstawie przepisów ustawy z 16 września 1982 r. o pracownikach urzędów państwowych[22], 1 osoba zatrudniona na wysokim stanowisku państwowym według zasad określonych w ustawie z 31 lipca 1981 r. o wynagrodzeniu osób zajmujących kierownicze stanowiska państwowe[23] oraz 1 osoba zatrudniona na stanowisku Koordynatora ds. negocjacji według zasad określonych w ustawie – Prawo energetyczne.

Rysunek 1. Zatrudnienie w URE w poszczególnych grupach stanowisk



Źródło: URE.

Korpus służby cywilnej

Według stanu na 31 grudnia 2019 r., urząd zatrudniał członków korpusu służby cywilnej w następujących grupach stanowisk:

1) wyższe stanowiska w służbie cywilnej: 21 osób,
2) stanowiska średniego szczebla zarządzania: 1 osoba,
3) stanowiska koordynujące w służbie cywilnej: 31 osób,
4) stanowiska samodzielne w służbie cywilnej: 137 osób,
5) stanowiska specjalistyczne w służbie cywilnej: 141 osób,
6) stanowiska wspomagające w służbie cywilnej: 3 osoby.

Wśród członków korpusu służby cywilnej, 64 osoby posiadały status urzędnika służby cywilnej, w tym 57 osób, które pomyślnie przeszły postępowanie kwalifikacyjne (37 kobiet i 20 mężczyzn) oraz 7 absolwentów Krajowej Szkoły Administracji Publicznej (2 kobiety i 5 mężczyzn). Tym samym, urzędnicy służby cywilnej stanowili ponad 19% członków korpusu służby cywilnej oraz ponad 17% ogółu zatrudnionych w urzędzie.

Struktura wykształcenia

Wyższe wykształcenie posiada 350 osób (blisko 95% zatrudnionych), w tym wszyscy pracownicy merytoryczni. Pozostali pracownicy, zatrudnieni

[21] Dz. U. z 2020 r. poz. 265.
[22] Dz. U. z 2018 r. poz. 1915.
[23] Dz. U. z 2019 r. poz. 152 z późn. zm.

głównie na stanowiskach pomocniczych, posiadają wykształcenie średnie i policealne.

Struktura wiekowa i staż pracy

Średnia wieku w urzędzie w 2019 r. wyniosła ponad 43 lata. Ludzie młodzi, przed 40-tym rokiem życia, stanowią znaczący odsetek ogółu zatrudnionych (ponad 40%). Wśród zatrudnionych 3 osoby posiadały ustalone prawo do emerytury, natomiast 15 osób posiadało orzeczenia o stopniu niepełnosprawności.

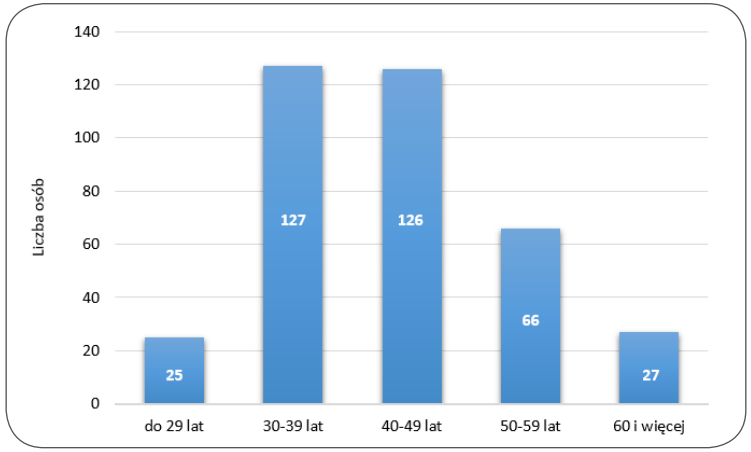
Średni ogólny staż pracy pracownika URE w 2019 r. wyniósł nieco ponad 18 lat. Pracownicy wchodzący w życie zawodowe, posiadający do pięciu lat ogólnego stażu pracy, stanowili blisko 11% zatrudnionych. W 2019 r. w urzędzie pracowały osoby zatrudnione:

1) ponad 20 lat: 73 osoby, w tym 2 pracujące od początku istnienia urzędu,
2) od 16 do 20 lat: 33 osoby,
3) od 11 do 15 lat: 50 osób,
4) od 6 do 10 lat: 55 osób,
5) od roku do 5 lat: 122 osoby,
6) do roku: 38 osób.

Ponad połowa zatrudnionych (57%) pracuje w urzędzie dłużej niż 5 lat. Średni staż w URE w 2019 r. wyniósł ponad 9 lat (rys. 4).

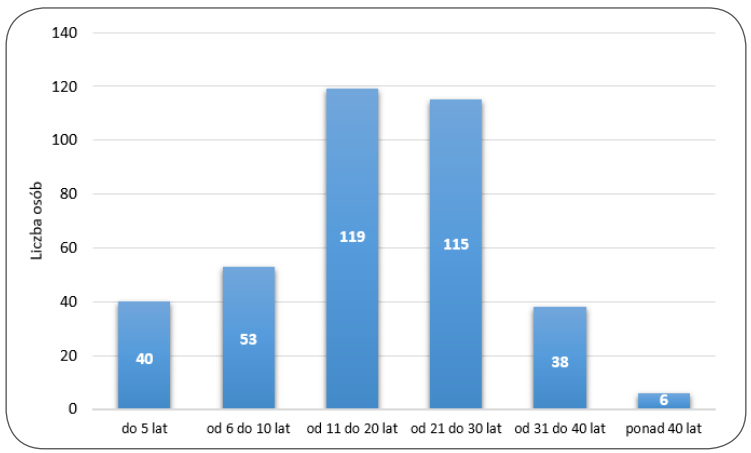
Oznacza to, że URE dla pracowników jawi się jako stabilny pracodawca, z którym warto związać się na lata. Jednocześnie, jesteśmy urzędem zatrudniającym w zdecydowanej większości doświadczonych fachowców.

Rysunek 2. Zatrudnienie w URE w poszczególnych grupach wiekowych



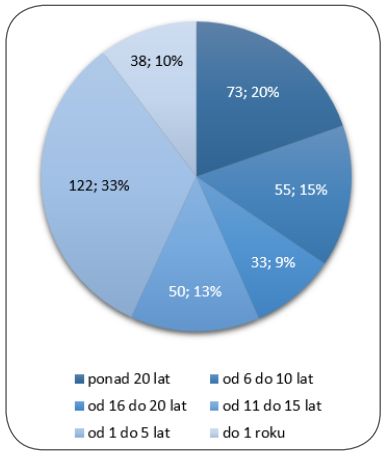
Źródło: URE.

Rysunek 3. Zatrudnienie w URE według doświadczenia zawodowego w latach



Źródło: URE.

Rysunek 4. Zatrudnienie w URE według stażu w Urzędzie (w latach)



Źródło: URE.

Fluktuacja

W okresie sprawozdawczym do pracy w urzędzie przyjęto 44 osoby, z czego 4 osoby to absolwenci różnego typu szkół, którzy w URE podjęli swoją pierwszą pracę zawodową. Spośród nowo przyjętych tylko 2 osoby (4,5%) zrezygnowały z pracy w URE przed końcem roku. Z osobami zatrudnionymi w 2019 r. zawarto:

1) umowę na czas określony: 28 osób,
2) umowę na okres próbny: 4 osoby,
3) umowę na zastępstwo: 3 osoby,
4) umowę na czas nieokreślony: 5 osób,

5) mianowanie: 2 osoby,
6) powołanie: 2 osoby.

Ponadto, jedna osoba powróciła do pracy z urlopu wychowawczego trwającego dłużej niż 3 miesiące oraz jedna osoba powróciła z urlopu bezpłatnego trwającego dłużej niż 3 miesiące.

W trakcie 2019 r. ustał stosunek pracy z 48 osobami, w tym w trybie:
1) porozumienia stron: 19 osób,
2) z upływem czasu, na który umowa była zawarta: 5 osób,
3) w związku z przejściem na emeryturę lub rentę: 8 osób,
4) wypowiedzenia przez pracownika: 10 osób,
5) wypowiedzenia przez pracodawcę: 1 osoba,
6) z powodu choroby trwającej dłużej niż okres zasiłkowy: 1 osoba,
7) odwołania: 1 osoba,
8) przeniesienia służbowego: 3 osoby.

Dodatkowo, 2 osoby rozpoczęły korzystanie z urlopu wychowawczego trwającego dłużej niż 3 miesiące oraz 2 osoby otrzymały na swój wniosek urlop bezpłatny, trwający dłużej niż 3 miesiące. Wskaźnik rotacji w urzędzie w 2019 r. wyniósł blisko 13%.

4. Budżet

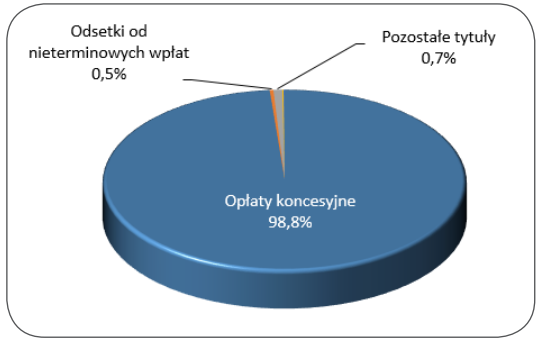
Plan dochodów i wydatków na 31 grudnia 2019 r. dla części 50 – Urząd Regulacji Energetyki wynosił:
- dochody: 111 800,0 tys. zł,
- wydatki: 51 280,6 tys. zł.

Wykonanie budżetu urzędu wyniosło:
- dochody przekazane do budżetu państwa: 138 823,1 tys. zł, tj. 124,2% planu,
- wydatki ogółem: 51 039,4 tys. zł, tj. 99,5% planu.

4.1. Dochody budżetu państwa wykonane przez URE

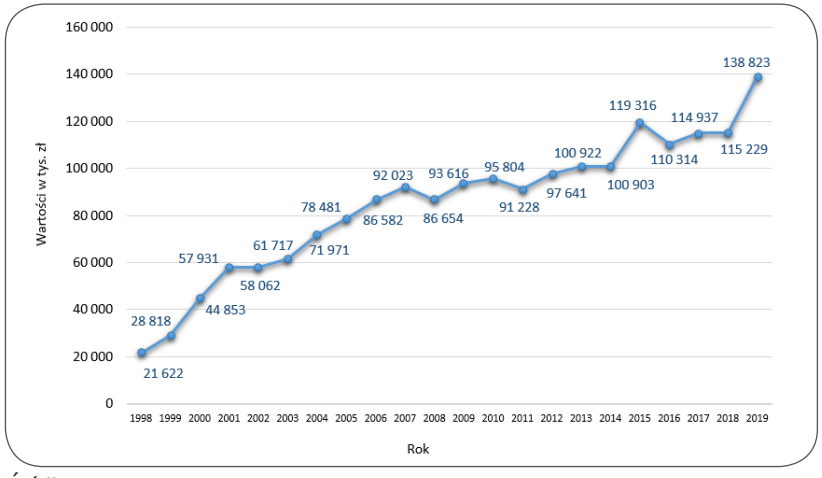
Na 2019 r. urząd planował wykonanie dochodów w wysokości 111 800 tys. zł. Dochody zrealizowano w wysokości 138 823,1 tys. zł, tj. 124,2% planu ogółem. Na powyższą kwotę złożyły się wpływy z tytułu:
- opłat koncesyjnych – 137 189,9 tys. zł,
- grzywien i innych kar pieniężnych od osób prawnych i innych jednostek organizacyjnych – 341,6 tys. zł,
- odsetek od nieterminowych wpłat opłat koncesyjnych – 741,8 tys. zł,
- odsetek od kaucji – 352,0 tys. zł,
- wpłat z różnych opłat – 191,4 tys. zł,
- różnych dochodów – 2,8 tys. zł,
- sprzedaży składników majątkowych – 0,4 tys. zł,

Rysunek 5. Struktura zrealizowanych dochodów URE w 2019 r.



Źródło: URE.

Rysunek 6. Dochody odprowadzone przez URE do budżetu państwa w latach 1997-2019



Źródło: URE.

- wpływy z rozliczeń/zwrotów z lat ubiegłych – 3,2 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.

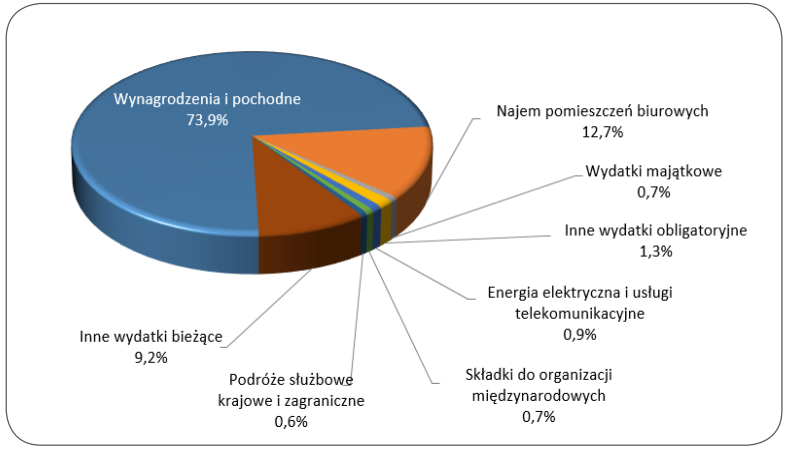
4.2. Wydatki

W 2019 r. urząd realizował wydatki budżetowe w rozdziale 75001 Urzędy naczelnych i centralnych organów administracji rządowej. Zgodnie z ustawą budżetową na rok 2019, limit wydatków w części 50 – Urząd Regulacji Energetyki ustalony został w wysokości 43 607 tys. zł, w tym:

- świadczenia na rzecz osób fizycznych: 5 tys. zł,
- wydatki bieżące: 41 602 tys. zł, w tym:
  - *wynagrodzenia 28 447 tys. zł;*
  - *pochodne od wynagrodzeń 4 851 tys. zł;*
  - *pozostałe wydatki bieżące 8 304 tys. zł,*
- wydatki majątkowe: 2 000 tys. zł.

Do 31 grudnia 2019 r. dokonano 22 zmian w planie wydatków. Osiem zmian wynikało z decyzji Ministra Finansów, które dotyczyły zwiększenia budżetu URE o kwotę 7 673,6 tys. zł z przeznaczeniem na sfinansowanie zadań wynikających z ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, ustawy OZE, ustawy o systemie rekompensat, ustawy o CHP oraz na sfinansowanie dodatków służby cywilnej dla osób

Rysunek 7. Struktura wydatków URE w 2019 r.



Źródło: URE.

mianowanych 1 grudnia 2018 r. oraz 1 grudnia 2019 r. Natomiast pozostałe zmiany były zmianami wewnętrznymi (bez skutków finansowych).

Plan po zmianach wynosił 51 280,6 tys. zł, w tym:

- świadczenia na rzecz osób fizycznych: 13,3 tys. zł,
- wydatki bieżące: 50 911,3 tys. zł, w tym:
  - *wynagrodzenia 32 077,8 tys. zł;*
  - *pochodne od wynagrodzeń 848,3 tys. zł;*
  - *pozostałe wydatki bieżące 12 985,2 tys. zł,*
- wydatki majątkowe: 356,0 tys. zł.

Największą pod względem wielkości realizacji pozycją wydatków bieżących urzędu były wynagrodzenia wraz z pochodnymi, które wyniosły 37 729,9 tys. zł i stanowiły 73,9% poniesionych wydatków ogółem oraz wydatki związane z najmem pomieszczeń biurowych w wysokości 6 480,8 tys. zł, tj. 12,7% wydatków ogółem.

Pozostałe wydatki bieżące dotyczyły:

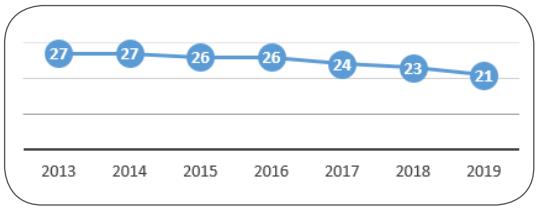
- składek do organizacji międzynarodowych (350,9 tys. zł, tj. 0,7% wydatków ogółem),
- różnych obligatoryjnych wydatków, w tym: wpłat na PFRON, odpisów na ZFŚS, badań wstępnych i okresowych, szkoleń (681,7 tys. zł, tj. 1,3%),
- podróży służbowych krajowych i zagranicznych (324,4 tys. zł, tj. 0,6% wydatków ogółem),
- energii elektrycznej oraz usług telekomunikacyjnych (436,7 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 (4 666,9 tys. zł, tj. 9,2% wydatków ogółem).

Wydatki majątkowe wyniosły 355,0 tys. zł, tj. 0,7% ogółu poniesionych wydatków i dotyczyły głównie zakupów sprzętów i oprogramowania.

Świadczenia na rzecz osób fizycznych wyniosły 13,1 tys. zł, tj. 0,03% ogółu poniesionych wydatków.

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

Rysunek 8. 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 trakcie 2019 r. budżet URE był podwyższony o środki z rezerw celowych w wysokości 7 673,6 tys. zł na sfinansowanie nowych zadań nałożonych na Prezesa URE.

4.3. Inne

W 2019 r. prowadzono intensywne działania windykacyjne w celu efektywnego dochodzenia należności Skarbu Państwa z tytułu opłat koncesyjnych i kar pieniężnych, tj. w szczególności:

- wydano 304 decyzje w obszarze windykacji należności z tytułu opłat koncesyjnych i kar pieniężnych,
- w trybie art. 15 ustawy z 17 czerwca 1966 r. o postępowaniu egzekucyjnym w administracji[24)] wystawiono 276 upomnień na łączną kwotę należności głównej 309 750 226,50 zł,
- zgodnie z przepisami ww. ustawy wystawiono 900 tytułów wykonawczych do urzędów skarbowych, w zakresie windykowanych należności dotyczących opłat i kar pieniężnych, w celu wszczęcia postępowania egzekucyjnego na łączną kwotę należności głównej 377 820 558 zł.

5. Kontrola zarządcza

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

Celem kontroli zarządczej jest zapewnienie:

1) zgodności działalności z przepisami prawa oraz procedurami wewnętrznymi,
2) skuteczności i efektywności działania,
3) wiarygodności sprawozdań,
4) ochrony zasobów,
5) przestrzegania i promowania zasad etycznego postępowania,
6) efektywności i skuteczności przepływu informacji,
7) zarządzania ryzykiem.

W URE funkcjonował w 2019 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 Urzędzie Regulacji Energetyki 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:

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

[24)] Dz. U. z 2020 r. poz. 288.

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

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

Kierujący komórkami organizacyjnymi wykonywali w 2019 r. zadania związane z funkcjonowaniem systemu kontroli zarządczej w URE, tj.:

1) przygotowali propozycje celów, zadań i wartości miernika do *Planu działalności URE na 2019 r.*, zgodnie z kompetencjami kierowanej komórki organizacyjnej,
2) przygotowali plan działalności kierowanej komórki organizacyjnej na 2019 r. oraz monitorowali realizację celów i zadań określonych w ww. planie,
3) przygotowali sprawozdania z planu działalności na 2019 r. kierowanej komórki organizacyjnej,
4) monitorowali realizację celów i zadań w *Planie działalności URE na 2019 r.*, zgodnie z kompetencjami kierowanej komórki organizacyjnej,
5) przeprowadzali samoocenę kontroli zarządczej w kierowanej komórce organizacyjnej,
6) przygotowali oświadczenia cząstkowe o stanie kontroli zarządczej w kierowanej komórce organizacyjnej,
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 2019 r.*, do którego propozycje celów i zadań oraz wielkości mierników przedstawili kierujący komórkami organizacyjnymi. Dokument opracowano zgodnie z celami strategicznymi Polityki energetycznej Polski do 2030 r., priorytetami URE, w szczególności przyjętymi przy planowaniu budżetu zadaniowego.

Celem do realizacji na 2019 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 kopalin)[25].

[25] Plan działalności URE na 2019 r.

Najważniejsze zadania służące realizacji powyższego celu:

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

Sprawozdanie z wykonania *Planu działalności URE na 2019 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 2019 r. jest dostępny w Biuletynie Informacji Publicznej[26] URE na stronie www.bip.ure.gov.pl.

6. Sądowa kontrola działalności Prezesa URE

I. W 2019 r. Prezes URE wydał łącznie 10 025 decyzji administracyjnych. Natomiast odwołania do SOKiK wniesiono od 394 decyzji. Powyższe wskazuje, że odsetek zaskarżonych decyzji kształtuje się na poziomie 3,9%.

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

Tabela 1. Dane dotyczące wydanych decyzji administracyjnych i odwołań od nich w latach 2012-2019

Rok	Liczba wydanych decyzji administracyjnych	Liczba wniesionych odwołań	Ujęcie procentowe odwołań do wydanych decyzji
2019	10 025	394	3,9%
2018	12 051	438	3,6%
2017	12 979	363	2,8%
2016	7 673	179	2,3%
2015	7 843	189	2,4%
2014	6 549	153	2,3%
2013	5 454	134	2,4%
2012	5 402	170	3,2%

Źródło: URE.

Dokonując – na przestrzeni kilku lat – porównania procentowego zestawienia liczby wniesionych środków zaskarżenia do liczby podjętych decyzji, należy zauważyć, że odsetek odwołań utrzymuje się na zbliżonym poziomie, liczba wydanych decyzji zmniejszyła się w stosunku do liczby wydanych decyzji w ciągu ostatnich dwóch lat.

W 2019 r. do SOKiK przekazanych zostało 345 odwołań, a w 49 przypadkach Prezes URE zmienił decyzję w trybie samokontroli na podstawie art. 479^{48} § 2 Kpc.

Odrębną kategorię stanowią zażalenia na postanowienia wydane przez Prezesa URE. W 2019 r. do SOKiK wniesiono 58 zażaleń.

II. Do 31 grudnia 2019 r. SOKiK wydał łącznie 300 wyroków, w tym w 182 przypadkach oddalił odwołania od decyzji Prezesa URE, w 55 zmienił zaskarżone decyzje, a w 63 przypadkach uchylił zaskarżone decyzje.

W 2019 r. SOKiK wydał 133 postanowienia, w tym w 26 przypadkach oddalił zażalenia na postanowienia Prezesa URE, w 39 przypadkach odrzucił środek zaskarżenia, a w 19 sprawach umorzył postępowanie sądowe. Jedynie w 6 sprawach Sąd uchylił postanowienia Prezesa URE. Pozostałe postanowienia nie kończyły postępowania w sprawie.

III. W 2019 r. w 180 przypadkach wyroki SOKiK zostały zaskarżone do Sądu Apelacyjnego w Warszawie, przy czym w 92 sprawach apelacje zostały wniesione przez Prezesa URE, zaś w 88 – przez strony.

Sąd Apelacyjny Warszawie w 2019 r. rozpoznał 21 apelacji wniesionych od wyroków SOKiK. W wyniku rozpoznania tych apelacji Sąd Apelacyjny w 9 przypadkach oddalił apelacje powoda uwzględniając stanowisko SOKiK. W 7 sprawach wyrok Sądu I instancji został uchylony, w tym w 6 przypadkach wskutek apelacji Prezesa URE. Z kolei w 5 sprawach Sąd Apelacyjny zmienił zaskarżone wyroki.

Sąd Apelacyjny wydał także 34 rozstrzygnięcia w sprawie zażaleń na postanowienia SOKiK. Spośród tych zażaleń 24 (w tym 4 wniesione przez Prezesa URE) zostały przez Sąd Apelacyjny oddalone, w 8 sprawach Sąd uwzględnił zażalenia wniesione przez strony, w tym w jednym przypadku – zażalenie Prezesa URE. W jednym przypadku Sąd zmienił postanowienie Sądu I instancji, a w jednym umorzył postępowanie.

IV. Od wyroków Sądu Apelacyjnego nie wniesiono skarg kasacyjnych do Sądu Najwyższego. W 2019 r. Sąd Najwyższy rozpoznał 6 skarg kasacyjnych z lat wcześniejszych wniesionych przez Prezesa URE. Rozpoznając skargi kasacyjne Sąd Najwyższy oddalił 2 skargi wniesione przez Prezesa URE. W pozostałych 4 przypadkach Sąd uchylił zaskarżone wyroki Sądu Apelacyjnego, uwzględniając skargi kasacyjne Prezesa URE. Sąd Najwyższy podjął także uchwałę w przedmiocie zagadnienia prawnego przedstawionego mu przez Sąd Apelacyjny w Warszawie, o czym niżej.

Sąd Najwyższy wydał również 5 postanowień, które dotyczyły: oddalenia zażalenia powoda na wyrok Sądu Apelacyjnego (1), odrzucenia skargi kasacyjnej pozwanego (1), odmowy przyjęcia skarg kasacyjnych do rozpoznania wniesionych stronę powodową (2) oraz przyjęcia do rozpoznania skargi kasacyjnej Prezesa URE (1).

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

1. Uchwała z 9 lipca 2019 r., sygn. akt I NSZP 1/19

Rozpoznając zagadnienie prawne przedstawione przez Sąd Apelacyjny w Warszawie (postanowieniem z 12 lutego 2019 r. sygn. akt V II AGa 859/18) o treści: *„Czy dopuszczalne jest nałożenie na koncesjonariusza kary na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 12 ustawy (…) Prawo energetyczne (…) w sytuacji, gdy treść naruszonych przez niego i przewidzianych w koncesji obowiązków zawiera się w treści obowiązków wynikających z abstrakcyjnych i generalnych aktów normatywnych?”, Sąd Najwyższy podjął następującą uchwałę: „Nałożenie na koncesjonariusza kary pieniężnej za nie-*

przestrzeganie obowiązku wynikającego z koncesji (…) jest dopuszczalne także wtedy, gdy obowiązek ten można zrekonstruować z przepisów powszechnie obowiązującego prawa dotyczących działalności koncesjonowanej.".

Przypomnieć w tym miejscu należy, że kwestia interpretacji „obowiązku wynikającego z koncesji", o którym mowa w art. 56 ust. 1 pkt 12 ustawy – Prawo energetyczne była niejednokrotnie przedmiotem rozważań Sądu Najwyższego i zdawała się być jednoznacznie rozstrzygnięta w wyroku tego Sądu z **20 marca 2018 r., sygn. akt III SK 14/17**. W orzeczeniu tym Sąd Najwyższy podkreślił, że użyte w art. 56 ust. 1 pkt 12 ustawy sformułowanie „*wynikające z koncesji*" nie może być rozumiane 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.

Tymczasem, po wydaniu powyższego wyroku w orzecznictwie Sądu Najwyższego pojawiły się istotne rozbieżności tj. orzeczenia kontynuujące pogląd wyrażony w wyroku z 20 marca 2018 r. (wyrok z 15 lutego 2019 r. sygn. akt I NSK 14/18), jak również wyroki prezentujące pogląd przeciwny (wyroki z 27 lutego 2019 r. sygn. akt I NSK 13/18 i I NSK 15/18).

W uzasadnieniu przedmiotowej uchwały Sąd Najwyższy zwrócił uwagę na rzeczywisty, aktualny i poważny charakter przedstawionego zagadnienia dotyczącego wykładni jednego z istotnych przepisów decydujących o skuteczności norm prawa energetycznego oraz podkreślił, że ujawnione rozbieżności w orzecznictwie Sądu Najwyższego uzasadniają podjęcie uchwały. Dokonując językowej, systemowej oraz celowościowej wykładni art. 56 ust. 1 pkt 12 Prawa energetycznego Sąd Najwyższy stwierdził, że: „*skoro konstrukcyjnym założeniem ustawy – Prawo energetyczne jest uzależnienie treści decyzji koncesyjnej od przepisów prawa, to zakres wyrażenia „obowiązki wynikające z koncesji" nie może być ustalany w bezwzględnej opozycji do przepisów prawa powszechnie obowiązującego. Argumenty systemowe wspierają więc wnioski z logiczno-językowej wykładni art. 56 ust. 1 pkt 12 P. e., która zakłada, że obowiązki wynikające z koncesji nie tracą koncesyjnego charakteru tylko dlatego, że mogą być rekonstruowane także z powszechnie obowiązującego prawa. Wnioski wykładni logiczno-językowej wspierają także argumenty celowościowe. Podstawowym założeniem prawa energetycznego jest zapewnienie, aby normy prawa energetycznego były skuteczne, pozwalały realizować zamierzone przez prawodawcę cele.(…) przewidziana w art. 56 ust. 1 pkt 12 P.e. odpowiedzialność za nieprzestrzeganie obowiązków wynikających z koncesji powinna skutecznie wspierać egzekwowanie obowiązków także tych rekonstruowanych z przepisów powszechnie obowiązującego prawa. Ponadto, celowościowa wykładnia art. 56 ust. 1 pkt 12 p.e. wymaga przede wszystkim uznania dopuszczalności nakładania kar za nieprzestrzeganie przede wszystkim tych obowiązków koncesyjnych, które mają aksjologiczne i formalne uzasadnienie w przepisach powszechnie obowiązującego prawa – mogą być z tych przepisów rekonstruowane. Należy bowiem wychodzić z założenia, że to prawodawca określa najistotniejsze dobra i obowiązki ich ochrony także na rynku energetycznym, a nie sam organ koncesyjny potencjalnie tworzący oderwane czy opozycyjne w stosunku do porządku prawnego dobra i obowiązki.*".

2. Wyrok z 27 listopada 2019 r., sygn. akt I NSK 95/18

Wyrokiem powyższym Sąd Najwyższy uwzględnił skargę kasacyjną Prezesa URE od wyroku Sądu Apelacyjnego w Warszawie z 12 lutego 2018 r., sygn. akt VII AGa 784/18. Wyrokiem tym Sąd Apelacyjny zmienił zaskarżony przez powoda wyrok Sądu I instancji, zmieniając decyzję Prezesa URE w ten sposób, że odstąpił od wymierzenia przedsiębiorstwu energetycznemu kary pieniężnej na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 19 ustawy – Prawo energetyczne. Przepis powyższy przewiduje sankcję za naruszenie postanowień Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej obowiązującej w przedsiębiorstwie energetycznym. W ocenie Sądu Apelacyjnego, w przedmiotowym przypadku należało odstąpić od wymierzenia kary z uwagi na wypełnienie przesłanek wskazanych w art. 56 ust. 6a ustawy – Prawo energetyczne, którymi są znikomy stopień szkodliwości czynu, zaprzestanie naruszenia prawa (lub realizacja obowiązku). W skardze kasacyjnej Prezes URE wskazał m.in. na niewłaściwe zastosowanie powołanego wyżej przepisu, z uwagi na niewłaściwą ocenę stopnia szkodliwości czynu, który wbrew stanowisku Sądu Apelacyjnego nie był znikomy. Rozpoznając przedmiotową skargę Sąd Najwyższy podzielił pogląd pozwanego w kwestii objęcia zakresem uznania administracyjnego instytucji odstąpienia od wymie-

rzenia kary. Omawiając szczegółowo istotę i zakres uznania administracyjnego Sąd Najwyższy podkreślił związek między *„zapewnieniem organom władzy publicznej uznania administracyjnego a konstytucyjną zasadą sprawności i rzetelności działania instytucji publicznych. Nadmiernie ograniczenie uznania administracyjnego może skutkować utrudnieniem a w skrajnych przypadkach uniemożliwieniem rzetelnego i sprawnego wykonywania zadań ustawowych. Problem ten dotyczy zwłaszcza tzw. regulatorów, czyli organów władzy publicznej odpowiedzialnych za egzekwowanie prawa w sektorach gospodarki o strategicznym znaczeniu dla interesów państwa i wrażliwym z punktu widzenia praw konsumentów (energetycznym, telekomunikacyjnym, radiofonii i telewizji itp.). Pozycja ustrojowa organu regulacyjnego wyposażonego w kompetencje do wymierzania dotkliwych kar pieniężnych za naruszenie przepisów prawa jest uwarunkowana silną pozycją przedsiębiorców działających z reguły na rynkach regulowanych (…) Mówiąc krótko, silna pozycja przedsiębiorców musi zostać zrównoważona odpowiednią pozycją organu regulacyjnego, aby ten ostatni był w stanie zagwarantować poszanowanie na rynku interesu publicznego oraz praw konsumentów.”*. Sąd Najwyższy poczynił także szerokie rozważania na temat granic sądowej kontroli decyzji wydanych w ramach uznania administracyjnego. Omawiając widoczne w dotychczasowym orzecznictwie nurty Sąd Najwyższy wyraził pogląd, że *„ustawodawca określając kompetencje organów państwa wyraźnie rozróżnia pomiędzy decyzjami związanymi a decyzjami uznaniowymi. Trzymając się domniemania racjonalności ustawodawcy, należy przyjąć, że racją związania decyzji jest ograniczenie swobody organu, a celem umieszczenia decyzji w sferze uznania administracyjnego jest poszerzenie swobody organu. Konsekwentnie kontrola sądowa powinna sięgać głębiej w przypadku decyzji związanych, a płycej w przypadku decyzji uznaniowych. W innym przypadku, instytucja uznania administracyjnego stałaby się konstrukcją iluzoryczną. (…) Art. 56 ust. 6a P.e. (…) przyznaje Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki uznanie administracyjne w zakresie decyzji o odstąpieniu od kary pieniężnej. Sąd Najwyższy podziela to stanowisko wyrażone w orzecznictwie Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, wedle którego to Prezes URE kształtuje politykę wymiaru kar wobec przedsiębiorców popełniających delikty administracyjne określone w ustawie – Prawo energetyczne. W pewnych przypadkach sąd może co prawda zastosować art. 56 ust. 6a P.e. jednakże wpierw powód powinien wykazać, że pozwany przekroczył zasady uznania administracyjnego oraz, że stopień szkodliwości czynu był znikomy a przedsiębiorca zaprzestał naruszenia prawa lub zrealizował obowiązek.”. Podkreślenia wymaga przy tym wyrażony przez Sąd Najwyższy pogląd, że „nawet w razie ziszczenia się przesłanki znikomości szkodliwości czynu przewidzianej w art. 56 ust. 6a P.e., Prezes URE nie ma obowiązku odstąpienia od nałożenia kary. Wynika to z przyznanego w tym przepisie regulatorowi uznania administracyjnego, które zakłada możliwość wyboru różnych rozstrzygnięć w tym samym stanie faktycznym.”*.

Pogląd wyrażony w powyższym wyroku będzie miał niewątpliwie doniosłe znaczenie dla praktyki wymierzania kar przez Prezesa URE i oceny jej prawidłowości przez sądy odwoławcze.

VI. Do Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Warszawie (WSA) w 2019 r. zostało przekazanych 11 skarg.

W 2019 r. WSA wydał 16 orzeczeń. Rozpatrywane przez WSA sprawy dotyczyły skarg na bezczynność i przewlekłość prowadzonych przez Prezesa URE postępowań oraz odmowy udostępnienia informacji publicznej.

W wyniku rozpoznania tych skarg Sąd: w 3 przypadkach oddalił skargi, w 4 przypadkach odrzucił skargi. W 2 przypadkach WSA uchylił decyzję Prezesa URE. W 7 przypadkach Sąd umorzył postępowanie w zakresie zobowiązania Prezesa URE do wydania świadectwa efektywności energetycznej, stwierdzając równocześnie, że organ dopuścił się bezczynności lecz nie miała ona charakteru rażącego.

VII. W 2019 r. Naczelny Sąd Administracyjny (NSA) rozpoznał 5 skarg kasacyjnych, w tym 4 wniesione przez Prezesa URE i wszystkie oddalił. NSA wydał także postanowienie o uchyleniu postanowienia WSA odrzucającego skargę strony.

VIII. Statystyka spraw rozstrzygniętych w SOKiK w 2019 r. przedstawia się następująco: Prezes URE wygrał 266 spraw[27], a przegrał 124[28]. W Sądzie

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

[28] Przez co, na potrzeby niniejszego Sprawozdania, uznano: uchylenie zaskarżonej decyzji Prezesa URE oraz uchylenie zaskarżonego postanowienia Prezesa URE, zmianę zaskarżonej decyzji (najczęściej polega to jednak na uznaniu zasadności kierunku

Apelacyjnym w Warszawie w 2019 r. Prezes URE wygrał 41 spraw[29], a przegrał 13 spraw[30], natomiast w Sądzie Najwyższym – wygrał 8 spraw[31] i 3 sprawy przegrał[32].

Wyjaśnić należy, że niekorzystne rozstrzygnięcia (Sądu I i II 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 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 uchyla zaskarżony wyrok i przekazuje sprawę do ponownego rozpatrzenia Sądowi I instancji, w przypadku nie przeprowadzenia przez ten Sąd wnioskowanych przez strony dowodów, o ile uzna, że są one istotne dla rozstrzygnięcia sprawy. W konsekwencji, rozpatrzenie sprawy i wydanie wyroku poprzedzone jest kilkoma rozprawami. 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.

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 decyzji[33]. Równocześnie Sądy niejednokrotnie dokonują oceny na podstawie okoliczności 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 stano-

rozstrzygnięcia dokonanego przez regulatora przy jednoczesnym obniżeniu wysokości kary pieniężnej).

[29] Przez co, na potrzeby niniejszego Sprawozdania, uznano: oddalenie apelacji powoda, oddalenie zażalenia powoda, uchylenie wyroku/postanowienia SOKiK na skutek apelacji/zażalenia Prezesa.

[30] Przez co, na potrzeby niniejszego Sprawozdania, uznano: oddalenie zażalenia Prezesa URE, zmianę wyroku SOKiK, uchylenie/zmiana postanowienia SOKiK na skutek zażalenia powoda.

[31] 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.

[32] 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, oddalone zażalenia pozwanego.

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

wisko organu regulacyjnego w kwestii stwierdzonego naruszenia prawa.

Podkreślić przy tym należy, że w okresie sprawozdawczym w orzecznictwie Sądu Najwyższego pojawiła się jednak odmienna od dotychczas prezentowanej tendencja w odniesieniu do rozstrzygnięć Prezesa URE dotyczących kar pieniężnych. Mianowicie Sąd Najwyższy dostrzega potrzebę „wyposażenia" organu regulacyjnego w skuteczne narzędzie zapewniające efektywny monitoring w obszarach objętych zakresem regulacji. W rezultacie to nowe podejście Sądu wzmacnia możliwość oddziaływania przez Prezesa URE na przedsiębiorców regulowanego sektora przy pomocy sankcji administracyjnych, które stanowią – obok koncesjonowania, taryfowania i rozstrzygania sporów – podstawowe narzędzie regulacyjne umożliwiające prawidłową realizację zadań powierzonych przez ustawodawcę organowi regulacyjnemu.

X. Wydatki Prezesa URE z tytułu kosztów procesów w 2019 r. wyniosły 27 601,21 zł. Uzyskany przychód w postaci zwrotu kosztów procesów w tym roku wyniósł natomiast 186 604,13 zł.

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

W 2019 r. w Urzędzie Regulacji Energetyki przeprowadzone zostały dwie kontrole przez Najwyższą Izbę Kontroli (NIK):

1. Wykonanie budżetu państwa w 2018 r. w części 50 – Urząd Regulacji Energetyki

Kontrola P/19/001 – *Wykonanie budżetu państwa w 2018 r.* została przeprowadzona przez NIK w okresie 3 stycznia – 4 kwietnia 2019 r.

Celem kontroli była ocena wykonania budżetu państwa na rok 2018 r., w części 50 – URE pod względem legalności, celowości, rzetelności i gospodarności działań podejmowanych przez dysponenta tej części budżetowej. Ocenie podlegały w szczególności:

1) realizacja wydatków budżetu państwa, w tym rzeczowe efekty uzyskane w wyniku realizacji zadań finansowanych ze środków publicznych,
2) sporządzenie rocznych sprawozdań budżetowych oraz sprawozdań za IV kw. 2018 r. w zakresie operacji finansowych,
3) system kontroli zarządczej w zakresie prawidłowości sporządzania sprawozdań,
4) nadzór i kontrola sprawowane przez Prezesa URE w trybie art. 175 ust. 1 i 2 ustawy o finansach publicznych.

Ponadto, przeprowadzono analizę porównawczą danych w rocznym sprawozdaniu Rb-27 z wykonania planu dochodów budżetowych z wynikami roku ubiegłego. Podstawą oceny były ustalenia dokonane w wyniku następujących działań kontrolnych:

1) dokonanie analizy wykonania planu dochodów,
2) szczegółowa kontrola prawidłowości i terminowości ustalenia wybranych należności oraz windykacji zaległości,
3) dokonanie analizy stanu należności pozostałych do zapłaty,
4) dokonanie analizy realizacji wydatków budżetu państwa, w tym efektów uzyskanych w wyniku wydatkowania środków,
5) kontrola prawidłowości zmian budżetu dokonywanych w części 50 – URE w trakcie roku budżetowego,
6) kontrola prawidłowości zmian wynikających z podziału rezerw celowych,
7) kontrola przestrzegania ustalonych dla części 50 – URE limitów wydatków, w tym limitów środków na wynagrodzenia,
8) kontrola wykorzystania środków otrzymanych z rezerw budżetowych,
9) szczegółowa analiza wybranej próby wydatków dysponenta III stopnia,
10) analiza wybranych postępowań o udzielenie zamówienia publicznego,
11) kontrola wykonania wskaźników rzeczowych ustalonych w budżecie zadaniowym,
12) dokonanie analizy stanu zobowiązań,
13) szczegółowa kontrola wybranych zapisów i dokumentów księgowych, analiza prawidłowości sporządzenia wybranych sprawozdań,
14) analiza stosowanych przez dysponenta procedur kontroli zarządczej dotyczących sporządzania sprawozdań.

Kontrola zakończona została przedłożeniem Prezesowi URE wystąpienia pokontrolnego. NIK pozytywnie oceniła wykonanie budżetu państwa w 2018 r. w części 50 – URE. We wszystkich obszarach dotyczących celu i zakresu kontroli nie wykryto nieprawidłowości. W związku z tym, NIK nie sformułowała uwag i wniosków pokontrolnych.

2. Efektywność energetyczna gospodarki

Kontrola P/18/021 – *Efektywność energetyczna gospodarki* została przeprowadzona przez NIK w okresie 28 grudnia 2018 r. – 30 kwietnia 2019 r.

Celem kontroli była realizacja zadań związanych z wydawaniem i umarzaniem świadectw efektywności energetycznej oraz zadań dotyczących audytów energetycznych w latach 2014-2018. Ustalenie stanu faktycznego oraz ocena kontrolowanej działalności realizowane były w trzech obszarach:

1) Działania na rzecz wydawania i umarzania świadectw efektywności energetycznej,
2) Audyt energetyczny przedsiębiorstwa,
3) Działania podejmowane przez Prezesa URE w celu prawidłowej realizacji w URE działań dotyczących efektywności energetycznej.

Kontrola zakończona została przedłożeniem Prezesowi URE wystąpienia pokontrolnego, w którym NIK sformułowała zastrzeżenia i wnioski pokontrolne. NIK stwierdziła, że obowiązki nałożone na Prezesa URE w ustawie o efektywności energetycznej wykonywano w sposób niepełny i z opóźnieniami, ale nieprawidłowości wynikały z przyczyn obiektywnych, niezależnych od Prezesa URE (niedostateczna obsada kadrowa i brak środków na zwiększenie zatrudnienia).

W obszarze *Działania na rzecz wydawania i umarzania świadectw efektywności energetycznej* NIK oceniła, że rzetelnie rozpatrywano wnioski i odwołania od decyzji odmawiających wydania świadectw efektywności energetycznej, weryfikowano audyty efektywności energetycznej i badano wykorzystanie pomocy publicznej przez wnioskodawców. W postępowaniach mających na celu wydanie świadectw efektywności energetycznej występowały jednak przypadki nieprzestrzegania przepisów ustawy o efektywności energetycznej i Kpa. Przyczyną tego był m.in. brak pracowników, znaczna liczba wpływających wniosków, skomplikowany charakter spraw oraz konieczność wyeliminowania wątpliwości co do zgodności danych i informacji przedstawionych we wnioskach.

W obszarze *Audyt energetyczny* przedsiębiorstwa NIK oceniła, że Prezes URE rzetelnie wykonywał działania związane z weryfikacją otrzymanych audytów energetycznych przedsiębiorstw. W URE nie dysponowano wykazem wszystkich przedsiębiorstw zobowiązanych do wykonania audytu. Tym samym monitorowanie realizacji przez podmioty zobowiązane obowiązku w zakresie przeprowadzenia audytu energetycznego przedsiębiorstwa było ograniczone.

W obszarze *Działania podejmowane przez Prezesa URE w celu prawidłowej realizacji w Urzędzie działań dotyczących efektywności energetycznej* NIK wskazała, że Prezes URE podejmował działania mające na celu zapewnienie prawidłowej realizacji zadań dotyczących efektywności energetycznej. Nie były one jednak skuteczne. W trakcie prac nad projektem ustawy o efektywności energetycznej i po wejściu jej w życie Prezes URE aktywnie zabiegał o środki finansowe dla zapewnienia prawidłowej realizacji działań.

Informacje dotyczące kontroli w URE są dostępne na stronie www.bip.ure.gov.pl. Dokumenty kontroli udostępniane są na wniosek, zgodnie z przepisami ustawy o dostępie do informacji publicznej.

CZĘŚĆ II. Elektroenergetyka

1. Rynek energii elektrycznej – sytuacja ogólna

1.1. Rynek hurtowy

Wielkość i struktura wytwarzania energii elektrycznej

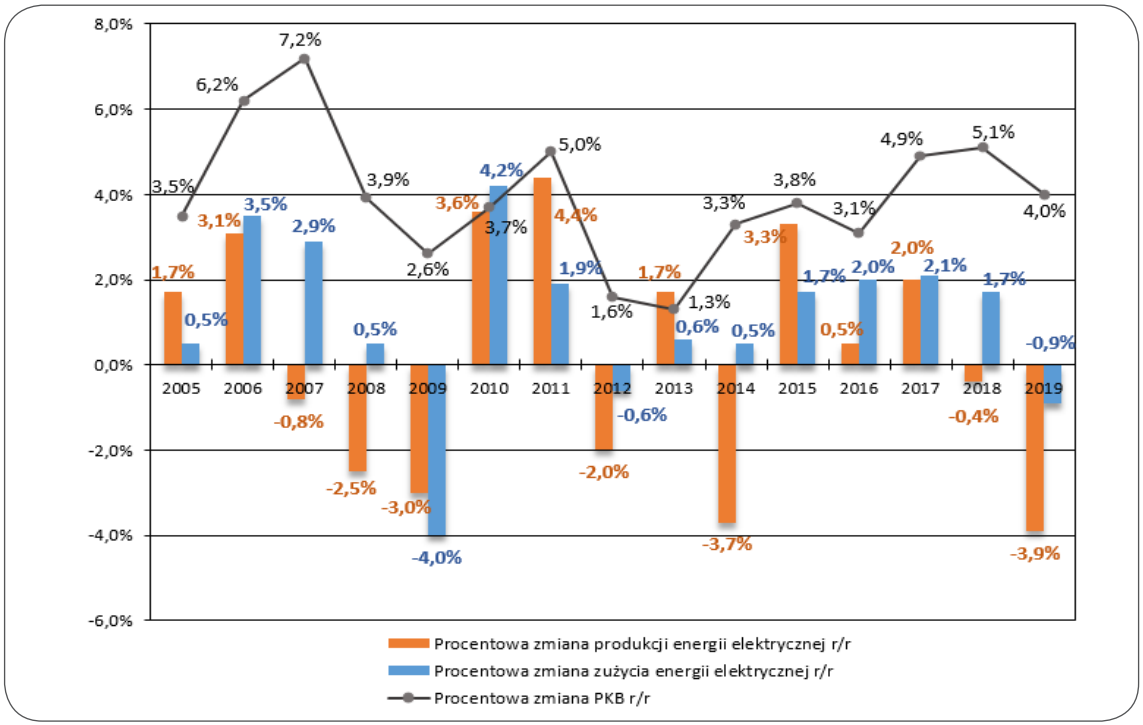
Wolumen krajowej produkcji energii elektrycznej brutto w 2019 r. ukształtował się na niższym poziomie w stosunku do roku poprzedniego i wyniósł 158 767 GWh (spadek o 3,9% w porównaniu z 2018 r.). W tym samym okresie krajowe zużycie energii elektrycznej brutto wyniosło 169 391 GWh i zmniejszyło się o 0,9% w porównaniu do 2018 r.

Tempo wzrostu krajowego zużycia energii elektrycznej było niższe (ujemne) niż tempo wzrostu PKB w 2019 r., które według wstępnych szacunków GUS wyniosło 4,0%.

Na rys. 9 (str. 30) przedstawiono informacje dotyczące zmiany krajowej produkcji i zużycia energii elektrycznej w 2019 r. i w latach poprzednich na tle zmian PKB.

W 2019 r. w krajowym bilansie przepływów fizycznych energii elektrycznej udział importu stanowił 10,1% całkowitego przychodu, zaś udział eksportu wyniósł 4,1% rozchodu energii

Rysunek 9. Zmiany krajowej produkcji i zużycia energii elektrycznej na tle zmian PKB w latach 2005-2019



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.

elektrycznej[34]. Wobec 2018 r. udział importu wzrósł o 2,4 punktu procentowego, zaś udział eksportu zmniejszył się o 0,4 punktu procentowego.

W tabeli poniżej przedstawiono strukturę produkcji, zużycie i krajowe saldo przepływów fizycznych w wymianie transgranicznej energii elektrycznej w latach 2018-2019.

[34] Bilans handlowy wymiany międzysystemowej został opisany w pkt 7.2. „Kontrolowanie realizacji obowiązków w zakresie warunków dostępu do sieci", w dalszej części Sprawozdania.

Tabela 2. Struktura produkcji, krajowe saldo przepływów fizycznych w wymianie transgranicznej oraz zużycie energii elektrycznej w latach 2018-2019 [GWh]*

		2018 r.	2019 r.	Dynamika**
Produkcja energii elektrycznej ogółem		**165 214**	**158 767**	**96,10**
z tego:	elektrownie na węglu kamiennym	82 375	78 190	94,92
	elektrownie na węglu brunatnym	49 072	41 502	84,57
	elektrownie gazowe	9 590	12 099	126,16
	elektrownie przemysłowe	10 022	10 178	101,56
	elektrownie zawodowe wodne	2 197	2 454	111,70
	źródła wiatrowe	11 678	13 903	119,05
	inne źródła odnawialne	280	441	157,50
Saldo wymiany zagranicznej		5 718	10 624	185,80
Krajowe zużycie energii		**170 932**	**169 391**	**99,10**

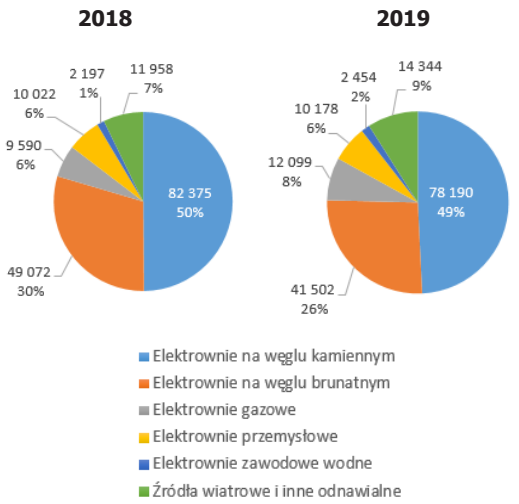
* Prezentowane wielkości są wyznaczane na podstawie pomiarów zbieranych przez OSP w czasie bieżącego prowadzenia ruchu KSE. Dlatego w niektórych przypadkach mogą one różnić się od ostatecznych danych przedstawianych przez przedsiębiorstwa energetyczne dla celów statystycznych.

** 2019 r./2018 r.; 2018 r. = 100

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Struktura produkcji energii elektrycznej w 2019 r. nie zmieniła się znacznie w stosunku do 2018 r. Zdecydowana większość wytwarzania oparta jest nadal na paliwach konwencjonalnych, tj. węglu kamiennym oraz węglu brunatnym, aczkolwiek ich udział zmniejszył się z 80% do 75%.

Rysunek 10. Porównanie struktury produkcji energii elektrycznej w latach 2018-2019 [GWh]



Uwaga: Wielkości procentowe zaokrąglone do pełnych wartości.

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

W 2019 r. moc zainstalowana w KSE wyniosła 46 799 MW, a moc osiągalna – 46 991 MW, co stanowi wzrost odpowiednio o 1,9% oraz o 2,9% w stosunku do 2018 r.[35)]

Średnie roczne zapotrzebowanie na moc ukształtowało się na poziomie 23 082,0 MW, przy maksymalnym zapotrzebowaniu na poziomie 26 504,4 MW, co oznacza odpowiednio spadek o 1,0% i wzrost o 0,2% w stosunku do 2018 r.

Relacja mocy dyspozycyjnej do mocy osiągalnej wyniosła 64,5% (spadek o 1,6 punktu procentowego w stosunku do 2018 r.)[36)].

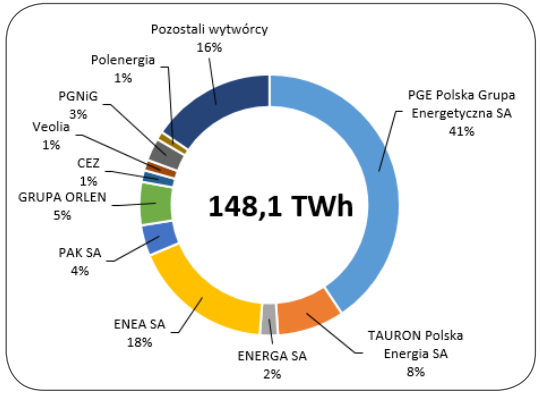
Struktura podmiotowa hurtowego rynku energii

Od kilku lat, największym udziałem w rynku w podsektorze wytwarzania energii elektrycznej dysponuje grupa kapitałowa PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. W 2019 r., jej udział wyniósł 40,6%[37)], przy czym względem poprzedniego roku zmniejszył się o 2,3 punktu procentowego. Grupa ta, po przejęciu spółek energetycznych grupy EDF, objęła również pozycję lidera na rynku sprzedaży do odbiorców końcowych i utrzymała ją w 2019 r.

Udział grup kapitałowych w energii elektrycznej wprowadzonej do sieci prezentuje rys. 11.

Wskaźnik udziału rynkowego trzech największych podmiotów, mierzony według energii wprowadzonej do sieci (uwzględniającej ilość energii dostarczonej przez wytwórców bezpośrednio do odbiorców końcowych), w 2019 r.[38)] po raz pierwszy od kilku lat spadł i wyniósł 66,4% (co oznacza spadek o 3,3 punktu procentowego w porównaniu do 2018 r.). Jednocześnie, na poziomie roku poprzedniego pozostawał wskaźnik udziału trzech największych wytwórców w mocy zainstalowanej – wzrost o 0,1 punktu procentowego. Trzej najwięksi wytwórcy (skupieni w grupach kapitałowych: PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., ENEA S.A., TAURON Polska Energia S.A.) nadal dysponowali w sumie prawie 2/3 mocy zainstalowanych i odpowiadali za ok. 67% produkcji energii elek-

Rysunek 11. Udział grup kapitałowych w wolumenie energii elektrycznej wprowadzonej do sieci w 2019 r. (przy uwzględnieniu struktury podmiotowej według stanu na 31 grudnia 2019 r.)



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

Źródło: Dane Ministerstwa Aktywów Państwowych i URE.

[35)] Wg stanu na 31 grudnia 2018 r. i 31 grudnia 2019 r., dane PSE S.A.

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

[37)] Udział liczony według wolumenu energii elektrycznej wprowadzonej do sieci. Przy czym przy obliczeniu tego wskaźnika uwzględniono strukturę podmiotą według stanu na 31 grudnia 2019 r.

[38)] 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 2019 r.

tycznej w kraju. Wyżej opisane wskaźniki zostały przedstawione w tab. 3. Przy czym, wśród trzech dominujących podmiotów w rynku wytwarzania energii elektrycznej, w 2019 r. wzrosło znaczenie wytwórców funkcjonujących w grupie kapitałowej PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. Taki stan rzeczy wynika z oddania do eksploatacji w 2019 r. dwóch nowych bloków nr 5 i nr 6 o mocy zainstalowanej 900 MW każdy.

Warto zaznaczyć, że na zmniejszenie liczby podmiotów, które dysponują co najmniej 5% udziałem w mocach zainstalowanych w 2019 r. wobec 2018 r., wpłynęło trwałe wycofanie z eksploatacji aktywa wytwórczego w grupie kapitałowej ZE PAK S.A., przez co znaczenie tej grupy w podsektorze wytwarzania energii elektrycznej znacznie spadło. Z kolei, wzrost liczby podmiotów z co najmniej 5% udziałem w energii wprowadzonej do sieci w 2019 r. w porównaniu z 2018 r. wynika ze zwiększenia znaczenia grupy kapitałowej PKN ORLEN S.A. w tym podsektorze[39)].

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, której intensywność obserwuje

Tabela 3. Udziały w rynku i stan koncentracji podsektora wytwarzania*

Rok	Liczba podmiotów, które dysponują przynajmniej 5% udziałem w zainstalowanych mocach	Liczba podmiotów, które dysponują przynajmniej 5% udziałem w energii wprowadzonej do sieci	Udział trzech największych podmiotów w mocach zainstalowanych [%]	Udział trzech największych podmiotów w energii wprowadzonej do sieci [%]	Wskaźnik HHI[40)]	
					moc zainstalowana	energia wprowadzona do sieci
2018	4	3	62,0	69,7	1 740,0	2 281,0
2019	3	4	62,1	66,4	1 809,2	2 090,5

* 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 podmiotów według stanu na 31 grudnia 2019 r.

Źródło: Dane Ministerstwa Aktywów Państwowych i URE.

się w 2019 r. Poziom obu wskaźników koncentracji był wysoki również w 2019 r., w porównaniu z latami 2017-2018. Według mocy zainstalowanej wzrósł on o 4,0%, zaś według energii wprowadzonej do sieci – spadł o 8,4%. Warto podkreślić, że wskaźnik ten liczony dla produkcji w 2019 r., podobnie jak w latach 2017-2018, utrzymywał wartość wskazującą na wysoki stopień koncentracji na rynku. Znamiennym jest z kolei fakt, że po raz pierwszy, w 2019 r. wskaźnik koncentracji liczony dla mocy zainstalowanej przekroczył górną granicę średniej koncentracji i przeszedł do poziomu wysokiej koncentracji na rynku wytwarzania.

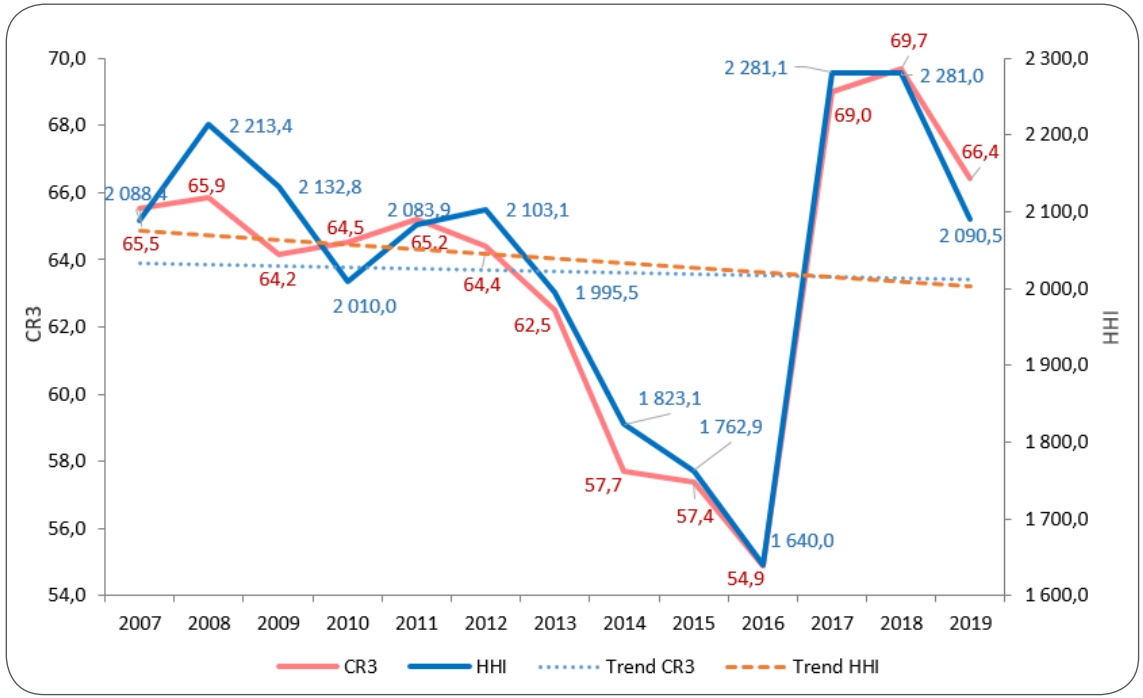
Zmiana wskaźnika koncentracji oraz wskaźnika udziału rynkowego trzech największych podmiotów w podsektorze wytwarzania w latach 2007-2019 została przedstawiona na rys. 12 (str. 33).

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. przejęcia przez dwie grupy kapitałowe – PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. oraz ENEA S.A. aktywów wytwórczych z innych grup kapitałowych, tj. odpowiednio: EDF oraz ENGiE Energia Polska. Do utrwalenia wskaźników koncentracji w 2019 r. na równie wysokim poziomie co w latach poprzed-

[39)] W ramach grupy kapitałowej PKN Orlen S.A. w trakcie 2018 r. oddano do eksploatacji dwa nowe aktywa wytwórcze – we Włocławku (463 MW) oraz w Płocku (608 MW). 2019 r. był pierwszym rokiem, kiedy obie jednostki wytwórcze pracowały przez cały rok z pełnym wykorzystaniem swoich zdolności wytwórczych.

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

Rysunek 12. Stan koncentracji podsektora wytwarzania oraz udziały w rynku największych podmiotów według energii wprowadzonej do sieci w latach 2007-2019



Źródło: Dane Ministerstwa Aktywów Państwowych i URE.

nich przyczyniło się także oddanie do eksploatacji nowych aktywów wytwórczych w grupach kapitałowych ENEA S.A. oraz PKN ORLEN S.A. W 2019 r. wpływ na spadek wskaźnika koncentracji liczonego według energii wprowadzonej do sieci miało zmniejszenie produkcji energii elektrycznej u głównego gracza na rynku wytwarzania – wytwórców w grupie kapitałowej PGE Polska Grupa Energetyczna 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.

Zestawienia w tab. 4-5 (str. 34) przedstawiają kształtowanie się form sprzedaży energii elektrycznej w segmentach wytwarzania i obrotu w latach 2018-2019.

W związku z zanotowaniem dużego spadku obrotów na giełdzie w 2017 r. w porównaniu z 2016 r., w kolejnym roku został zwiększony obowiązek sprzedaży w publicznym obrocie dla wytwórców energii elektrycznej do 30% w 2018 r., a następnie do 100% od 1 stycznia 2019 r.[41)] Działanie to miało na celu zachowanie pierwotnej koncepcji wprowadzenia obliga giełdowego. W 2019 r. obserwuje się znaczny wzrost wolumenu sprzedaży wytwórców i spółek obrotu poprzez giełdę energii. Zarówno wytwórcy, jak i spółki obrotu w 2019 r. dokonywali sprzedaży części energii elektrycznej do przedsiębiorstw obrotu z własnej grupy kapitałowej.

Sprzedaż poprzez giełdę energii

Obrót na giełdzie energii prowadzony jest przez całą dobę przez 365 (lub 366) dni w roku. Uczestnikami rynku giełdowego mogą być przedsiębior-

[41)] 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.

Tabela 4. Formy sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców w latach 2018-2019 [TWh]

Rok	Przedsiębiorstwa obrotu	Rynki regulowane, w tym giełda energii	Rynek bilansujący	Eksport	Odbiorcy końcowi	Pozostała sprzedaż*
2018**	101,7	35,1	8,6	0,0	3,2	1,9
2019	62,7	77,0	8,8	0,0	2,0	1,9

* 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 2018 r. w związku ze skorygowaniem danych przez badane podmioty.

Źródło: Dane Ministerstwa Aktywów Państwowych i URE.

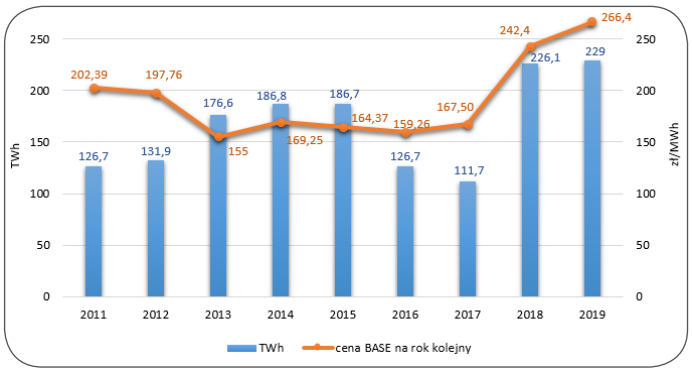
Tabela 5. Formy sprzedaży energii elektrycznej przez spółki obrotu w latach 2018-2019 [TWh]

Rok	Przedsiębiorstwa obrotu	Rynki regulowane, w tym giełda energii	Rynek bilansujący	Eksport	Odbiorcy końcowi	Pozostała sprzedaż*
2018**	131,9	71,7	6,6	2,6	127,0	24,2
2019	122,7	103,5	7,4	2,4	127,1	17,8

* 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 2018 r. w związku ze skorygowaniem danych przez badane podmioty.

Źródło: Dane Ministerstwa Aktywów Państwowych i URE.

Rysunek 13. 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.

stwa 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 lub za pośrednictwem innych podmiotów posiadających status członka giełdy ze swojej własnej grupy kapitałowej mogących zawierać transakcje na rzecz innych podmiotów należących do tej samej grupy kapitałowej.

Na rys. 13 przedstawiono wolumen obrotu oraz średnioważone ceny energii elektrycznej dla kontraktu rocznego w dostawie pasmowej (kontrakt typu BASE) w latach 2011-2019.

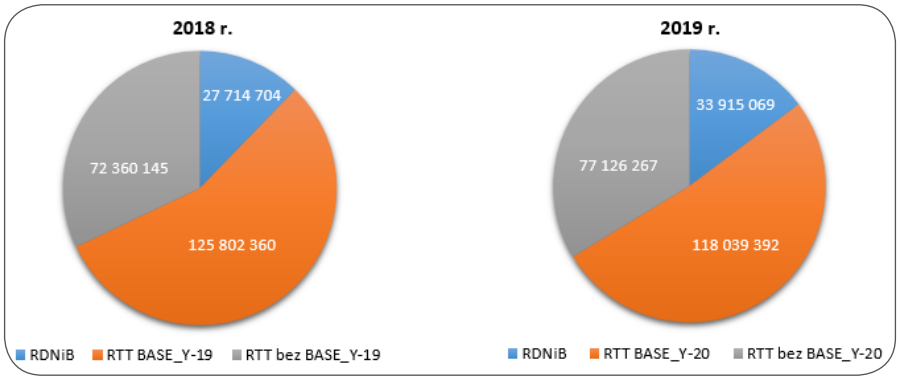
Całkowity wolumen transakcji zawartych w 2019 r. na wszystkich rynkach energii elektrycznej na TGE S.A. wyniósł 229 TWh, co oznacza wzrost o 1,3% w stosunku do 2018 r., w którym całkowity wolumen zawartych transakcji wyniósł 226,1 TWh. Natomiast sprzedaż energii elektrycznej w całym okresie notowań wszystkich kontraktów z fizyczną dostawą energii elektrycznej w 2019 r. wyniosła 218,9 TWh, co stanowiło 137,9%[42] produkcji energii elektrycznej brutto w 2019 r.

W roku sprawozdawczym TGE S.A. prowadziła następujące rynki sprzedaży energii elektrycznej: Rynek Dnia Bieżącego (RDB) – od 19 listopada 2019 r. RDB w modelu XBID, Rynek Dnia Następnego (RDN) oraz Rynek Terminowy Towarowy (RTT, w tym również w systemie aukcji). Na koniec 2019 r. status członka na Rynku Towarów Giełdowych TGE S.A. posiadało 78 podmiotów, przy czym 41 z nich aktywnie uczestniczyło w obrocie na rynkach energii elektrycznej prowadzonych przez TGE S.A.

Największy wolumen obrotu realizowany jest na RTT. W 2019 r. na tym rynku (wraz z aukcjami) zawarto 45 041 transakcji, a łączny wolumen obrotu na nim wyniósł 195 TWh. Najbardziej płynnym kontraktem w 2019 r. był kontrakt roczny w dostawie pasmowej na 2020 r. (BASE_Y-20). Wolumen obrotu na tym kontrakcie w 2019 r. wyniósł 118 TWh – stanowi to 60,5% łącznego wo-

[42] W odniesieniu do produkcji energii elektrycznej w 2019 r. według danych PSE S.A.

Rysunek 14. Struktura obrotu energią elektryczną w latach 2018-2019 na rynkach prowadzonych przez TGE S.A. [MWh]



Źródło: URE na podstawie danych TGE S.A.

lumenu obrotu odnotowanego na parkiecie RTT w 2019 r.

W 2019 r. na RDN zawarto 1 269 811 transakcji. Jednocześnie członkowie giełdy zrealizowali transakcje zakupu/sprzedaży energii elektrycznej o łącznym wolumenie ok. 33,7 TWh, co oznacza wzrost o 22,1% w stosunku do roku poprzedniego. Na RDB zawarto 35 927 transakcji, a łączny wolumen obrotu na tym rynku wyniósł 174,5 GWh.

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 2019 r. wolumen kontraktów zawieranych na rynku OTC, nie uwzględniający kontraktów wewnątrzgrupowych, wyniósł 19,4 TWh i był o 48,7% niższy w porównaniu do 2018 r., kiedy to wyniósł 37,8 TWh.

Ceny na hurtowym rynku energii elektrycznej w 2019 r.

Kształtowanie się cen energii elektrycznej dostarczonej w 2019 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 ustawy – Prawo energetyczne. Ceny te zostały omówione w części IX niniejszego Sprawozdania.

Ceny na rynku SPOT TGE S.A.

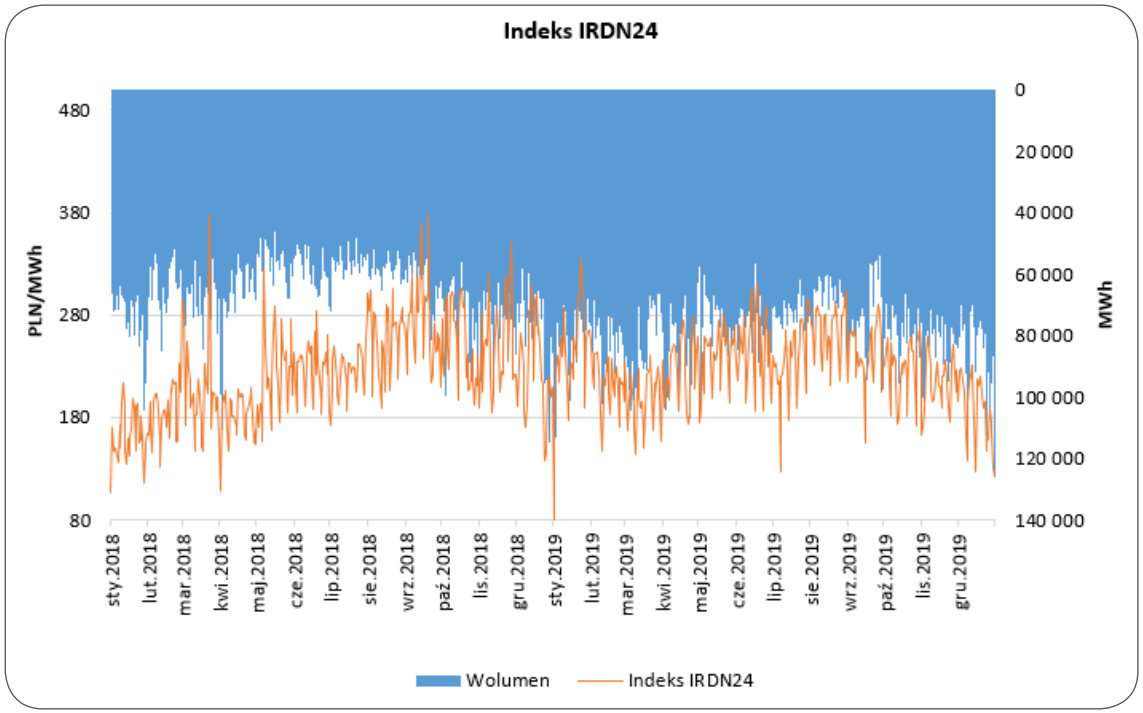
Na rys. 15 (str. 36) przedstawiono ceny energii elektrycznej na Rynku Dnia Następnego RDN (rynek SPOT) prowadzonym przez TGE S.A., mierzone indeksem IRDN24. Indeks ten przedstawia średnią arytmetyczną cenę ze wszystkich transakcji, za wyjątkiem kontraktów blokowych, na sesji giełdowej RDN, liczoną po dacie dostawy dla całej doby.

Średnia ważona wolumenem cena energii elektrycznej na RDN w 2019 r. wyniosła 229,62 zł/MWh i była wyższa względem 2018 r. o 4,91 zł/MWh, kiedy to cena ta wyniosła 224,71 zł/MWh.

Ceny energii elektrycznej sprzedawanej w 2019 r. na TGE S.A.

W 2019 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-20 w całym 2019 r. ukształtowała się na poziomie 266,40 zł/MWh, podczas gdy w 2018 r. średnioważona wolumenem cena transakcyjna analogicznych kontraktów terminowych BASE_Y-19 wyniosła 242,40 zł/MWh.

Rysunek 15. 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 2018-2019



Źródło: URE na podstawie danych TGE S.A.

Jednocześnie średnia miesięczna cena kontraktów BASE_Y-20 zawieranych w grudniu 2019 r. wyniosła 242,14 zł/MWh, podczas gdy średnia miesięczna cena analogicznych kontraktów BASE_Y-19 zawieranych w grudniu 2018 r. wyniosła 281,17 zł/MWh. Oznacza to spadek ceny tych kontraktów o 13,9%.

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 (gospodarstwa domowe, przedsiębiorstwa), są przedsiębiorstwa zarządzające siecią dystrybucyjną tzw. dystrybutorzy, 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 2019 r., podobnie jak w latach poprzednich, na rynku energii elektrycznej funkcjonowało pięciu dużych OSD, których sieci są bezpośrednio przyłączone do sieci przesyłowej (OSDp). Mają oni prawny obowiązek oddzielenia działalności dystrybucyjnej prowadzonej przez operatora systemu od innych rodzajów działalności niezwiązanych z dystrybucją energii elektrycznej (*unbundling*). Ponadto, w 2019 r. działało 184 przedsiębiorstw wyznaczonych na OSD (tzw. OSDn) funkcjonujących w ramach przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo, nie mających 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, każ-

dego roku do 31 marca, sprawozdań zawierających opis działań podjętych w roku poprzednim w celu realizacji Programów Zgodności. Rok 2019 był okresem intensywnych prac związanych z aktualizacją Programów w związku ze zmianami i wyzwaniami, jakie pojawiły się na przestrzeni kilku lat funkcjonowania niezależnych OSD w grupach zintegrowanych pionowo (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 2019 r. działało pięciu sprzedawców z urzędu, oraz ponad 136 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 (184) 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 urzędu[43]) – zależy to od ich suwerennych decyzji biznesowych.

W latach ubiegłych funkcjonował wzorzec GUD-K opracowany przez TOE oraz PTPiREE, dzięki któremu każdy sprzedawca, w tym także sprzedawca alternatywny, mógł oferować odbiorcom w gospodarstwach domowych usługę kompleksową, co czyniło jego ofertę bardziej atrakcyjną. W 2019 r. do Prezesa URE napływały informacje o nieprzestrzeganiu przez OSD ustalonych wzorców GUD-K. Szczegóły dotyczące postępów w zawieraniu wzorca GUD-K opisano w dalszej części 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 w ubiegłych latach sprzedawcy korzystali także z działającego na stronie internetowej URE Cenowego Energetycznego Kalkulatora Internetowego, dzięki któremu odbiorcy w gospodarstwach domowych mogli porównać i dokonać wyboru najkorzystniejszej oferty. 2 stycznia 2019 r., w związku wejściem w życie 1 stycznia 2019 r. ustawy o cenach, witryna kalkulatora ofert/taryf energetycznych została czasowo zawieszona do momentu przedłożenia przez przedsiębiorstwa obrotu informacji o aktualnych ofertach sprzedaży energii elektrycznej skierowanych do odbiorców w gospodarstwach domowych. Narzędzie to wymagało także aktualizacji technicznej, dlatego też w 2019 r. rozpoczęły się równolegle prace nad koncepcją nowego narzędzia wychodzącego naprzeciw wyzwaniom, jakie niesie dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944[44] w zakresie wy-

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

[44] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE (Dz. Urz. UE L 158/125).

magań porównywarek ofertowych w krajach Unii Europejskiej. W 2019 r. Prezes URE publikował, aktualizowane w sposób cykliczny, zestawienie ofert sprzedawców energii elektrycznej dla gospodarstw domowych, zawierające proponowane przez sprzedawców taryfy, opłaty handlowe oraz terytorialny obszar obowiązywania oferty. Na koniec 2019 r. w zestawieniu Prezes URE zamieszczał oferty 26 aktualnie działających na rynku gospodarstw domowych sprzedawców energii elektrycznej.

W 2019 r. funkcjonowało ok. 17,8 mln odbiorców końcowych, z czego 91% (16,2 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 2019 r. do Prezesa URE kierowane były prośby odbiorców o interwencję w sprawach dotyczących nieuczciwych praktyk przedsiębiorstw obrotu. Podobnie jak w latach poprzednich, nagminną praktyką sprzedawców było nie informowanie konsumentów o wszystkich elementach oferty np. o dodatkowych opłatach (opłata handlowa) lub wprowadzanie ich w błąd, co prowadziło 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 2019 r., zgodnie z właściwością, przekazano Prezesowi UOKiK do oceny 25 spraw mogących wskazywać na niezgodne z prawem działania przedstawicieli sprzedawców. Ponadto do Prezesa URE kierowano skargi na nieprzestrzeganie przez przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną zapisów ustawy o cenach, w których informowano o dokonywanych przez sprzedawców energii elektrycznej bezzasadnych i niezgodnych z ustawą podwyżek cen, wstecznym fakturowaniu i żądaniach zapłaty pod groźbą wstrzymania dostaw.

W związku ze zgłaszanymi przez uczestników rynku do URE problemami dotyczącymi uruchamiania i obsługi sprzedaży rezerwowej na rzecz odbiorców końcowych, Prezes URE rozszerzył w 2019 r. cykliczne monitorowanie rynku detalicznego, mając na uwadze nowe przepisy art. 5aa i 5ab wprowadzone do ustawy – Prawo energetyczne. Pierwsze badanie z cyklu monitoringu Prezesa URE funkcjonowania rynku detalicznego w zakresie uruchomiania i obsługi sprzedaży rezerwowej w 2018 r. zostało skierowane do pięciu największych OSD tj. PGE Dystrybucja S.A., TAURON Dystrybucja S.A., ENERGA-OPERATOR S.A., ENEA Operator Sp. z o.o. oraz innogy Stoen Operator Sp. z o.o. Zakresem badania zostały objęte informacje o: (i) sprzedawcach, którzy oferowali sprzedaż rezerwową odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci OSD, (ii) odbiorcach końcowych, dla których operator uruchomił sprzedaż rezerwową i/lub wskazany sprzedawca świadczył sprzedaż rezerwową oraz (iii) sprzedawcach rezerwowych wskazanych przez odbiorców końcowych w umowach o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej lub umowach kompleksowych. Wyniki tego badania zostaną wykorzystane w bieżących pracach URE, np. w celu opracowania stosownych rozwiązań oraz wskazania operatorom koniecznych do wprowadzenia działań. Podsumowanie tego badania zostało również przekazane Prezesowi UOKiK do ewentualnego wykorzystania.

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 rozdzielenia 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

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

Wyszczególnienie	IV kwartał 2018 r.			IV kwartał 2019 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	**475,0**	**264,6**	**210,3**	**477,0**	**277,9**	**199,0**
w tym: odbiorcy na WN (grupy A)	279,4	213,0	66,3	325,2	266,2	59,0
odbiorcy na SN (grupy B)	351,7	237,2	114,5	395,0	284,1	110,9
odbiorcy na nN (grupy C)	602,4	333,8	268,6	600,3	338,5	261,7
odbiorcy grup G	506,0	258,0	248,0	485,5	255,3	230,2
w tym: gospodarstwa domowe	505,6	257,9	247,7	481,6	253,7	228,0

Źródło: URE na podstawie danych Ministerstwa Aktywów Państwowych i URE.

do przedstawiania ofert rynkowych wszystkim odbiorcom, w tym odbiorcom grupy taryfowej G przyłączonym do sieci operatora, na obszarze którego sprzedawcy realizują zadania sprzedawcy z urzędu – pod warunkiem, że sprzedawcy ci uprzednio poinformowali odbiorcę o wysokości cen energii elektrycznej określonej w aktualnie obowiązującej taryfie, a w odniesieniu do odbiorców w gospodarstwach domowych – także o obowiązku, o którym mowa w art. 5a ustawy – Prawo energetyczne.

1 stycznia 2019 r. weszły w życie przepisy tzw. ustawy o cenach zamrażającej ceny prądu i nakładającej na przedsiębiorców sprzedających energię elektryczną obowiązki, dotyczące m.in.: dostosowania cen do poziomu z 2018 r., odpowiednich zmian umów z odbiorcami, czy ponownego wystawiania faktur.

Podstawowym celem ustawy o cenach było zagwarantowanie braku wzrostu cen energii elektrycznej w 2019 r. w porównaniu z cenami z 2018 r. przy zastosowaniu trzech mechanizmów: obniżenia stawki akcyzy, obniżenia stawki opłaty przejściowej oraz obowiązku „zamrożenia cen" energii elektrycznej dla odbiorców końcowych przez przedsiębiorstwa obrotu. Jednocześnie, firmy obrotu uzyskały prawo do wnioskowania o stosowne rekompensaty w związku ze sprzedażą energii elektrycznej po cenie ustawowej.

Każdy przedsiębiorca zajmujący się sprzedażą (obrotem) energii elektrycznej w 2019 r., był zobowiązany do dostosowania umów oraz cen w rozliczeniach z klientami do wymogów ustawy o cenach. W stosunku do gospodarstw domowych (grupa G), przedsiębiorstwa obrotu stosujące taryfy powinny stosować ceny taryfowe obowiązujące 31 grudnia 2018 r., natomiast stosujące oferty rynkowe – ceny nie wyższe niż te z 30 czerwca 2018 r.

Ustawa o cenach przewiduje sankcje za jej nieprzestrzeganie, a Prezes URE jest organem właściwym do przeprowadzenia weryfikacji i nałożenia kar pieniężnych na przedsiębiorców, którzy nie zrealizowali zobowiązań ustawowych. Komunikatem z 14 stycznia 2020 r. Prezes URE zapowiedział przeprowadzenie całościowego monitoringu rynku pod kątem wywiązywania się z obowiązków przez przedsiębiorstwa obrotu energią elektryczną nałożonych ustawą o cenach[45].

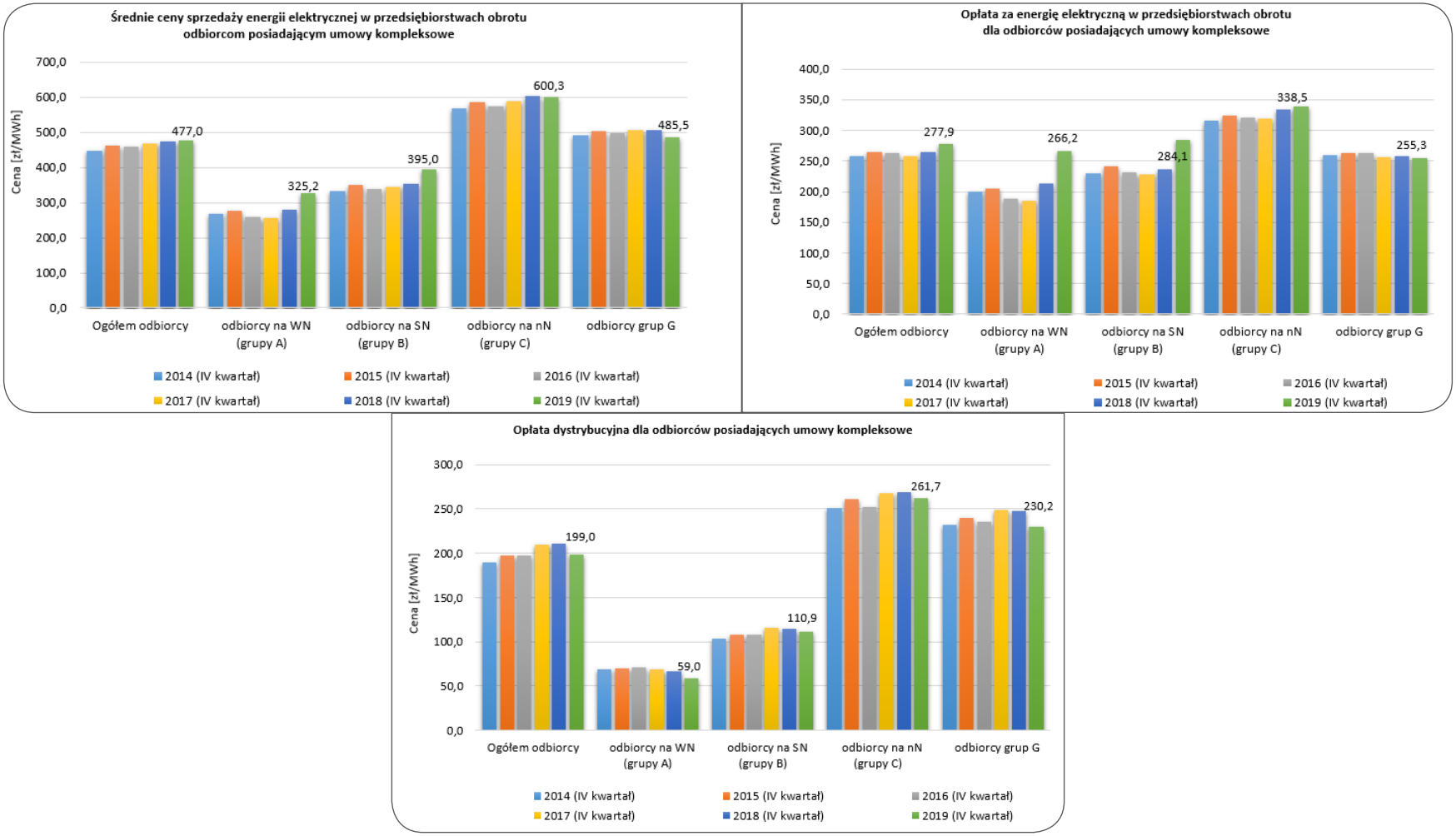
Zaprezentowane poniżej dane dotyczą cen energii elektrycznej oraz opłat dystrybucyjnych zastosowanych we wskazanych okresach u odbiorców posiadających umowy kompleksowe.

Pomiędzy IV kwartałem 2018 r. a IV kwartałem 2019 r. ceny za energię elektryczną wzrosły dla grupy taryfowej A i B, natomiast dla grupy taryfowej C odnotowano niewielki spadek cen. W analizowanym okresie znacząco spadły ceny energii dla odbiorców z grupy taryfowej G – o 4,05%, z czego aż o 4,75% spadły ceny dla odbiorców w gospodarstwach domowych, co było zamierzoną konsekwencją wprowadzenia ustawy o cenach.

Opłaty dystrybucyjne w 2019 r. wykazywały tendencje spadkowe dla wszystkich grup taryfowych. Największy spadek opłaty dystrybucyjnej nastąpił dla odbiorców w grupie taryfowej A – o 11%, a najmniejszy dla odbiorców w grupie taryfowej C – o 2,6%. Dla odbiorców z grupy taryfowej G opłata dystrybucyjna obniżyła się o 7,18%, w tym dla odbiorców w gospodarstwach domowych o 7,95%.

[45] Informacja Prezesa URE z 14 stycznia 2020 r. „Prezes URE monitoruje wykonanie obowiązków wynikających z przepisów ustawy prądowej" https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/aktualnosci/8662,Prezes-URE-monitoruje-wykonanie-obowiazkow-wynikajacych-z-przepisow-ustawy-prado.html?search=408956110352.

Rysunek 16. Zmiana cen za energię elektryczną i opłat dystrybucyjnych – porównanie IV kwartałów lat 2014-2019



Źródło: URE na podstawie danych Ministerstwa Aktywów Państwowych i URE.

2. Regulowanie działalności przedsiębiorstw elektroenergetycznych

2.1. Koncesje

Zgodnie z obowiązującym w 2019 r. brzmieniem art. 32 ustawy – Prawo energetyczne, uzyskania koncesji wymagało wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie:

- wytwarzania energii elektrycznej, z wyłączeniem: wytwarzania energii elektrycznej w źródłach o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nieprzekraczającej 50 MW niezaliczanych do instalacji odnawialnych źródeł energii lub do jednostek kogeneracji a także z wyłączeniem wytwarzania energii elektrycznej w mikroinstalacji[46] lub w małej instalacji[47], wytwarzania energii elektrycznej z biogazu rolniczego, wyłącznie z biogazu rolniczego w kogeneracji, wyłącznie z biopłynów w rozumieniu ustawy OZE,
- przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej,
- obrotu energią elektryczną, z wyłączeniem:
  a) obrotu energią elektryczną za pomocą instalacji o napięciu poniżej 1 kV będącej własnością odbiorcy;
  b) obrotu energią elektryczną dokonywanego na giełdzie towarowej w rozumieniu przepisów ustawy z 26 października 2000 r. o giełdach towarowych lub rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany w rozumieniu przepisów ustawy z 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi przez towarowe domy maklerskie lub domy maklerskie prowadzące działalność maklerską w zakresie obrotu towarami giełdowymi oraz przez spółkę prowadzącą giełdę towarową, giełdową izbę rozrachunkową, Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych S.A. lub przez spółkę, której Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych S.A. przekazał wykonywanie czynności z zakresu zadań, o których mowa w art. 48 ust. 2 ustawy z 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi, nabywające energię elektryczną, z tytułu realizacji zadań określonych w ustawie z 26 października 2000 r. o giełdach towarowych;
  c) obrotu energią elektryczną innego, niż określony w lit. b), dokonywanego przez giełdową izbę rozrachunkową, przez Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych S.A., lub przez spółkę, której Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych S.A. przekazał wykonywanie czynności z zakresu zadań, o których mowa w art. 48 ust. 2 ustawy z 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi, nabywające lub zbywające energię elektryczną, z tytułu realizacji zadań określonych w ustawie z 26 października 2000 r. o giełdach towarowych, w odniesieniu do transakcji zawieranych poza giełdą towarową lub rynkiem, o których mowa w lit. b).

Zgodnie z art. 33 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, koncesję może otrzymać wnioskodawca mający siedzibę lub miejsce zamieszkania na terytorium państwa członkowskiego 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 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 2019 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 2019 r. Prezes URE aktywnie monitorował sytuację odbiorców kilku przedsiębiorstw, które zgłosiły zamiar zaprzestania działalności koncesjonowanej w zakresie dystrybucji energii

[46] Pod pojęciem *mikroinstalacji* należy rozumieć instalację odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 50 kW, przyłączoną 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).

[47] Pod pojęciem *małej instalacji* należy rozumieć instalację odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 50 kW i mniejszej niż 500 kW, przyłączoną 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).

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 2019 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[48].

W 2019 r. Prezes URE udzielił 289 koncesji w zakresie energii elektrycznej. Liczbę koncesji udzielonych zgodnie z właściwością w podziale na poszczególne rodzaje działalności koncesjonowanej w zakresie energii elektrycznej przedstawia poniższa tabela.

Tabela 7. Liczba koncesji udzielonych w 2019 r. oraz liczba ważnych koncesji w URE według stanu na koniec 2019 r.

Energia elektryczna	Koncesje udzielone w 2019 r. [szt.]	Koncesje ważne na koniec 2019 r. (dotyczy urzędu jako całości) [szt.]
Wytwarzanie	259	1 335
Przesyłanie lub dystrybucja	13	180
Obrót	17*	426**
Razem	**289**	**1 941**

* W tym 2 koncesje wydane dla podmiotu mającego siedzibę za granicą.
** W tym 28 koncesji wydanych dla podmiotów mających siedzibę za granicą.

Źródło: URE.

W okresie sprawozdawczym wydano również 244 decyzje udzielające promesy koncesji/promesy zmiany koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej oraz 4 decyzje udzielające promes koncesji na dystrybucję energii elektrycznej.

Istotna zmiana wprowadzona do systemu prawa w 2019 r. wynika z treści art. 43 ust. 7-10 ustawy – Prawo energetyczne w brzmieniu ustalonym ustawą o CHP, w myśl których możliwość uczestniczenia w nowym systemie wsparcia w formie premii gwarantowanej albo w nowym systemie wsparcia w formie premii kogeneracyjnej indywidualnej (por. pkt 2.4.) została uzależniona od dokonania przez Prezesa URE potwierdzenia, dokonywanego w ramach przeprowadzanego postępowania dotyczącego wydania stosownej promesy koncesji lub promesy zmiany koncesji, że objęta przedmiotem postępowania inwestycja w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w jednostce kogeneracji nie zostałaby zrealizowana w przypadku, w którym dla energii elektrycznej wytworzonej w tej jednostce nie przysługiwałoby prawo do wypłaty:

1) premii gwarantowanej – w odniesieniu do nowej małej jednostki kogeneracji i znacznie zmodernizowanej małej jednostki kogeneracji, o których mowa w art. 5 ust. 1 pkt 3 ustawy o CHP,
2) premii kogeneracyjnej indywidualnej – w odniesieniu do nowej jednostki kogeneracji o mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 50 MW lub znacznie zmodernizowanej jednostki kogeneracji o mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 50 MW, o których mowa w art. 6 ust. 1 pkt 1 ustawy o CHP.

Omawiana instytucja stanowi odzwierciedlenie zapisów Komunikatu Komisji Europejskiej określającego *„Wytyczne w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska i cele związane z energią w latach 2014-2020"*[49] w zakresie potwierdzania tzw. „efektu zachęty".

Tabela 8. Instalacje OZE (instalacje objęte koncesją Prezesa URE, wpisem do rejestru wytwórców energii w małej instalacji, mikroinstalacje[50]) wg stanu na 31 grudnia 2019 r.

Rodzaj instalacji OZE	Sumaryczna moc zainstalowana [MW]	Liczba instalacji
Instalacje wykorzystujące biogaz*	133,208	212
Instalacje wykorzystujące biomasę	1 492,875	52
Instalacje wykorzystujące energię promieniowania słonecznego	477,679	1 104

[48] Dane dotyczące działalności oddziałów terenowych prezentowane są w części XII Sprawozdania.

[49] Dz. Urz. UE seria C z 2014 r., Nr 200, s. 1.

[50] Mikroinstalacje wytwarzające energię elektryczną objętą systemem świadectw pochodzenia albo systemem taryf gwarantowanych albo aukcyjnym systemem wsparcia.

Rodzaj instalacji OZE	Sumaryczna moc zainstalowana [MW]	Liczba instalacji
Instalacje wykorzystujące energię wiatru	5 917,243	1 207
Instalacje wykorzystujące hydroenergię	973,095	771
Instalacje wykorzystujące technologię współspalania biomasy, biopłynów, biogazu lub biogazu rolniczego z innymi paliwami**	15 606,840	32
Łącznie	**24 600,940**	**3 378**

* Nie uwzględnia danych dot. 105 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 2019 r. Prezes URE udzielił 191 promes koncesji/promes zmiany koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej z OZE, natomiast na 31 grudnia 2019 r. ważne były 483 tego rodzaju promesy.

Tabela 9. Projektowane instalacje OZE na podstawie ważnych na 31 grudnia 2019 r. promes koncesji

Rodzaj instalacji OZE	Sumaryczna moc zainstalowana [MW]	Liczba instalacji
Instalacje wykorzystujące biogaz*	7,323	5
Instalacje wykorzystujące biomasę	125,886	16
Instalacje wykorzystujące energię promieniowania słonecznego	481,629	298
Instalacje wykorzystujące energię wiatru	2 499,590	158
Instalacje wykorzystujące hydroenergię	1,865	2
Instalacje termicznego przekształcania odpadów	110,243	5
Instalacje wykorzystujące energię geotermalną	2,180	2
Łącznie	**3 228,716**	**486**

* 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 2019 r. wydano 292 decyzje w sprawie zmiany udzielonych koncesji oraz 41 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 promes koncesji m.in. z uwagi na wydłużający się proces realizacji inwestycji lub uzyskania przyłączenia do sieci.

Wystąpiły również przypadki zmiany koncesji z uwagi na połączenie spółek kapitałowych i przejęcie spółki przejmowanej przez przejmującą (sukcesja koncesji).

W 14 przypadkach odmówiono zmiany koncesji oraz promes koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej.

Cofnięcia, stwierdzenie wygaśnięcia koncesji

W 2019 r., w związku z trwałym zaprzestaniem wykonywania działalności gospodarczej lub niepodjęciem działalności objętej koncesją oraz nie dysponowaniem środkami finansowymi w wielkości gwarantującej prawidłowe wykonywanie działalności, cofnięto 50 koncesji oraz 2 promesy. Ponadto, w 3 przypadkach stwierdzono wygaśnięcie koncesji.

Odmowy udzielenia koncesji, pozostawienia wniosków bez rozpoznania

W 2019 r. w 11 przypadkach wydano decyzję odmawiającą udzielenia koncesji na obrót energią elektryczną. Powodem odmowy udzielenia koncesji przedsiębiorcy było nie dysponowanie środkami finansowymi w wielkości gwarantującej prawidłowe wykonywanie działalności oraz brak udokumentowania możliwości ich pozyskania lub przedsiębiorca zalegał z zapłatą podatków stanowiących dochód budżetu państwa. W 84 przypadkach wnioski o udzielenie koncesji bądź jej promesy, zgodnie

z zapisami art. 35 ust. 2b ustawy – Prawo energetyczne, pozostawiono bez rozpoznania po uprzednim wezwaniu do uzupełnienia wniosku.

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, przyłączoną 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 wpisu 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 2019 r. przez departament DZO – w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w instalacji OZE: wykorzystującej biomasę, w tym w kogeneracji, wykorzystującej biogaz inny niż biogaz rolniczy, w tym w kogeneracji, jak również przez oddziały terenowe URE – w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w instalacjach OZE wykorzystujących w procesie przetwarzania: energię wiatru, hydroenergię, energię promieniowania słonecznego oraz energię pozyskiwaną z biogazu, jeśli wytwarzanie nie obejmuje wytwarzania w kogeneracji.

Tabela 10. Instalacje OZE wpisane do rejestru wytwórców energii w małej instalacji – stan na 31 grudnia 2019 r.

Rodzaj instalacji OZE	Sumaryczna moc zainstalowana [MW]	Liczba instalacji
Instalacje wykorzystujące biogaz*	30,222	113
Instalacje wykorzystujące biomasę	0,470	2
Instalacje wykorzystujące energię promieniowania słonecznego	47,485	247
Instalacje wykorzystujące energię wiatru	33,066	114
Instalacje wykorzystujące hydroenergię	51,558	341
Łącznie	**162,801**	**817**

* 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 2019 r., 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.

Zatwierdzanie taryf dla OSP i pięciu największych OSD

W I kwartale 2019 r. kontynuowane były postępowania administracyjne w sprawie zatwierdzenia taryf na 2019 r.: dla PSE S.A. oraz dla pięciu największych OSD, tj. PGE Dystrybucja S.A., TAURON Dystrybucja S.A., ENEA Operator Sp. z o.o., ENERGA-OPERATOR S.A. oraz innogy Stoen Operator Sp. z o.o., wszczęte w 2018 r. Postępowania w sprawie zatwierdzenia taryf dla ww. przedsiębiorstw nie zostały zakończone w 2018 r. z przyczyn niezależnych od Prezesa URE. W okresie tym trwały bowiem zaawansowane prace nad ustawą mającą na celu ograniczenie opłat za energię elektryczną dla odbiorców końcowych. Rezultatem tych prac było opublikowanie ustawy o cenach, która weszła w życie z dniem ogłoszenia, z mocą od 1 stycznia 2019 r. Zgodnie z ówczesnym brzmieniem przepisów tej ustawy, stawki opłat zawarte w taryfie przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej miały zostać określone w wysokości nie wyższej niż ceny i stawki opłat brutto stosowane 31 grudnia 2018 r., uwzględniając zmniejszenie stawek opłaty przejściowej. W związku ze zgłaszanymi przez przedsiębiorstwa energetyczne oraz Prezesa URE wątpliwościami interpretacyjnymi dotyczącymi brzmienia części przepisów powołanej wyżej ustawy, 5 marca 2019 r. została opublikowana ustawa z 21 lutego 2019 r. zmieniająca ustawę o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw, ustawę – Prawo ochrony środowiska, ustawę o systemie zarządzania emisjami gazów cieplarnianych i innych substancji, ustawę o zmianie ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz niektórych innych ustaw oraz ustawę o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji[51]. Nowelizacja ta całkowicie wyłączyła spod regulacji tej ustawy zasady określania stawek opłat w odniesieniu do przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej. W związku z powyższym, możliwe stało się zakończenie postępowań administracyjnych w sprawie zatwierdzenia na 2019 r. taryfy PSE S.A. oraz taryf OSD. Decyzja zatwierdzająca taryfę PSE S.A. na 2019 r. została wydana 22 marca 2019 r. Taryfy dla pięciu największych OSD, tj. PGE Dystrybucja S.A., TAURON Dystrybucja S.A., ENEA Operator Sp. z o.o., ENERGA-OPERATOR S.A. oraz innogy Stoen Operator Sp. z o.o. zostały zatwierdzone przez Prezesa URE 22 marca 2019 r. na okres do 31 grudnia 2019 r. Taryfy OSD zostały skalkulowane w oparciu o wytyczne zawarte w zaktualizowanym i opublikowanym w marcu 2019 r. dokumencie: „Taryfy OSD na rok 2019 (dotyczy OSD, którzy dokonali z dniem 1 lipca 2007 r. rozdzielenia działalności)".

W wyniku zatwierdzonych taryf dla tych przedsiębiorstw (5 OSD), stawki opłat dystrybucyjnych dla odbiorców końcowych uległy obniżeniu średnio o 4%. Jakkolwiek spadek średniej stawki za dystrybucję wynikał głównie z ustawowego obniżenia stawek opłaty przejściowej, to uzyskanie takiego efektu nie byłoby możliwe, gdyby nie wpływ Prezesa URE na skalkulowanie pozostałych stawek opłat przedsiębiorstw w taki sposób, aby chronić odbiorców przed wzrostem opłat, a jednocześnie zapewnić przedsiębiorstwom środki na realizację inwestycji służących zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw.

W III kwartale 2019 r. Prezes URE rozpoczął przygotowania do kolejnego procesu taryfowania przedsiębiorstw prowadzących działalności w zakresie przesyłania, dystrybucji i obrotu (w odniesieniu do odbiorców grup taryfowych G).

W sierpniu 2019 r. Prezes URE wezwał PSE S.A. do przedłożenia wniosku o zatwierdzenie taryfy na 2020 r., w zakresie prowadzonej przez przedsiębiorstwo działalności. Spółka złożyła stosowny wniosek w połowie września 2019 r., a przedłożona taryfa została skalkulowana przez przedsiębiorstwo jako taryfa jednoroczna. W trakcie kolejnych miesięcy taryfowania, analizie podlegały zarówno wybrane pozycje kosztowe, jak również wielkości energii i mocy stanowiące podstawę kalkulacji stawek opłat przesyłowych. Postępowanie w sprawie zatwierdzenia taryfy PSE S.A. na 2020 r. zakończyło się wydaniem 17 grudnia 2019 r. decyzji przez Prezesa URE.

Proces zatwierdzania taryf dla usług dystrybucji energii elektrycznej na 2020 r. został rozpoczęty w listopadzie 2019 r. i objął pięć przedsiębiorstw,

[51] Dz. U. z 2019 r. poz. 412.

tj. PGE Dystrybucja S.A., TAURON Dystrybucja S.A., ENEA Operator Sp. z o.o., ENERGA-OPERATOR S.A. oraz innogy Stoen Operator Sp. z o.o. Prezes URE 17 grudnia 2019 r. zatwierdził taryfy na okres do 31 grudnia 2020 r. dla pięciu największych operatorów systemów dystrybucyjnych.

Sposób kalkulacji taryf na 2020 r. tj. ostatni rok 5-letniego okresu regulacji OSD, którzy dokonali z dniem 1 lipca 2007 r. rozdzielenia działalności, po raz kolejny uwzględniał założenia i zasady określone dla tego okresu regulacji, opisane w opublikowanym w 2015 r. przez Prezesa URE dokumencie pn. „Strategia Regulacji Operatorów Systemów Dystrybucyjnych na lata 2016-2020". Szczegółowe wytyczne w zakresie kalkulacji taryf na 2020 r. dla operatorów systemów dystrybucyjnych zostały zawarte w dokumencie „Taryfy OSD na rok 2020 (dotyczy OSD, którzy dokonali z dniem 1 lipca 2007 r. rozdzielenia działalności)" opublikowanym na stronie internetowej URE. Podstawowe parametry mające wpływ na przychód regulowany OSD zostały wyznaczone w oparciu o zastosowany w niezmienionej formie: model oceny kosztów operacyjnych oraz różnicy bilansowej, a także metodę ustalania średnioważonego kosztu kapitału. Natomiast ponownej modyfikacji uległ model regulacji jakościowej. Zmieniony dokument „Regulacja jakościowa w latach 2018-2025 dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych (którzy dokonali, z dniem 1 lipca 2007 r., rozdzielenia działalności) – wersja z dnia 29 maja 2019 r.", powstał w wyniku ewaluacji modelu regulacji jakościowej na lata 2016-2020, opracowanego w 2015 r. Najważniejsze zmiany w modelu regulacji jakościowej to:

- wprowadzenie wskaźników obszarowych: w miejsce wskaźników SAIDI, SAIFI wprowadzono wskaźniki obszarowe z podziałem na cztery 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 wyżej wymienionym dokumencie zawarto określone na nowo kluczowe wskaźniki efektywności (KPI), metodę wyznaczenia ich celów w poszczególnych latach regulacji, sposób ich rozliczenia oraz wpływ na przychód regulowany OSD w części dotyczącej zwrotu z kapitału.

W wyniku zatwierdzonych taryf dla tych przedsiębiorstw (5 OSD), stawki opłat dystrybucyjnych dla odbiorców końcowych wzrosły średnio o 3,1%. Stawki opłat za usługę dystrybucji dla odbiorców grup taryfowych G wzrosły od 2% w innogy Stoen Operator Sp. z o.o. do 4% w ENEA Operator Sp. z o.o. Łączny średni wzrost stawek opłat dystrybucyjnych dla odbiorców grup taryfowych G wynikający z zatwierdzonych taryf dla pięciu OSD wyniósł 3,1%.

Zatwierdzanie taryf dla przedsiębiorstw obrotu powstałych w wyniku rozdziału działalności

W związku z faktem, że postępowania w sprawie zatwierdzenia taryf na 2019 r. dla przedsiębiorstw obrotu pełniących funkcję sprzedawców z urzędu nie zostały zakończone do 31 grudnia 2018 r., ze względu na trwające prace nad ustawą regulującą kwestie zamrożenia cen na 2019 r., proces ten trwał dalej na początku 2019 r.

1 stycznia 2019 r. weszła w życie ustawa o cenach, której przepisy wyłączyły kompetencje Prezesa URE do zatwierdzania cen dla przedsiębiorstw obrotu dla odbiorców grup taryfowych G. Jednakże ze względu na fakt, że przepisy ustawy budziły szereg wątpliwości interpretacyjnych, Prezes URE wystąpił do Ministra Energii o dokonanie stosownej nowelizacji ww. ustawy. Zgodnie ze zmianą ustawy z 21 lutego 2019 r., przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną określało ceny i stawki opłat za energię elektryczną w wysokości cen stosowanych 31 grudnia 2018 r. ustalonych w taryfie zatwierdzonej przez Prezesa URE. Tym samym z mocy ustawy nastąpiło przedłużenie stosowania cen ustalonych w taryfach stosowanych 31 grudnia 2018 r. – do 31 grudnia 2019 r.

Ze względu na powyższe, wnioski przedsiębiorstw obrotu o zatwierdzenie taryf dla energii elektrycznej dla odbiorców w gospodarstwach domowych, stały się bezprzedmiotowe, co spowodowało konieczność umorzenia postępowań administracyjnych w tej sprawie.

Natomiast w połowie listopada 2019 r. rozpoczął się proces zatwierdzania taryf dla energii elektrycznej dla odbiorców grup taryfowych G dla czterech przedsiębiorstw obrotu pełniących funkcję sprzedawców z urzędu, tj. TAURON Sprzedaż Sp. z o.o., ENEA S.A., PGE Obrót S.A. oraz ENERGA-OBRÓT S.A. na 2020 r.

W efekcie prowadzonych postępowań administracyjnych Prezes URE zatwierdził:

- 17 grudnia 2019 r. na okres do 31 grudnia 2020 r. taryfę TAURON Sprzedaż Sp. z o.o.,
- 30 grudnia 2019 r. na okres do 31 marca 2020 r. taryfę ENEA S.A.,
- 30 grudnia 2019 r. na okres do 31 grudnia 2020 r. taryfę ENERGA-OBRÓT S.A.

Postępowanie w sprawie zatwierdzenia taryfy dla PGE Obrót S.A. do 31 grudnia 2019 r. nie zostało zakończone.

Zatwierdzone taryfy zakładały podwyżkę cen energii elektrycznej dla odbiorców z grup taryfowych G, tj. gospodarstw domowych, o ok. 20%.

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

Zatwierdzanie taryf dla przedsiębiorstw tzw. energetyki przemysłowej

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

Jednakże w 2019 r. weszła w życie ustawa o cenach, której przepisy wyłączyły kompetencje Prezesa URE do zatwierdzania cen dla przedsiębiorstw obrotu dla odbiorców grup taryfowych G. Tym samym taryfy tych przedsiębiorstw ograniczone zostały wyłącznie do działalności w zakresie dystrybucji energii elektrycznej.

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

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

Rezultatem procesu zatwierdzania taryf dla tego typu przedsiębiorstw jest z reguły (tam, gdzie jest to możliwe) zatwierdzenie stawek opłat na takim poziomie, przy którym obliczone na ich podstawie opłaty za dystrybucję energii elektrycznej 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 postępowań w sprawie zatwierdzania taryf dla energii elektrycznej bądź ich zmian, prowadzonych w 2019 r. w departamencie DRE

Ogółem w zakresie zatwierdzenia i zmian taryf dla energii elektrycznej wydanych zostało 145 decyzji administracyjnych, w tym:

- 4 decyzje dla operatora systemu przesyłowego,
- 20 decyzji dla operatorów systemów dystrybucyjnych, którzy z dniem 1 lipca 2007 r. dokonali rozdzielenia działalności,
- 7 decyzji dla przedsiębiorstw obrotu pełniących funkcje sprzedawcy z urzędu,
- 114 decyzji dla przedsiębiorstw energetyki przemysłowej.

Do 31 grudnia 2019 r. nie zostało zakończonych 26 postępowań administracyjnych w sprawie zatwierdzenia taryf dla energii elektrycznej bądź ich zmian, w tym:

- 1 postępowanie o zatwierdzenie taryfy dla przedsiębiorstwa obrotu pełniącego funkcję sprzedawcy z urzędu,
- 25 postępowań o zatwierdzenie taryf lub ich zmian dla przedsiębiorstw energetyki przemysłowej.

Statystyka prowadzonych postępowań w oddziałach terenowych

Ogółem, w zakresie taryf dla energii elektrycznej wydano łącznie 245 decyzji administracyjnych, w tym:

- 108 decyzji o zatwierdzeniu taryfy dla przedsiębiorstw energetyki przemysłowej,

- 136 decyzji o zatwierdzeniu zmian w taryfach dla przedsiębiorstw energetyki przemysłowej,
- 1 decyzję zwalniającą z urzędu przedsiębiorstwo energetyczne z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryfy w obrocie energią elektryczną z wyłączeniem odbiorców w gospodarstwach domowych.

W 2019 r. wydano również decyzję odmawiającą zatwierdzenia taryfy, decyzję odmawiającą zmiany taryfy oraz 7 decyzji o umorzeniu postępowania o zatwierdzenie/zmianę taryfy. Do 31 grudnia 2019 r. w oddziałach terenowych w toku pozostawały 53 postępowania administracyjne w sprawie zatwierdzenia taryf dla energii elektrycznej bądź ich zmian.

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 wymierzanej 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 2019 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 tym w kogeneracji (sprawozdania składane do departamentu DZO), było zobowiązanych 46 przedsiębiorstw energetycznych, co oznacza, że w 2019 r. przeanalizowano 174 takich sprawozdań. Natomiast oddziały terenowe przeanalizowały ponad 2 400 sprawozdań kwartalnych (na 31 grudnia 2019 r. do złożenia kwartalnego sprawozdania zobowiązanych było 651 przedsiębiorstw energetycznych).

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 i wprowadzonej do systemu elektroenergetycznego, z podziałem na poszczególne rodzaje źródeł, w terminie do:

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.

Zgodnie z brzmieniem art. 6a ust. 1 ustawy OZE, operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego jest obowiązany przekazać Prezesowi URE sprawozdanie roczne zawierające:

1) informacje o:
   a) łącznej ilości energii elektrycznej, o której mowa w art. 4 ust. 1 ustawy OZE, wprowadzonej przez prosumenta energii odnawialnej do sieci;
   b) łącznej ilości energii elektrycznej sprzedanej sprzedawcy zobowiązanemu, o którym mowa w art. 40 ust. 1 ustawy OZE, która została wytworzona z odnawialnego źródła energii w mikroinstalacji i wprowadzona do sieci dystrybucyjnej,
2) wykaz wytwórców energii elektrycznej w mikroinstalacji, ze wskazaniem terminu wprowadzenia po raz pierwszy do sieci dystrybucyjnej przez poszczególnych wytwórców energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii w mikroinstalacji,
3) wskazanie rodzaju mikroinstalacji oraz jej mocy zainstalowanej elektrycznej

– w terminie 30 dni od dnia zakończenia roku kalendarzowego.

W myśl art. 6a ust. 2 ustawy OZE, na podstawie wyżej wymienionych sprawozdań, Prezes URE, w terminie 75 dni od dnia zakończenia roku kalendarzowego, sporządza zbiorczy raport, który:

1) przekazuje ministrowi właściwemu do spraw energii (od 2020 r. ministrowi właściwemu do spraw klimatu, ministrowi właściwemu do spraw energii oraz ministrowi właściwemu do spraw gospodarki);
2) zamieszcza w Biuletynie Informacji Publicznej URE, z zachowaniem przepisów o ochronie danych osobowych.

Zgodnie z brzmieniem art. 40 ust. 2 ustawy OZE, operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, w terminie do 15 września każdego roku, przekazują Prezesowi URE informacje dotyczące sprzedawców energii elektrycznej o największym wolumenie jej sprzedaży w okresie od 1 stycznia do 31 sierpnia tego roku odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci dystrybucyjnej danego operatora na obszarze działania tego operatora. Powyższe informacje służą Prezesowi URE do wyznaczenia sprzedawców zobowiązanych na następny rok. W 2019 r. obowiązek ten został zrealizowany, a szczegółowe informacje przedstawione zostały w części III. System wsparcia odnawialnych źródeł energii, kogeneracji i efektywności energetycznej (pkt 6. Wyznaczanie sprzedawców zobowiązanych).

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.

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

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. 4 ust. 4 oraz art. 9 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	W 2019 r. obowiązek był realizowany przez wytwórców, którzy migrowali z systemu aukcyjnego do systemu FIT/FIP, o którym mowa w art. 70a-70f ustawy OZE, zgodnie z art. 9 ustawy z 7 czerwca 2018 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw oraz do 30 marca 2020 r. przez wytwórców, którzy rozpoczęli korzystanie z aukcyjnego systemu wsparcia w dniu 1 stycznia 2017 r.
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 2018 r. był realizowany do 30 stycznia 2019 r. 2. Obowiązek za 2019 r. został zniesiony mocą przepisów ustawy z 19 lipca 2019 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw[52)]
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 2018 r. był realizowany do 30 stycznia 2019 r. 2. Obowiązek za 2019 r. był realizowany do 30 stycznia 2020 r.
Aukcje przeprowadzone w latach 2018-2019			
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	Obowiązek jest realizowany na bieżąco
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	1. Obowiązek za 2018 r. był realizowany do 30 stycznia 2019 r. 2. Obowiązek za 2019 r. był realizowany do 30 stycznia 2020 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	1. Obowiązek za 2018 r. był realizowany do 30 stycznia 2019 r. 2. Obowiązek za 2019 r. został zniesiony mocą przepisów ustawy z dnia 19 lipca 2019 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw
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

[52)] Dz. U. z 2019 r. poz. 1524.

Rodzaj informacji	Podstawa prawna jej przekazania	Termin przekazania	Uwagi
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	1. Obowiązek za 2018 r. był realizowany do 30 stycznia 2019 r. 2. Obowiązek za 2019 r. był realizowany do 30 stycznia 2020 r.
Opinia akredytowanej jednostki, o której mowa w art. 77 ust. 3 ustawy z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, potwierdzająca zasadność uznania instalacji za instalację, o której mowa w art. 77 ust. 5 pkt 1a, 2a, 3a, 4a, 6a, 7a, 8a, 9a lub 10a ustawy o odnawialnych źródłach energii	1. art. 184c ust. 5 ustawy OZE 2. art. 93a ustawy OZE	1. W terminie 3 miesięcy od dnia rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej w ramach systemu aukcyjnego. 2. Do 15 marca każdego roku następującego po roku, w którym wytworzono energię elektryczną w wysokosprawnej kogeneracji	1. Obowiązek jest realizowany na bieżąco. 2. Obowiązek za 2019 r. był realizowany do 15 marca 2020 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 2019 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	1. Obowiązek za 2018 r. był realizowany do 30 stycznia 2019 r. 2. Obowiązek za 2019 r. był realizowany do 30 stycznia 2020 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	1. Obowiązek za 2018 r. był realizowany do 30 stycznia 2019 r. 2. Obowiązek za 2019 r. był realizowany do 30 stycznia 2020 r.
Opinia akredytowanej jednostki, o której mowa w art. 77 ust. 3 ustawy z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, potwierdzająca zasadność uznania instalacji za instalację, o której mowa w art. 77 ust. 5 pkt 1a, 2a, 3a, 4a, 6a, 7a, 8a, 9a lub 10a ustawy OZE	art. 93a ustawy OZE	Do 15 marca każdego roku następującego po roku, w którym wytworzono energię elektryczną w wysokosprawnej kogeneracji	Obowiązek za 2019 r. był realizowany do 15 marca 2020 r.

Źródło: URE.

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

Zgodnie z ustawą o CHP, do 15 marca każdego roku wytwórcy energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji uczestniczący w systemach wsparcia dla energii elektrycznej z jednostek kogeneracyjnych zobowiązani są, zgodnie z art. 77 ust. 1 ustawy o CHP, do złożenia do Prezesa URE sprawozdania rocznego CHP za rok poprzedni. Obowiązek dotyczy wytwórców energii elektrycznej uprawnionych do otrzymania premii:

- gwarantowanej (PG),
- gwarantowanej indywidualnej (PGI),
- kogeneracyjnej (PK),
- kogeneracyjnej indywidualnej (PKI), a także uczestniczących w systemie wsparcia w formie gwarancji pochodzenia CHP (GPCHP). Niezłożenie ww. sprawozdania we wskazanym terminie lub przekazanie w sprawozdaniu informacji nieprawdziwych lub niepełnych, sankcjonowane jest karą

pieniężną na podstawie art. 87 ust. 1 pkt 6 ustawy o CHP. Wraz ze sprawozdaniem, wytwórca składa opinię akredytowanej jednostki stwierdzającą prawidłowość danych zawartych w sprawozdaniu oraz zasadność składanego wniosku o wypłatę danego rodzaju premii. Zgodnie z art. 78 ust. 1 Prezes URE po weryfikacji ww. dokumentów wydaje decyzję o rzeczywistej ilości energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji albo wytworzonej, wprowadzonej do sieci i sprzedanej, co do której wytwórca uprawniony był do otrzymywania wsparcia.

Podmioty, które wygrały pierwszą aukcję CHP w 2019 r., zobowiązane były do przekazania w terminie do 30 stycznia 2020 r. informacji o stanie realizacji inwestycji (art. 76 ust. 1 ustawy o CHP) i oświadczenia o pomocy inwestycyjnej (art. 14 ust. 9 ustawy o CHP), a także oświadczenia o nowej pomocy inwestycyjnej (patrz art. 14 ust. 7 ustawy o CHP) w terminie do dziesiątego dnia miesiąca następującego po miesiącu, w którym nastąpiło udzielenie takiej pomocy, w przypadku udzielenia nowej pomocy inwestycyjnej.

3. Wyznaczanie operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych

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

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

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

Wyznaczanie operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych (OSD)

W 2019 r. Prezes URE wyznaczył 13 OSD, których nie dotyczył obowiązek rozdziału prawnego. Zgodnie ze złożonymi wnioskami przedsiębiorcy ci są operatorami na sieciach, na których prowadzą działalność koncesjonowaną.

Zmiany w decyzjach wyznaczających OSD, w tym przedłużenie okresu obowiązywania

W okresie sprawozdawczym Prezes URE dokonał zmian w 19 decyzjach wyznaczających OSD. W ich wyniku, według stanu na koniec 2019 r., na rynku energii elektrycznej funkcjonowało 185 operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, w tym pięciu prawnie wydzielonych OSD.

Stwierdzenie wygaśnięcia decyzji w sprawie wyznaczenia OSD

W 2019 r. Prezes URE w dwóch przypadkach stwierdził wygaśnięcie decyzji w sprawie wyznaczenia OSD.

4. Zatwierdzanie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci

Operator Systemu Przesyłowego

Do najważniejszych zmian wprowadzonych do IRiESP zatwierdzonych w 2019 r. przez Prezesa URE należy zaliczyć:

- zmiany związane z ograniczeniem skutków zwiększającego się ryzyka niezabezpieczonych rozliczeń za energię na Rynku Bilansującym, w tym wynikające z nowych limitów cen energii na Rynku Bilansującym (zatwierdzonych jako zmiana IRiESP w 2018 r.) i polegające m.in. na modyfikacji przyznawania i korzystania z obniżenia wymaganej wysokości dostępnego zabezpieczenia, wprowadzenia możliwości odrzucania przyjętych zgłoszeń Umów Sprzedaży

Energii w zakresie niepokrytym zabezpieczeniem. Dodatkowo zmodyfikowano zasady w zakresie przyjmowania zgłoszeń Umów Sprzedaży Energii lub Grafików Wymiany Międzysystemowej Uczestników Rynku Bilansującego, którym wstrzymane zostało świadczenie usług przesyłania ze względu na niewystarczającą wysokość zabezpieczenia (decyzja z 10 kwietnia 2019 r.),

- zmiany dotyczące zasad wyznaczania zdolności przesyłowych na połączeniach międzysystemowych polegające na dookreśleniu czynników ryzyka, które należy brać pod uwagę przy definiowaniu alternatywnych stanów pracy systemu elektroenergetycznego dla wyznaczania Marginesu Bezpieczeństwa Przesyłu dla KSE, a także usprawnienie metody wyznaczania zdolności przesyłowych, poprzez wdrożenie podejścia statystycznego do wyznaczania Marginesu Bezpieczeństwa Przesyłu (decyzja z 30 sierpnia 2019 r.),
- wprowadzenie do IRiESP modyfikacji dotyczących funkcjonowania Rynku Bilansującego w zakresie związanym z działalnością NEMO, w tym w szczególności: rozszerzenia katalogu podmiotów, które mogą być reprezentowane na Rynku Bilansującym, określenia warunków uczestnictwa w wymianie międzysystemowej na połączeniach wzajemnych asynchronicznych Polska-Szwecja i Polska-Litwa w związku z alokacją zdolności przesyłowych na tych połączeniach w ramach jednolitego łączenia rynków dnia następnego oraz opracowania procedury zgłaszania danych przez Uczestnika Rynku Bilansującego typu Giełda Energii (URB_{GE}) pełniących funkcję NEMO lub kontrahentów centralnych (z ang. *Central Counter Party* – CCP) NEMO w ramach procesu Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego (decyzja z 9 października 2019 r.),
- zmiany dotyczące Jednolitego łączenia Rynków Dnia Bieżącego (ang. *Single Intraday Coupling*, dalej także jako „SIDC") obejmujące m.in. wprowadzenie podmiotów uczestniczących w SIDC oraz definicji dla nowych pojęć stosowanych w SIDC, zdefiniowanie i wprowadzenie zasad dotyczących organizacji procesu, warunków uczestnictwa, zasad przyjmowania wyników, procedur działania OSP w ramach SIDC oraz określenie zasad komunikacji i wymiany danych. Dodatkowo wprowadzono na potrzeby SIDC podział zdolności przesyłowych międzysystemowych wyznaczanych łącznie dla przekrojów handlowych KSE z systemami elektroenergetycznymi Niemiec, Czech i Słowacji (tzw. Profil techniczny) na poszczególne profile handlowe, do czasu wdrożenia obsługi profilu technicznego w ramach SIDC (decyzja z 21 października 2019 r.).

Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych

W 2019 r. Prezes URE zatwierdził zmiany IRiESD dla: TAURON Dystrybucja S.A., ENEA Operator Sp. z o.o. (zmieniona pięciokrotnie), innogy Stoen Operator Sp. z o.o., ENERGA-OPERATOR S.A. (zmieniona czterokrotnie) oraz PGE Dystrybucja S.A. (zmieniona trzykrotnie).

Do najważniejszych zmian wprowadzonych do IRiESD wszystkich pięciu OSD zatwierdzonych w 2019 r. przez Prezesa URE należy zaliczyć:

- modyfikację procesu certyfikowania Obiektów Redukcji (ORed) na potrzeby świadczenia usługi redukcji zapotrzebowania (DSR) na polecenie OSP oraz wprowadzenie nowego programu w ramach usługi DSR – Programu Bieżącego Uproszczonego, w którym przedmiotem rozliczeń jest wykorzystanie rezerwy interwencyjnej, analogicznie jak w Programie Bieżącym (na skutek dostosowania do odpowiedniej zmiany IRiESP z 2018 r.),
- modyfikację IRiESD w zakresie wynikającym ze zmiany ustawy o odnawialnych źródeł energii oraz w której uzupełniono zapisy dotyczące dodatkowych wymagań technicznych dla mikroinstalacji,
- zmiany związane z GUD oraz GUD-K. Wprowadzona została m.in. generalna reguła, że kwestie odpowiedzialności OSD oraz sprzedawców za niewykonanie lub niewłaściwe wykonanie obowiązków wynikających z IRiESD, a także zasady wymiany informacji nieobjęte Centralnym Systemem Wymiany Informacji, zostaną określone w GUD lub GUD-k. Doprecyzowano również zapisy dotyczące sprzedaży rezerwowej dla odbiorców w gospodarstwach domowych, którzy mają zawarte umowy kompleksowe oraz dla odbiorców, który mają zawarte umowy dystrybucyjne. Uległy zmianie również m.in. zasady regulujące sposób zawierania umów dystrybucyjnych z uczestnikami rynku detalicznego, zasady powiadomień o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej lub

umowach kompleksowych. Powyższe zmiany stanowiły również dostosowanie obowiązujących zapisów IRiESD do zmiany ustawy – Prawo energetyczne – głównie przepisów regulujących sprzedawcę rezerwowego (art. 5aa Prawa energetycznego) oraz nałożenie na sprzedawcę z urzędu dodatkowej roli, a mianowicie podmiotu zapewniającego ciągłość dostaw energii w przypadku, gdyby sprzedawca rezerwowy nie był wyznaczony lub nie mógł podjąć dostaw (art. 5ab Prawa energetycznego).

OSD dokonali również aktualizacji standardowych profili zużycia wykorzystywanych w bilansowaniu handlowym miejsc dostarczania energii elektrycznej dla odbiorców o mocy umownej nie większej niż 40 kW.

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

Wytyczne i kodeksy sieciowe

Rozporządzenie 714/2009 przyznało Komisji Europejskiej kompetencję do przyjęcia kodeksów sieci oraz wytycznych uszczegółowiających 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).

4 lipca 2019 r. weszło w życie rozporządzenie 2019/943, które zastąpiło rozporządzenie 714/2009. Nie wpływa to jednak na obowiązywanie dotychczas przyjętych kodeksów sieci oraz wytycznych, a prace związane z ich wdrożeniem trwają nadal, zarówno po stronie OSP i NEMO, jak i po stronie organów regulacyjnych oraz ACER.

Należy zauważyć, że rozporządzenie 2019/943 nałożyło na organy regulacyjne oraz ACER szereg kolejnych obowiązków regulacyjnych. W 2019 r. na podstawie tego rozporządzenia Prezes URE m.in. wydał decyzję przyznającą PSE S.A. odstępstwo od obowiązku udostępniania międzystrefowych zdolności przesyłowych dnia następnego[53], prowadził na wniosek OSP postępowanie w przedmiocie zatwierdzenia metody i założeń, które mają być wykorzystywane w procesie przeglądu obszarów rynkowych oraz rozpatrywanych alternatywnych konfiguracji, a także był zaangażowany w sprawy procedowane przez państwo członkowskie[54] i ACER na podstawie tego rozporządzenia.

Istotną zmianą z punktu widzenia organów regulacyjnych wprowadzoną z kolei przez rozporządzenie 2019/943, jest utrata przez organy regulacyjne kompetencji do wydawania decyzji skoordynowanych na poziomie całej UE, a którą zyskała ACER. Zmiana sposobu procedowania nie wpłynęła na zaangażowanie Prezesa URE, który uczestniczył poprzez swoich przedstawicieli delegowanych do pracy w zespołach zadaniowych i grupach roboczych Agencji w procesie przygotowania decyzji.

Tabela 11. 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

[53] https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/8636,Decyzja-dotyczaca-odstepstwa-od-obowiazku-udostepniania-miedzystrefowych-zdolnos.html

[54] Efektem tej współpracy był plan działania opracowany na podstawie art. 15 rozporządzenia 2019/943, określający poziom minimalnych zdolności przesyłowych na potrzeby obrotu międzystrefowego, które będą udostępniane uczestnikom rynku przez polskiego OSP od początku 2020 r. do końca 2025 r. Plan ten zawiera także harmonogram przyjmowania środków mających na celu osiągnięcie docelowego poziomu minimalnych zdolności w wysokości 70% zdolności przesyłowych zgodnie z art. 16 ust. 8 rozporządzenia 2019/943. Plan działania został opublikowany na stronie internetowej Ministerstwa Aktywów Państwowych: https://www.gov.pl/web/aktywa-panstwowe/plan-dzialania-przyjety-przez-kse.

Nazwa kodeksu sieci / wytycznych	Publikacja
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. Z uwagi na intensywne prace zmierzające do wdrożenia jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego, część zatwierdzonych już warunków lub metod wymagała zmiany. Wobec wejścia w życie rozporządzenia 2019/943 wnioski w sprawie zmian metod pierwotnie podlegających zatwierdzeniu przez wszystkie organy regulacyjne, zostały przez podmioty wnioskujące bezpośrednio skierowana do ACER. Prezes URE był zaangażowany we wszystkie sprawy procedowane przez Agencję na podstawie tego rozporządzenia.

Tabela 12. Stan prac nad procedowanymi przez Prezesa URE w 2019 r. metodami lub warunkami wynikającymi z rozporządzenia 2015/1222, które podlegają zatwierdzeniu przez wszystkie organy regulacyjne (status podano na koniec 2019 r.)

Warunki lub metody	Podmioty wnioskujące	Status
Zmiana regionów wyznaczania zdolności przesyłowych	OSP	Decyzja ACER[55]
Zmiana algorytmu łączenia cen i algorytm handlu ciągłego	NEMO	Procedowanie przez ACER
Zmiana produktów w procesie jednolitego łączenia rynków dnia następnego	NEMO	Procedowanie przez ACER
Metoda planowanych wymian wynikających z jednolitego łączenia rynków dnia następnego	OSP	Decyzja Prezesa URE[56]
Metoda planowanych wymian wynikających z jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego	OSP	Decyzja Prezesa URE[57]
Metoda wyceny zdolności przesyłowych dnia bieżącego	OSP	Decyzja ACER[58]

Źródło: Opracowanie własne URE.

Rozporządzenie 2016/1719

W ramach obowiązków wynikających z tego rozporządzenia, Prezes URE 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.

[55] https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2004-2019%20on%20electricity%20TSOs%20proposal%20for%20amendments%20of%20CCRs.pdf; https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Pages/Annexes-to-the-DECISION-OF-THE-AGENCY-FOR-THE-COOPERATION-OF-ENERGY-REGULATORS-No-04-2019.aspx

[56] https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/8101,Decyzja-w-sprawie-zatwierdzenia-wspolnej-metody-wyznaczania-planowanych-wymian-w.html

[57] https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/8134,Decyzja-w-sprawie-zatwierdzenia-wspolnej-metody-wyznaczania-planowanych-wymian-w.html

[58] https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%-2001-2019%20on%20intraday%20cross-zonal%20capacity%20pricing%20methodology.pdf; https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Pages/Annexes-to-the-DECISION-OF-THE-AGENCY-FOR-THE-COOPERATION-OF-ENERGY-REGULATORS-No-012019.aspx

Tabela 13. Stan prac nad procedowanymi przez Prezesa URE w 2019 r. metodami lub warunkami wynikającymi z rozporządzenia 2016/1719, które podlegają zatwierdzeniu przez wszystkie organy regulacyjne (status podano na koniec 2019 r.)

Warunki lub metody	Podmioty wnioskujące	Status
Metoda podziału dochodu z ograniczeń	OSP	Decyzja Prezesa URE[59]
Zmiana ujednoliconego regulaminu alokacji długoterminowych praw przesyłowych	OSP	Decyzja ACER[60]

Źródło: Opracowanie własne URE.

Rozporządzenie 2017/2195

Prezes URE w ramach obowiązków wynikających z tego rozporządzenia, brał udział we wzajemnych konsultacjach, współpracy i wspólnej koordynacji organów regulacyjnych. Prace nad przedłożonymi przez wszystkich OSP warunkami lub metodami cały czas trwają. Wobec wejścia w życie rozporządzenia 2019/943, wnioski w sprawie warunków i metod pierwotnie podlegających zatwierdzeniu przez wszystkie organy regulacyjne, zostały przekazane do ACER. Prezes URE był zaangażowany we wszystkie sprawy procedowane przez Agencję na podstawie tego rozporządzenia.

Tabela 14. Stan prac nad procedowanymi przez Prezesa URE w 2019 r. metodami lub warunkami wynikającymi z rozporządzenia 2017/2195, które podlegają zatwierdzeniu przez wszystkie organy regulacyjne (status podano na koniec 2019 r.)

Warunki lub metody	Podmioty wnioskujące	Status
Ramy dla ustanowienia europejskiej platformy dla wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną	OSP	Procedowanie przez ACER
Ramy dla ustanowienia europejskiej platformy dla wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną	OSP	Procedowanie przez ACER
Ramy dla ustanowienia europejskiej platformy dla procesu kompensowania niezbilansowań	OSP	Procedowanie przez ACER
Metoda klasyfikacji na potrzeby określenia celu aktywacji ofert energii bilansującej	OSP	Procedowanie przez ACER
Metody wyceny energii bilansującej i międzyobszarowych zdolności przesyłowych stosowane na potrzeby wymiany energii bilansującej lub obsługi procesu kompensowania niezbilansowań	OSP	Procedowanie przez ACER
Zasady rozliczenia pomiędzy OSP planowej wymiany energii	OSP	Procedowanie przez ACER
Harmonizacja głównych cech rozliczania niezbilansowań	OSP	Procedowanie przez ACER
Wykaz produktów standardowych mocy bilansującej w odniesieniu do rezerw odbudowy częstotliwości i rezerw zastępczych	OSP	Procedowanie przez ACER
Metoda procesu optymalizacji alokacji międzyobszarowych zdolności przesyłowych do wymiany mocy bilansującej lub współdzielenia rezerw	OSP	Procedowanie przez ACER

Źródło: Opracowanie własne URE.

Rozporządzenie 2017/1485

Poza udziałem we wzajemnych konsultacjach i współpracą organów regulacyjnych, Prezes URE zatwierdził także opracowany przez OSP zakres wymiany danych z operatorami systemów dystrybucyjnych i ze znaczącymi użytkownikami sieci, będący istotnym narzędziem poprawy bezpieczeństwa pracy sieci i efektywnego wykorzystania wzajemnie połączonych systemów i zasobów.

Tabela 15. Stan prac nad procedowanymi przez Prezesa URE w 2019 r. metodami lub warunkami wynikającymi z rozporządzenia 2016/1485, które podlegają zatwierdzeniu przez wszystkie organy regulacyjne (status podano na koniec 2019 r.)

Warunki lub metody	Podmioty wnioskujące	Status
Propozycja zakresu wymiany danych dla potrzeb planowania pracy i prowadzenia ruchu KSE	OSP	Decyzja Prezesa URE[61]

Źródło: Opracowanie własne URE.

[59] https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/8312,Decyzja-ws-zatwierdzenia-metody-podzialu-dochodu-z-ograniczen-CID.html

[60] https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2014-2019%20on%20the%20TSOs%20proposal%20for%20HAR%20amendment.pdf; https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Pages/ANNEXES-TO-THE-DECISION-OF-THE-AGENCY-FOR-THE-COOPERATION-OF-ENERGY-REGULATORS-No-14-2019.aspx

[61] http://bip.ure.gov.pl/download/3/10760/PSE-zakreswymianydanych.pdf

Rozporządzenie 2016/631

Prezes URE w ramach obowiązków wynikających z tego rozporządzenia, brał udział we wzajemnych konsultacjach i współpracy organów regulacyjnych. Jeszcze w 2018 r. Prezes URE zatwierdził progi mocy maksymalnych dla modułów wytwarzania energii typu B, C i D oraz dokument zawierający wymogi ogólnego stosowania dla przyłączania jednostek wytwórczych do sieci na wniosek OSP oraz poszczególnych OSD. Decyzje o zatwierdzeniu tych wymogów, w których stroną postępowania byli OSD, wygasły z mocy prawa, na postawie art. 8 ust 1. ustawy z 9 listopada 2018 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw[62]. Decyzja wydana na wniosek OSP została zmieniona 2 stycznia 2019 r. Od tej pory obejmowała wymogi dla przyłączania jednostek wytwórczych zarówno do sieci przesyłowej, jak i sieci dystrybucyjnych.

Tabela 16. Stan prac nad procedowanymi przez Prezesa URE w 2019 r. metodami lub warunkami wynikającymi z rozporządzenia 2016/631, które podlegają zatwierdzeniu przez wszystkie organy regulacyjne (status podano na koniec 2019 r.)

Warunki lub metody	Podmioty wnioskujące	Status
Progi mocy maksymalnych dla modułów wytwarzania energii typu B, C i D	OSP	Decyzja Prezesa URE[63]
Wymogi ogólnego stosowania dla przyłączania jednostek wytwórczych do sieci	OSP	Decyzja Prezesa URE[64]
Wymogi ogólnego stosowania dla przyłączania jednostek wytwórczych do sieci	OSD	Decyzje Prezesa URE wygasły z mocy prawa

Źródło: Opracowanie własne URE.

Rozporządzenie 2016/1388

W ramach obowiązków wynikających z rozporządzenia 2016/1388, regulator brał udział we wzajemnych konsultacjach i współpracy organów regulacyjnych. W 2019 r., na wniosek OSP, Prezes URE zatwierdził dokument zawierający wymogi ogólnego stosowania dla przyłączania odbioru do sieci przesyłowej oraz do sieci dystrybucyjnych. Postępowania w sprawie zatwierdzenia wymogów ogólnego stosowania dla przyłączania odbioru, wszczęte jeszcze w 2018 r. na wniosek poszczególnych OSD, zostały umorzone ze względu na bezprzedmiotowość, po wejściu w życie 18 grudnia 2018 r. art. 1 pkt 6 ustawy z 9 listopada 2018 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw[65].

Tabela 17. Stan prac nad procedowanymi przez Prezesa URE w 2019 r. metodami lub warunkami wynikającymi z rozporządzenia 2016/1388, które podlegają zatwierdzeniu przez wszystkie organy regulacyjne (status podano na koniec 2019 r.)

Warunki lub metody	Podmioty wnioskujące	Status
Wymogi ogólnego stosowania dla przyłączania odbioru	OSP	Decyzja Prezesa URE[66]

Źródło: Opracowanie własne URE.

Rozporządzenie 2016/1447

Prezes URE w ramach obowiązków wynikających z rozporządzenia 2016/1447, brał udział we wzajemnych konsultacjach i współpracy organów regulacyjnych. W 2019 r., na wniosek OSP, Prezes URE zatwierdził dokument zawierający wymogi ogólnego stosowania dla przyłączania do sieci systemów wysokiego napięcia prądu stałego oraz modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego. Zakres stosowania tego dokumentu obejmuje przyłączenia zarówno w obrębie sieci przesyłowej, jak i sieci dystrybucyjnej. Postępowania w sprawie zatwierdzenia wymogów ogólnego stosowania dla przyłączania systemów wysokiego napięcia prądu stałego oraz modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego do sieci dystrybucyjnej, wszczęte jeszcze w 2018 r. na wniosek poszczególnych OSD, zostały umorzone ze względu na bez-

[62] Dz. U. z 2018 r. poz. 2348.

[63] http://bip.ure.gov.pl/download/3/10085/20180716ZatwierdzeniedlaobszaruRzeczpospolitejPolskiejprogimocymaksymalnych.pdf

[64] http://bip.ure.gov.pl/download/3/10463/Wymogiogolnegostosowania-PSE.pdf

[65] Dz. U. z 2018 r. poz. 2348.

[66] http://bip.ure.gov.pl/download/3/10604/PSEwymogiogolnegostosowania.pdf

przedmiotowość, po wejściu w życie art. 1 pkt 6 ustawy z 9 listopada 2018 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw.

Tabela 18. Stan prac nad procedowanymi przez Prezesa URE w 2019 r. metodami lub warunkami wynikającymi z rozporządzenia 2016/1447, które podlegają zatwierdzeniu przez wszystkie organy regulacyjne (status podano na koniec 2019 r.)

Warunki lub metody	Podmioty wnioskujące	Status
Wymogi ogólnego stosowania dla przyłączania do sieci systemów wysokiego napięcia prądu stałego oraz modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego	OSP	Decyzja Prezesa URE[67]

Źródło: Opracowanie własne URE.

Rozporządzenie 2017/2196

Prezes URE również i w tym przypadku brał udział we wzajemnych konsultacjach i współpracy organów regulacyjnych. Na podstawie przepisów tego rozporządzenia Prezes URE wydał decyzje w zakresie dotyczącym zarządzania przez OSP stanami zagrożenia, zaniku zasilania i odbudowy systemu, koordynacji pracy systemu w całej Unii w stanach zagrożenia, zaniku zasilania i odbudowy wzajemnie połączonych systemów przesyłowych do stanu normalnego ze stanu zagrożenia lub zaniku zasilania. Zatwierdzone zostały zasady zawieszania i przywracania działań rynkowych oraz szczegółowe zasady rozliczania niezbilansowania i rozliczania energii bilansującej w okresie zawieszenia działań rynkowych stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych, warunki działania w charakterze dostawców usług w zakresie odbudowy, w tym także zatwierdził wykaz znaczących użytkowników sieci (skrót z ang. SGU), na których ciąży obowiązek wdrożenia w swoich instalacjach środków wynikających z obowiązkowych wymogów określonych w kodeksach przyłączeniowych lub z przepisów krajowych oraz wykaz środków, które mają być wdrażane przez tych SGU zgodnie z przepisami rozporządzenia 2017/2196.

W 2019 r. wpłynął do Prezesa URE wniosek o zatwierdzenie planu testów, opracowanego przez OSP na podstawie art. 4 ust. 2 lit. g) rozporządzenia 2017/2196. Dokument ten określa plan testów, zasady i zakres oraz urządzenia i zdolności wytwórcze, istotne z punktu widzenia „Planu obrony systemu" i „Planu odbudowy", wymagające objęcia testami, zgodnie w minimalnymi wymogami ustanowionymi w tym rozporządzeniu.

Tabela 19. Stan prac nad procedowanymi przez Prezesa URE w 2019 r. metodami lub warunkami wynikającymi z rozporządzenia 2017/2196, które podlegają zatwierdzeniu przez wszystkie organy regulacyjne (status podano na koniec 2019 r.)

Warunki lub metody	Podmioty wnioskujące	Status
Zasady zawieszania i przywracania działań rynkowych oraz szczegółowe zasady rozliczania niezbilansowania i rozliczania energii bilansującej w okresie zawieszenia działań rynkowych	OSP	Decyzja Prezesa URE[68]
Warunki działania w charakterze dostawców usług w zakresie odbudowy	OSP	Decyzja Prezesa URE[69]
Wykaz SGU odpowiedzialnych za wdrożenie w swoich instalacjach środków wynikających z obowiązkowych wymogów określonych w rozporządzeniach 2016/631, 2016/1388 i 2016/1447 lub z przepisów krajowych oraz wykaz środków, które mają być wdrażane przez przedmiotowych SGU określonych przez OSP zgodnie z art. 11 ust. 4 lit. c) i art. 23 ust. 4 lit. c) rozporządzenia 2017/2196	OSP	Decyzja Prezesa URE[70]
Plan testów na podstawie art. 4 ust. 2 lit. g) rozporządzenia 2017/2196	OSP	Postępowanie w toku

Źródło: Opracowanie własne URE.

Wdrażanie wytycznych i kodeksów sieciowych na poziomie regionalnym i krajowym

Decyzja ACER w zakresie ustalenia regionów wyznaczania zdolności przesyłowych (CCR)[71], 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 są przypisane do trzech niezależnych CCR (Hansa – granica polsko-szwedzka, Core – granica polsko-niemiecka, polsko-czeska

[67] http://bip.ure.gov.pl/download/3/10766/PSE-wymogiogolnegostosowania.pdf

[68] http://bip.ure.gov.pl/download/3/11040/PSEkodekssieci.pdf

[69] http://bip.ure.gov.pl/download/3/11041/PSE2.pdf

[70] http://bip.ure.gov.pl/download/3/11042/PSE3.pdf

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

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 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 2019 r. metodami lub warunkami wynikającymi z wytycznych i kodeksów sieci, które podlegają zatwierdzeniu przez organy regulacyjne danego regionu.

Tabela 20. Stan prac nad procedowanymi przez Prezesa URE w 2019 r. metodami lub warunkami wynikającymi z rozporządzenia 2015/1222, które podlegają zatwierdzeniu przez organy regulacyjne danego regionu (status podano na koniec 2019 r.)

Warunki lub metody	CCR	Podmioty wnioskujące	Status
Wspólna metoda wyznaczania zdolności przesyłowych	Core	OSP	Decyzja ACER[72)]

[72)] https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2002-2019%20on%20CORE%20CCM.pdf; https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Pages/Annexes-to-the-DECISION-OF-THE-AGENCY-FOR-THE-COOPERATION-OF-ENERGY-REGULATORS-No-02-2019.aspx

Warunki lub metody	CCR	Podmioty wnioskujące	Status
Metoda koordynowanego redysponowania i zakupów przeciwnych	Baltic	OSP	Decyzja Prezesa URE[73)]
Metoda koordynowanego redysponowania i zakupów przeciwnych	Hansa	OSP	Decyzja Prezesa URE[74)]
Metoda koordynowanego redysponowania i zakupów przeciwnych	Core	OSP	Współpraca i wspólna koordynacja organów regulacyjnych w celu osiągnięcia porozumienia
Podział kosztów redysponowania lub zakupów przeciwnych	Baltic	OSP	Decyzja Prezesa URE[75)]
Podział kosztów redysponowania lub zakupów przeciwnych	Hansa	OSP	Decyzja Prezesa URE[76)]
Podział kosztów redysponowania lub zakupów przeciwnych	Core	OSP	Współpraca i wspólna koordynacja organów regulacyjnych w celu osiągnięcia porozumienia
Zmiana podziału kosztów redysponowania lub zakupów przeciwnych	Hansa	OSP	Współpraca i wspólna koordynacja organów regulacyjnych w celu osiągnięcia porozumienia

Źródło: Opracowanie własne URE.

[73)] https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/8064,Zatwierdzenie-metody-koordynowanego-redyspono-wania-i-zakupow-przeciwnych-w-regio.html

[74)] https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/8105,Decyzja-w-sprawie-zatwierdzenia-wspolnej-metody-podzialu-kosztow-redysponowania-.html

[75)] https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/8313,Decyzja-ws-zatwierdzenia-metody-podzialu-kosztow-redysponowania-i-zakupow-przeci.html

[76)] https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/8105,Decyzja-w-sprawie-zatwierdzenia-wspolnej-metody-podzialu-kosztow-redysponowania-.html

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 Polsce[77)]). Oprócz tego Prezes URE ponownie wyznaczył TGE S.A. na NEMO do przeprowadzania jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego dla polskiego obszaru rynkowego na okres czterech lat, to jest do 2 grudnia 2023 r.

Tabela 21. Stan prac nad procedowanymi przez Prezesa URE w 2019 r. metodami lub warunkami wynikającymi z rozporządzenia 2016/1719, które podlegają zatwierdzeniu przez wszystkie organy regulacyjne danego regionu (status podano na koniec 2019 r.).

Warunki lub metody	CCR	Podmioty wnioskujące	Status
Metoda wyznaczania długoterminowych zdolności przesyłowych	Baltic	OSP	Współpraca i wspólna koordynacja regulatorów w celu osiągnięcia porozumienia
Metoda wyznaczania zdolności długoterminowych przesyłowych	Hansa	OSP	Współpraca i wspólna koordynacja regulatorów w celu osiągnięcia porozumienia
Metoda rozdzielania długoterminowych międzyobszarowych zdolności przesyłowych	Core	OSP	Współpraca i wspólna koordynacja regulatorów w celu osiągnięcia porozumienia

[77)] https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/8249,Decyzja-Zatwierdzenie-zmiany-warunkow-dotyczacych-alokacji-miedzyobszarowych-zdo.html

Warunki lub metody	CCR	Podmioty wnioskujące	Status
Zmiana wymagań regionalnych w ramach ujednoliconego regulaminu alokacji długoterminowych praw przesyłowych	Core	OSP	Decyzja Prezesa URE[78]
Zmiana wymagań regionalnych w ramach ujednoliconego regulaminu alokacji długoterminowych praw przesyłowych	Core	OSP	Decyzja Prezesa URE[79]
Zmiana regionalnego modelu długoterminowych praw przesyłowych	Core	OSP	Decyzja ACER[80]

Źródło: Opracowanie własne URE.

W 2019 r. Prezes URE na podstawie rozporządzenia 2017/2195 prowadził następujące postępowania w sprawach warunków lub metod, które podlegają zatwierdzeniu przez każdy organ regulacyjny każdego z zainteresowanych państw członkowskich:

- postępowanie w sprawie zatwierdzenia warunków dotyczących bilansowania,
- postępowanie w sprawie przyznania PSE S.A. odstępstwa od wdrożenia wymogów dotyczą-

[78] https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/8177,Decyzja-w-sprawie-zatwierdzenia-zmiany-wymagan-regionalnych-dla-regionu-wyznacza.html

[79] https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/8467,Decyzja-w-sprawie-zatwierdzenia-zmian-wymagan-regionalnych-dla-regionu-wyznaczan.html

[80] https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2001-2019%20on%20intraday%20cross-zonal%20capacity%20pricing%20methodology.pdf; https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Pages/Annexes-to-the-DECISION-OF-THE-AGENCY-FOR-THE-COOPERATION-OF-ENERGY-REGULATORS-No-15-2019.aspx

Tabela 22. Stan prac nad procedowanymi przez Prezesa URE w 2019 r. warunkami lub metodami wynikającymi z rozporządzenia 2017/2195, które podlegają zatwierdzeniu przez wszystkie organy regulacyjne z regionu, którego to dotyczy

Warunki lub metody	CCR lub inny region	Podmioty wnioskujące	Status
Wspólne zasady rozliczania mające zastosowanie do planowej wymiany energii	obszar synchroniczny Europy kontynentalnej	OSP	Współpraca i wspólna koordynacja regulatorów w celu osiągnięcia porozumienia
Wspólne zasady rozliczania mające zastosowanie do planowej wymiany energii	wszyscy asynchronicznie połączeni OSP	OSP	Współpraca i wspólna koordynacja regulatorów w celu osiągnięcia porozumienia
Wspólne zasady rozliczania mające zastosowanie do każdego przypadku nieplanowej wymiany energii	obszar synchroniczny Europy kontynentalnej	OSP	Współpraca i wspólna koordynacja regulatorów w celu osiągnięcia porozumienia
Wspólne zasady rozliczania mające zastosowanie do każdego przypadku nieplanowej wymiany energii	wszyscy asynchronicznie połączeni OSP	OSP	Współpraca i wspólna koordynacja regulatorów w celu osiągnięcia porozumienia
Metoda dla procesu alokacji rynkowej międzyobszarowych zdolności przesyłowych do celów wymiany mocy bilansującej lub współdzielenia rezerw	Baltic	OSP	Współpraca i wspólna koordynacja regulatorów w celu osiągnięcia porozumienia
Metoda dla procesu alokacji rynkowej międzyobszarowych zdolności przesyłowych do celów wymiany mocy bilansującej lub współdzielenia rezerw	Hansa	OSP	Współpraca i wspólna koordynacja regulatorów w celu osiągnięcia porozumienia
Metoda dla procesu alokacji rynkowej międzyobszarowych zdolności przesyłowych do celów wymiany mocy bilansującej lub współdzielenia rezerw	Core	OSP	Współpraca i wspólna koordynacja regulatorów w celu osiągnięcia porozumienia
Metoda alokacji rynkowej międzyobszarowych zdolności przesyłowych w oparciu o analizę efektywności ekonomicznej	Core	OSP	Współpraca i wspólna koordynacja regulatorów w celu osiągnięcia porozumienia

Źródło: Opracowanie własne URE.

Tabela 23. Stan prac nad procedowanymi przez Prezesa URE w 2019 r. metodami lub warunkami wynikającymi z rozporządzenia 2017/1485, które podlegają zatwierdzeniu przez wszystkie organy regulacyjne odpowiedniego regionu (status podano na koniec 2019 r.)

Warunki lub metody	CCR lub inny region	Podmioty wnioskujące	Status
Wspólne przepisy w zakresie regionalnej koordynacji bezpieczeństwa pracy	Baltic	OSP	Współpraca i wspólna koordynacja regulatorów w celu osiągnięcia porozumienia
Wspólne przepisy w zakresie regionalnej koordynacji bezpieczeństwa pracy	Hansa	OSP	Współpraca i wspólna koordynacja regulatorów w celu osiągnięcia porozumienia
Wspólne przepisy w zakresie regionalnej koordynacji bezpieczeństwa pracy	Core	OSP	Współpraca i wspólna koordynacja regulatorów w celu osiągnięcia porozumienia

Źródło: Opracowanie własne URE.

cych wykorzystania europejskiej platformy wymiany energii bilansującej z rezerw zastępczych,
- postępowanie w sprawie przyznania PSE S.A. odstępstwa od wdrożenia wymogów dotyczących zdefiniowania czasu zamknięcia bramki dla zintegrowanego procesu grafikowania w modelu centralnego dysponowania zakończone decyzją Prezesa URE w 2019 r.[81)]

Prezes URE realizował dodatkowe działania związane z rozporządzeniem 2016/631. Ustanowiony tym rozporządzeniem kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci objął synchroniczne moduły wytwarzania energii oraz moduły parku energii, w tym morskie moduły parku energii, o mocy maksymalnej równej lub większej od 0,8 kW. Wymogi dotyczące przyłączania stosuje się do nowych modułów wytwarzania energii oraz do modułów istniejących typu C lub D, w przypadku gdy zostaną zmodyfikowane w takim stopniu, że umowa przyłączeniowa musi zostać zmieniona, a także do modułów objętych wymogami rozporządzenia na podstawie decyzji organu regulacyjnego podjętej na wniosek operatora systemu przesyłowego. Jednocześnie wskazano w art. 4 ust. 2 rozporządzenia 2016/631, że poza modułami wytwarzania energii przyłączonymi już do sieci w dniu wejścia w życie rozporządzenia, za istniejące uznać należy także te moduły wytwarzania energii, w odniesieniu do których właściciel zakładu wytwarzania zawarł ostateczną i wiążącą umowę zakupu podstawowej instalacji wytwórczej w terminie dwóch lat od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia (tj. do 17 maja 2018 r.) oraz powiadomił o zawarciu tej umowy właściwego operatora systemu i właściwego operatora systemu przesyłowego w terminie 30 miesięcy od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia (tj. do 17 listopada 2018 r.).

Na podstawie art. 8a ustawy – Prawo energetyczne, w brzmieniu obowiązującym od 1 stycznia 2019 r., operator systemu elektroenergetycznego, do którego sieci są przyłączone urządzenia, instalacje lub sieci, może złożyć do Prezesa URE wniosek o rozstrzygnięcie, czy te urządzenia, instalacje lub sieci spełniają wymogi uznania ich za istniejące, czy nowe.

W związku z wątpliwościami dotyczącymi kwalifikacji niektórych instalacji, OSP złożył w 2019 r. trzy wnioski o rozstrzygnięcie, czy dany moduł wytwarzania spełnia wymogi uznania za istniejący, czy nowy. Jedno z tych postępowań zakończyło się w 2019 r. wydaniem decyzji o umorzeniu, w związku z rozwiązaniem umowy o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawartej pomiędzy OSP a inwestorem modułu wytwarzania energii. Pozostałe postępowania nie zakończyły się w 2019 r. i były kontynuowane w 2020 r.

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 elektrycznej[82)]. 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.

Ustawa o rynku mocy nałożyła na Prezesa URE szereg obowiązków związanych z realizacją ustawy. Do najważniejszych, zrealizowanych w roku sprawozdawczym, należy zaliczyć: zatwierdzenie i ogłoszenie ostatecznych wyników aukcji mocy na rok 2023 i 2024[83)] oraz publikację wykazu odbiorców przemysłowych zgodnie z art. 71 ust. 3 i 4 ustawy o rynku mocy[84)].

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 kilka informacji oraz komunikatów dotyczących przede wszystkim obowiązku poddania się certyfikacji ogólnej w 2019 r.[85)] Udzielał także odpowiedzi uczestnikom rynku

[81)] https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/8635,Decyzja-w-sprawie-odstepstwa-od-wdrozenia-wymogow-dotyczacych-zdefiniowania-czas.html

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

[83)] https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/rynek-mocy/8040,Informacja-nr-102019.html, https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/rynek-mocy/8634,Informacja-Nr-1062019.html

[84)] https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/rynek-mocy/8641,Informacja-nr-1082019.html

[85)] https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/7977,Komunikat-nr-32019.html

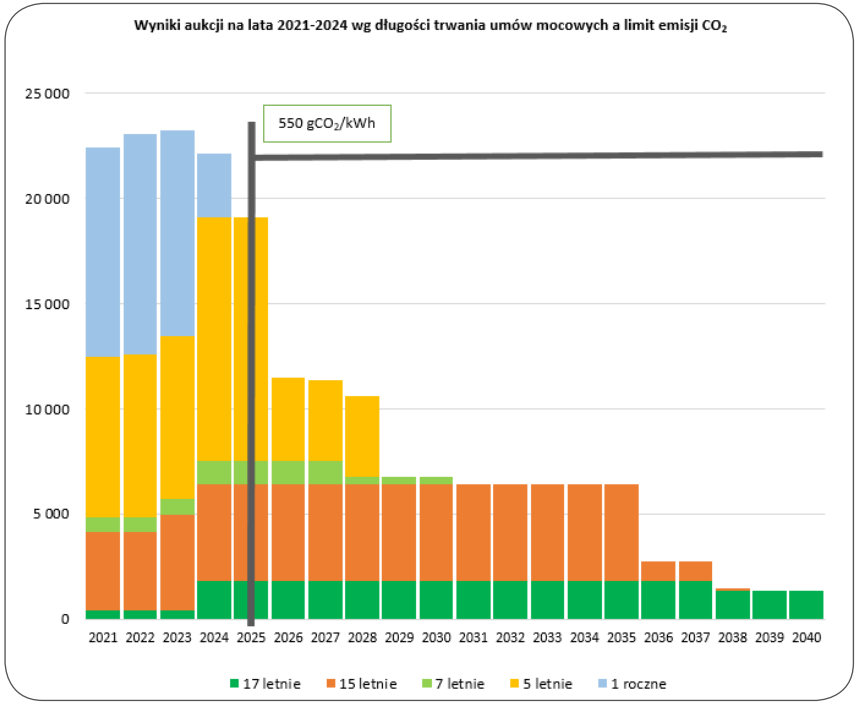
mocy na wiele pytań, które pojawiły się w związku z obowiązywaniem ustawy, w szczególności w zakresie obowiązków poddania się certyfikacji ogólnej, certyfikacji do aukcji czy terminu kalkulacji i publikacji stawek opłaty mocowej oraz wyznaczenia wybranych godzin doby przypadających na godziny szczytowego zapotrzebowania na moc w systemie dla roku dostaw 2021[86].

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:

- przebiegu certyfikacji ogólnej w 2019 r., certyfikacji do aukcji dla roku dostaw 2024 oraz przebiegu aukcji głównej na rok dostawy 2024,
- parametrów do aukcji głównej na rok dostaw 2024 oraz do aukcji dodatkowych na rok dostaw 2021.

W związku z wymogiem rozporządzenia 2019/943, niezbędnym jest wprowadzenie zmian do mechanizmu mocowego funkcjonującego w Polsce. W szczególności dotyczy to wyłączenia z tego mechanizmu jednostek niespełniających norm wskazanych w art. 22 ust. 4 ww. rozporządzenia[87].

Rysunek 17. Wpływ limitu emisji CO_2 na dostępność mocy w dotychczasowych aukcjach



Źródło: URE, na podstawie informacji PSE S.A. o przebiegu aukcji:
https://www.pse.pl/documents/20182/316843399/Wstepne_wyniki_aukcji_2021_do_publikacji_2018_11_20.pdf
https://www.pse.pl/documents/20182/98611984/Wstepne_wyniki_aukcji_2022_do_publikacji_2018_12_07.pdf
https://www.pse.pl/documents/20182/98611984/Wstepne_wyniki_aukcji_2023.pdf
https://www.pse.pl/documents/20182/98611984/Wstepne_wyniki_aukcji_glownej_na_rok_dostaw_2024.pdf

Z tego powodu w 2019 r. podjęte zostały przez ACER prace nad przygotowaniem opinii dotyczącej jednolitej metodyki liczenia emisyjności dla potencjalnych uczestników rynku mocy. 17 grudnia 2019 r. została wydana przez ACER Opinia Nr 22/2019 *on the calculation of the values of CO2 emission limits referred to in the first subparagraph of Article 22(4) of Regulation (EU) 2019/943 of 5 June 2019 on the internal market for electricity (recast)*[88].

Odnosząc się do powyższego rozporządzenia Parlamentu Europejskiego należy podkreślić, że 1 lipca 2025 r. wszystkie jednostki, których kontrakty zakończą się po tym dniu i które nie spełniają limitów emisji, nie mogą być beneficjentami rynku mocy.

[86] Informacja Prezesa URE nr 69/2019 z 30 września 2019 r. w sprawie w sprawie kalkulacji i publikacji stawek opłaty mocowej na rok dostaw 2021 oraz wyznaczenia i publikacji wybranych godzin doby przypadających na godziny szczytowego zapotrzebowania na moc w systemie dla kwartałów roku dostaw 2021.

[87] Art. 22 ust. 4 wprowadza generalny zakaz finansowania jednostek, które przekraczają limity emisyjne (550 g CO_2/kWh i/lub 350 kg CO_2/kWe mocy zainstalowanej średnio w skali roku) dla jednostek powstałych po dacie wejścia w życie przedmiotowego rozporządzenia oraz wyznacza datę 1 lipca 2025 r. dla jednostek, które rozpoczęły komercyjną produkcję energii elektrycznej przed datą wejścia w życie tego rozporządzenia. Ten sam ust. 4 obliguje ACER do przedstawienia w terminie 6 miesięcy od daty wejścia w życie przedmiotowego rozporządzenia, opinii dotyczącej właściwego sposobu kalkulowania emisji.

[88] https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Opinions/Opinions/ACER%20Opinion%2022-2019%20on%20the%20calculation%20values%20of%20CO2%20emission%20limits.pdf

Mimo utraty przychodów z rynku mocy, jednostki nie spełniające wymogów emisji nie znikną z dnia na dzień z systemu energetycznego. Formalnie będą mogły być eksploatowane otrzymując tylko płatność z rynku energii.

Tabela 24. Dane dotyczące aukcji głównej na rok dostaw 2024

Rok dostaw	Liczba ofert, które wygrały aukcję główną	Sumaryczna wielkość obowiązków mocowych wynikająca z zawartych umów mocowych dla danego roku dostaw [MW]
2024	103	8 671,154

Źródło: URE.

Certyfikacja ogólna w 2019 r.

Zgodnie z zapisami ustawy, właściciele jednostek fizycznych o mocy co najmniej 2 MW obowiązani są rokrocznie poddać się certyfikacji ogólnej. W 2019 r. w jej ramach złożono 1 103 wniosków, tj. ok. 8% mniej niż w 2018 r. Do rejestru rynku mocy wpisano 1 092 jednostek, tj. ok. 6% mniej niż w 2018 r. Moc osiągalna netto jednostek fizycznych wpisanych do rejestru opiewa na 54,4 GW (wzrost w porównaniu z rokiem poprzednim o ok. 15%).

Z tytułu niepoddania się certyfikacji ogólnej wszczęto 11 postępowań o wymierzenie kary pieniężnej na podstawie art. 85 ust. 1 pkt 1 ustawy o rynku mocy.

Aukcje główne na rok dostaw 2024

Warunkiem uczestnictwa w aukcji głównej było uprzednie przystąpienie do certyfikacji ogólnej, a następnie do certyfikacji do aukcji. 6 grudnia 2019 r. odbyła się aukcja główna na rok dostaw 2024 (tab. 24).

Aukcja główna na rok dostaw 2024 zakończyła się w rundzie piątej z ceną zamknięcia równą 259,87 zł/kW/rok. Sumaryczna wielkość obowiązków mocowych wynikająca z umów mocowych dla roku dostaw 2024 zawartych w wyniku aukcji wyniosła 8 671,154 MW. Jednocześnie, sumaryczna wielkość obowiązków mocowych dla roku dostaw 2024 wynikająca z zawartych umów mocowych na więcej niż 3 lata dostaw w aukcji głównej na rok 2021 wyniosła 12 458,819 MW. Z kolei, sumaryczna wielkość obowiązków mocowych dla roku dostaw 2024 wynikająca z zawartych umów mocowych na więcej niż 2 lata dostaw w aukcji głównej na rok 2022 wyniosła 125,000 MW. Natomiast, sumaryczna wielkość obowiązków mocowych dla roku dostaw 2024 wynikająca z zawartych umów mocowych na więcej niż 1 rok dostaw w aukcji głównej na rok 2023 wyniosła 852,603 MW. W konsekwencji na rok dostaw 2024 zawarte zostały umowy mocowe na 22 107,576 MW.

Sumaryczna wielkość obowiązków mocowych wynikająca z zawarcia umów mocowych na więcej niż jeden rok dostaw w aukcji głównej organizowanej na rok dostaw 2024 wyniosła 5 669,035 MW.

Wyniki akcji, które miały dotychczas miejsce zostały zobrazowane na rys. 18-19 (str. 64).

Należy zwrócić uwagę, że pełne koszty rynku mocy w poszczególnych latach będą znane po przeprowadzeniu aukcji dodatkowych. Zgodnie z art. 29 ust. 4 ustawy o rynku mocy, aukcje dodatkowe przeprowadza się w roku poprzedzającym rok, na który przypadają okresy dostaw każdej z tych aukcji, przy czym aukcje dodatkowe dla wszystkich okresów dostaw odbywają się w tym samym czasie. Aukcje dodatkowe na okres dostaw przypadający na rok 2021 zostaną przeprowadzone w 2020 r. PSE S.A. ogłosiła 27 lutego 2019 r. termin przeprowadzenia aukcji dodatkowych na poszczególne kwartały roku dostaw 2021. Aukcje odbyły się 18 marca 2020 r. (rys. 20 str. 65)

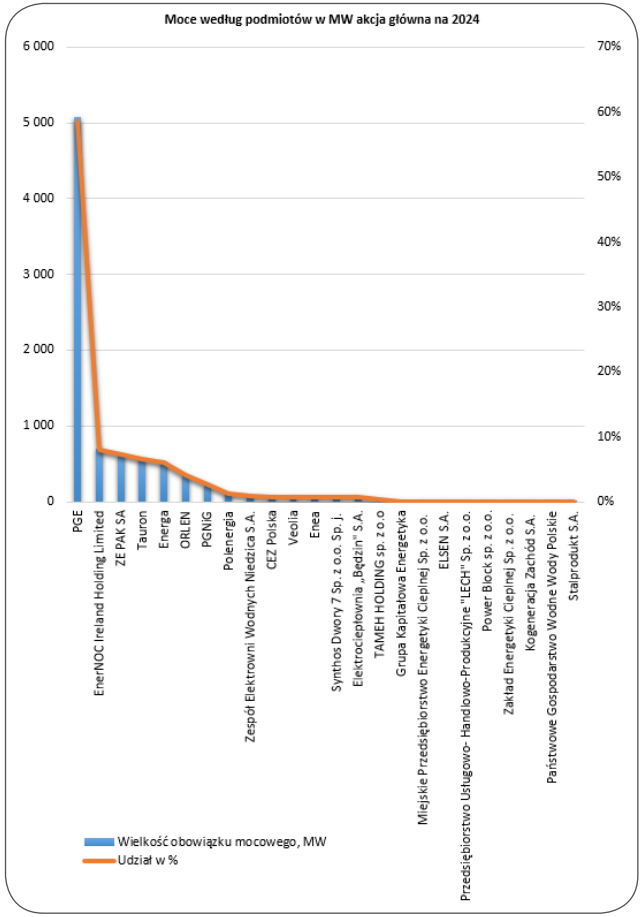
Należy wskazać, że proces realizacji procesów rynku mocy w 2019 r. przebiegał terminowo oraz bez zakłóceń.

7. Monitorowanie funkcjonowania operatorów

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

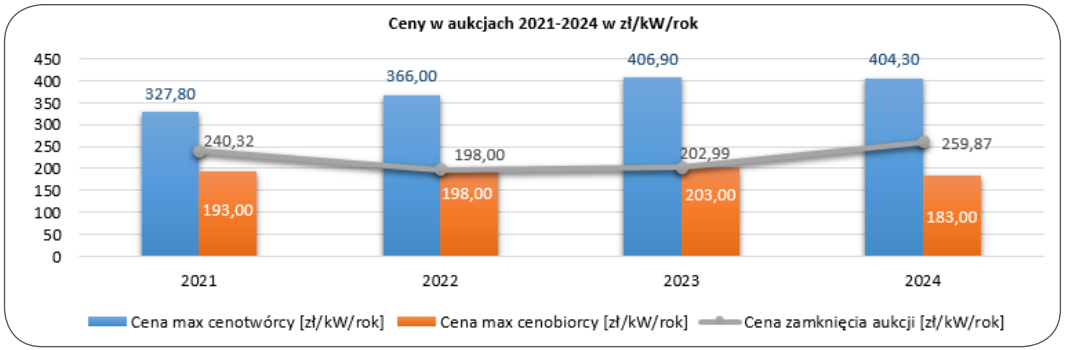
Prezes URE prowadzi czynności z zakresu monitoringu wypełniania przez operatorów systemów elektroenergetycznych ich obowiązków, wynikających z treści art. 9c ust. 2 i 3 ustawy – Prawo energetyczne. Wypełnianie przez operatora systemu przesyłowego (OSP) oraz operatorów systemów

Rysunek 18. Zestawienie podmiotów – beneficjentów aukcji mocy na rok 2024 według wielkości mocy ogółem zakontraktowanych

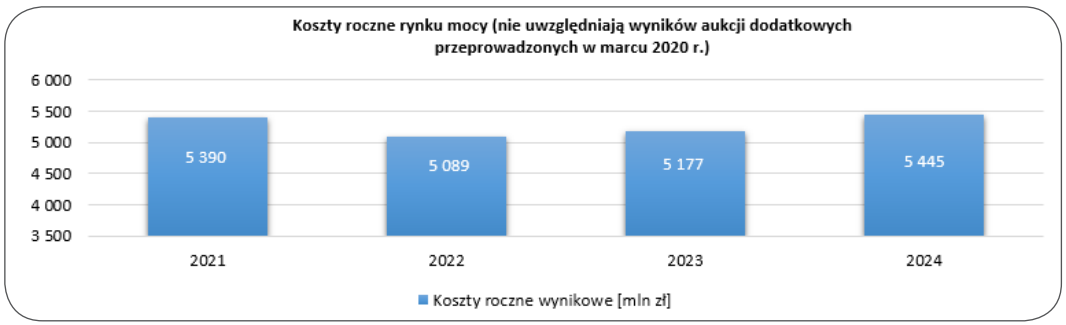


Źródło: URE na podstawie danych opublikowanych przez PSE S.A.: https://www.pse.pl/documents/20182/98611984/Wstepne_wyniki_aukcji_glownej_na_rok_dostaw_2024.pdf

Rysunek 19. Zmiany cen z aukcji na aukcję oraz porównanie kosztów rocznych rynku mocy wg faktycznie ukształtowanych w wyniku przeprowadzonych aukcji – dla lat 2021-2024

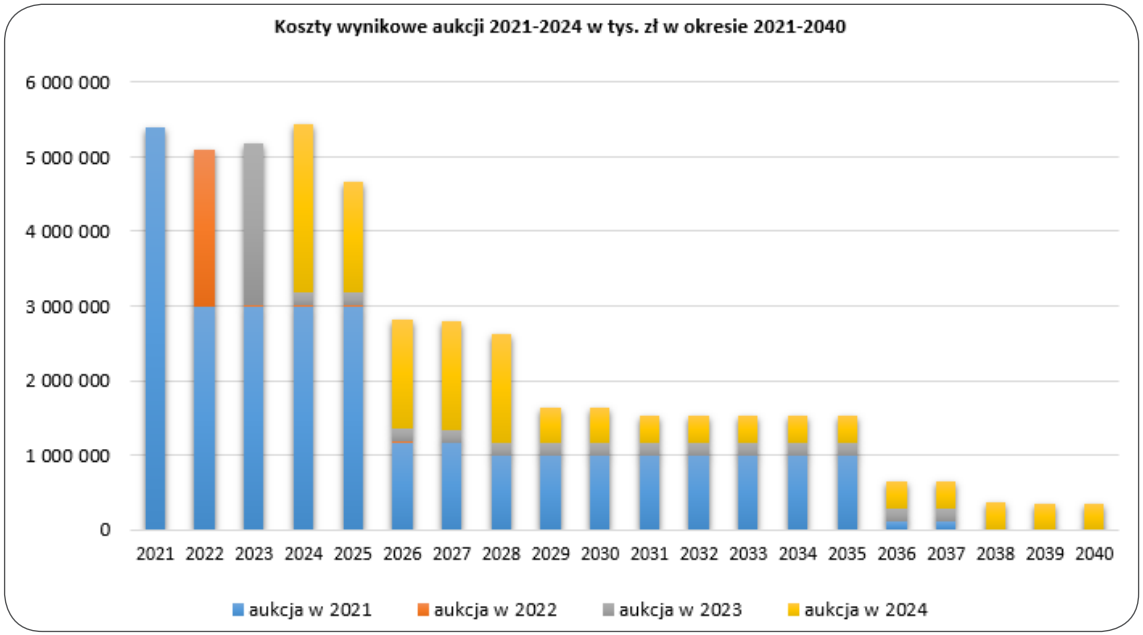


Źródło: URE na podstawie informacji PSE S.A. o przebiegu aukcji:
https://www.pse.pl/documents/20182/316843399/Wstepne_wyniki_aukcji_2021_do_publikacji_2018_11_20.pdf
https://www.pse.pl/documents/20182/98611984/Wstepne_wyniki_aukcji_2022_do_publikacji_2018_12_07.pdf
https://www.pse.pl/documents/20182/98611984/Wstepne_wyniki_aukcji_2023.pdf
https://www.pse.pl/documents/20182/98611984/Wstepne_wyniki_aukcji_glownej_na_rok_dostaw_2024.pdf



Źródło: URE na podstawie informacji PSE S.A. o przebiegu aukcji:
https://www.pse.pl/documents/20182/316843399/Wstepne_wyniki_aukcji_2021_do_publikacji_2018_11_20.pdf
https://www.pse.pl/documents/20182/98611984/Wstepne_wyniki_aukcji_2022_do_publikacji_2018_12_07.pdf
https://www.pse.pl/documents/20182/98611984/Wstepne_wyniki_aukcji_2023.pdf
https://www.pse.pl/documents/20182/98611984/Wstepne_wyniki_aukcji_glownej_na_rok_dostaw_2024.pdf
oraz OSR do ustawy o rynku mocy w wersji z 23 czerwca 2017 r.

Rysunek 20. Koszty roczne umów mocowych zawartych w wyniku aukcji mocy na lata 2021-2024 w podziale na aukcje



Źródło: URE na podstawie informacji PSE S.A. o przebiegu aukcji:
https://www.pse.pl/documents/20182/316843399/Wstepne_wyniki_aukcji_2021_do_publikacji_2018_11_20.pdf
https://www.pse.pl/documents/20182/98611984/Wstepne_wyniki_aukcji_2022_do_publikacji_2018_12_07.pdf
https://www.pse.pl/documents/20182/98611984/Wstepne_wyniki_aukcji_2023.pdf
https://www.pse.pl/documents/20182/98611984/Wstepne_wyniki_aukcji_glownej_na_rok_dostaw_2024.pdf

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.

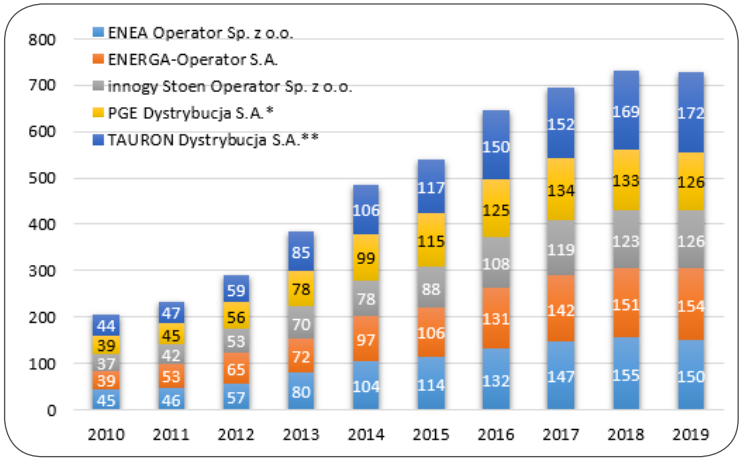
Monitorowanie wypełniania zadań ustawowych przez OSD w zakresie niedyskryminacyjnego dostępu do sieci

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 2010-2019 wynika, że liczba umów GUD podpisywanych przez wszystkich OSD ze sprzedawcami systematycznie rosła do 2018 r. W 2019 r., na obszarze dwóch OSDp liczba zawartych GUD nieznacznie się zmniejszyła w porównaniu do 2018 r., na obszarze trzech OSDp – zwiększyła się o 3. Zatrzymanie tendencji wzrostowej wiązać można ze specyfiką 2019 r. i funkcjonowaniem ustawy o cenach, która spowodowała zamrożenie rynku energii elektrycznej oraz przypadkami zaprzestania działalności przez sprzedawców energii elektrycznej. Na koniec 2010 r. liczba GUD w zależności od operatora wynosiła od 37 do 45, natomiast w 2019 r. przedział ten wynosił od 126 do 172 umów.

Zestawienie zawartych generalnych umów dystrybucji przez poszczególnych operatorów w ostatnich dziesięciu latach przedstawia rys. 21 (str. 66).

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.

Rysunek 21. Przyrost liczby GUD zawartych w latach 2010-2019



Źródło: URE na podstawie danych przekazanych przez OSD.

W 2019 r. Prezes URE kontynuował monitorowanie stanu wdrożenia do powszechnego stosowania wzoru GUD-K. Z analizy monitoringu Prezesa URE, jak również informacji przekazanych przez OSD wynika, że proces podpisywania GUD-K rozpoczął się w 2014 r. Z końcem 2019 r. odnotowano, w zależności od OSDp, od 26 do 35 GUD-K zawartych z poszczególnymi sprzedawcami.

Trwające od 2016 r. dyskusje przedstawicieli PTPiREE, TOE, KIGEiT, OSDnEE, przy współudziale URE doprowadziły w 2018 r. do ustalenia zakresu zmian koniecznych do wprowadzenia w GUD-K, co zostało następnie poddane konsultacjom, a następnie – w sierpniu 2018 r. – przedłożone do zatwierdzenia Prezesowi URE przez poszczególnych OSDp jako Karta Aktualizacji IRiESD. W sierpniu i wrześniu 2019 r. Prezes URE zakończył postępowania administracyjne w tej sprawie i zatwierdził zmiany w IRiESD OSDp. W wyniku wprowadzonych w IRiESD zmian, OSDp zamieścili ma swoich stronach internetowych nowy wzór GUD-K.

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.

Zgodnie ze zmianą IRiESP zatwierdzoną przez Prezesa URE w 2018 r.[89], 1 stycznia 2019 r. modyfikacji uległy limity cen energii elektrycznej na rynku bilansującym, zasady wyznaczania cen za wytwarzanie energii elektrycznej Jednostki Grafikowej Operatora Systemu Przesyłowego aktywnej (JG_{OSPa}) i aktualizacji cen za wytwarzanie energii elektrycznej Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej (JG_{Wa}) w zakresie zdolności wytwórczych objętych USE przyjętymi do realizacji na RBB. Zmodyfikowane zostały też zasady rozliczeń powiązanych z mechanizmem energii awarii JG_{Wa} oraz zasad wyznaczania zapotrzebowania w obszarze rynku bilansującego uszczegółowienia zasad kwalifikacji wykorzystania pasm JG_{Wa}.

Na koniec 2019 r. w procesach rynku bilansującego uczestniczyło 129 podmiotów, w tym 23 wytwórców, 9 odbiorców końcowych, 10 odbiorców sieciowych, 80 przedsiębiorstw obrotu, giełda energii, 5 OSD oraz PSE S.A. jako OSP. Dane techniczno-handlowe były zgłaszane przez 46 operatorów rynku i dotyczyły 354 jednostek grafikowych.

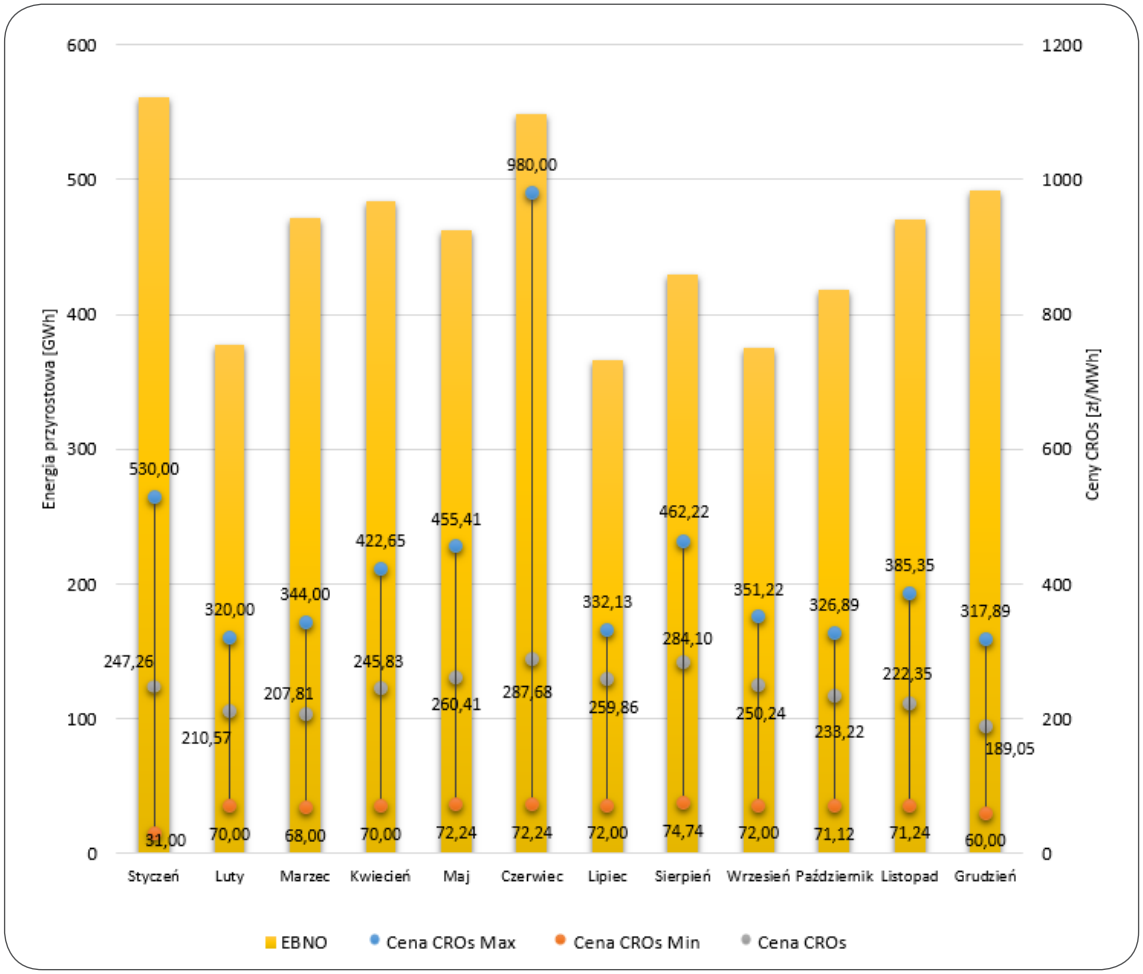
Na rys. 22 (str. 67) przedstawiono informacje o wolumenie energii bilansującej nieplanowanej odebranej z rynku bilansującego EBNO (zakup z RB) oraz cenach rozliczeniowych niezbilansowania na tym rynku w poszczególnych miesiącach 2019 r.

W 2019 r. uczestnicy rynku dostarczyli na rynek bilansujący 17,45 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 + EBPO). W 2019 r. występowało przekontraktowanie uczestników rynku, przy czym wielkość przekontraktowania była większa niż w 2018 r.

Na rys. 23 (str. 67) przedstawiono informacje o wielkości nadwyżek energii dostarczonej (EBND) nad energią odebraną (EBNO) w 2019 r.

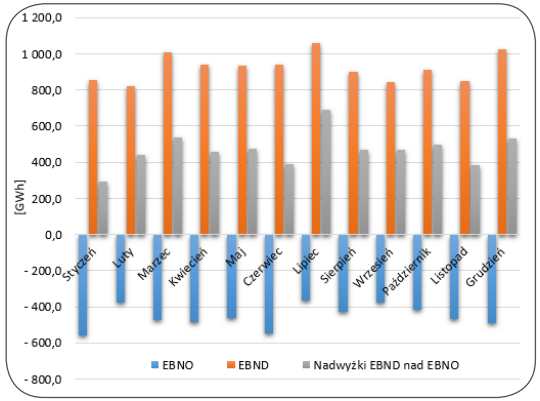
[89] http://bip.ure.gov.pl/download/3/10847/PSEzmiana-IRiESP.pdf

Rysunek 22. Energia odebrana (EBNO) i ceny energii bilansującej na rynku bilansującym (CRO_s) w 2019 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

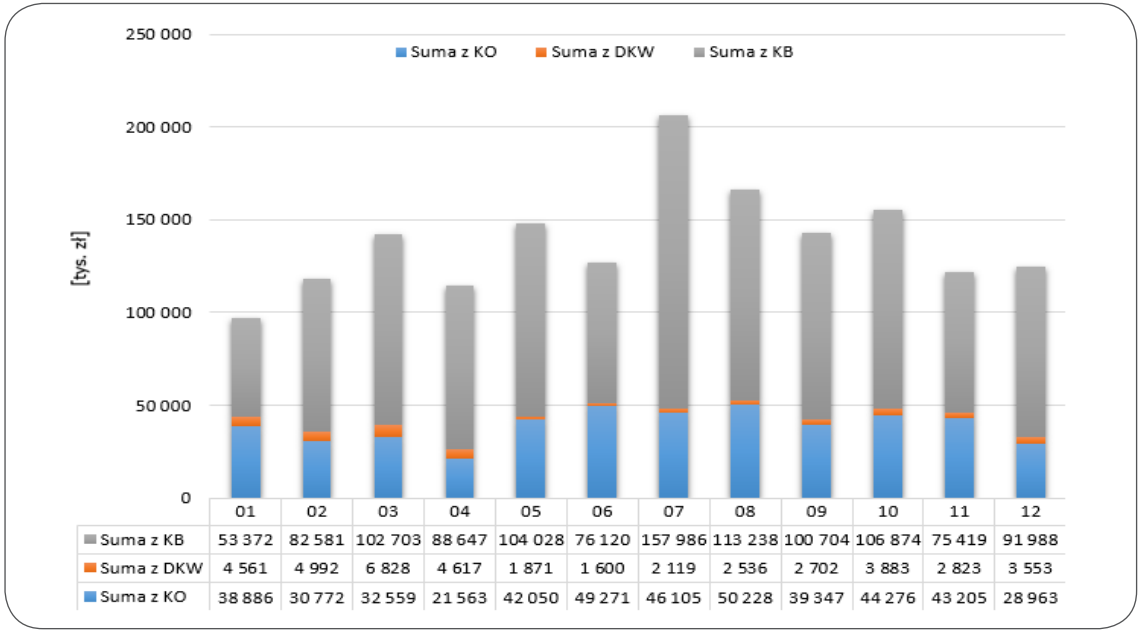
Rysunek 23. Nadwyżki energii dostarczonej (EBND) nad energią odebraną (EBNO) na tle wolumenów tych energii w poszczególnych miesiącach w 2019 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Wartość maksymalnej ceny rozliczeniowej odchylenia na rynku bilansującym wahała się w przedziale od 317,89 zł/MWh do 980 zł/MWh, a wartość minimalnej ceny rozliczeniowej – od 31 zł/MWh do 74,74 zł/MWh, natomiast średnioważone miesięczne ceny CRO zmieniały się w przedziale od 189,05 zł/MWh do 287,68 zł/MWh. Opisane powyżej sytuacje były uwarunkowane różnymi czynnikami, przy czym do najważniejszych i powtarzających się należy zaliczyć warunki atmosferyczne, wielkość zapotrzebowania na moc w KSE, poziom rezerw mocy w tym systemie oraz warunki rynkowe. Wydaje się, że nie bez znaczenia pozostaje w tym kontekście zmiana limitów cen na RB, która mogła wpłynąć na zachowania uczestników tego rynku.

Rysunek 24. Koszty bilansowania zapotrzebowania odbiorców (KB), koszty usuwania ograniczeń (KO) oraz koszty wynikające z realokacji USE (DKW) w 2019 r.



	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12
Suma z KB	53 372	82 581	102 703	88 647	104 028	76 120	157 986	113 238	100 704	106 874	75 419	91 988
Suma z DKW	4 561	4 992	6 828	4 617	1 871	1 600	2 119	2 536	2 702	3 883	2 823	3 553
Suma z KO	38 886	30 772	32 559	21 563	42 050	49 271	46 105	50 228	39 347	44 276	43 205	28 963

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Koszty usuwania ograniczeń wyznaczone zgodnie z definicją zawartą w IRiESP wyniosły 467,225 mln zł. Kształtowanie się tych kosztów, jak również kosztów bilansowania oraz kosztów wynikających z realokacji Umów Sprzedaży Energii (USE) w poszczególnych miesiącach 2019 r. przedstawiono na rys. 24.

Koszty bilansowania zapotrzebowania odbiorców (KB) wahały się w przedziale od 53 372 tys. zł do 157 986 tys. zł, przy czym graniczne wartości kosztów poniesionych przez OSP wystąpiły w lipcu 2019 r. Relatywnie wysokie wartości wynikały w głównej mierze z przekontraktowania odbiorców (większego niż w 2018 r.). Natomiast koszty usuwania ograniczeń (KO) oraz koszty wynikające z realokacji USE (DKW) zawierały się w przedziałach odpowiednio: od 21 563 tys. zł do 50 228 tys. zł oraz od 1 600 tys. zł do 6 828 tys. zł.

Operacyjna rezerwa mocy (ORM) jest pozyskiwana przez operatora systemu przesyłowego na zasadach opisanych w IRiESP zatwierdzonej przez Prezesa URE[90]. Rozliczenia tej rezerwy są dokonywane godzinowo, jak również uzupełniająco w trybach miesięcznym i rocznym. W ramach każdego z rozliczeń średnia cena ORM nie przekracza wartości ceny referencyjnej godzinowej, obowiązującej w danym roku. Liczba godzin rozliczeniowych ORM w 2019 r. wyniosła 3 765, z czego dla 951 godzin cena rozliczeniowa była równa cenie referencyjnej (43,73 zł/MWh). Średnia ważona godzinowa cena rozliczeniowa ORM w 2019 r. wyniosła 32,39 zł/MWh, a średnia godzinowa ilość tej rezerwy wyniosła 4 859,440 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.

[90] http://bip.ure.gov.pl/download/3/5005/20141106ZmianaInstrukcjiRuchuiEksploatacjiSieciPrzesylowejPolskichSieciElektroen.pdf, http://bip.ure.gov.pl/download/3/4011/20131210ZmianaInstrukcjiRuchuiEksploatacjiSieciPrzesylowejPolskichSieciElektroen.pdf

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 do 19 listopada 2019 r. Począwszy od uruchomienia procesu Jednolitego łączenia Rynków Dnia Bieżącego (tj. 20 listopada 2019 r.), do wdrożenia docelowego sposobu komunikacji pomiędzy platformą XBID a centralną platformą informacyjną na rzecz przejrzystości, komplet informacji dotyczący oferowanych zdolności będzie dostępny na stronie internetowej OSP.

W efekcie prowadzonych wspólnie przez ENTSO-E i operatorów systemów przesyłowych działań mających na celu poprawę dostępności i czytelności danych publikowanych na platformie informacyjnej, realizowany jest po stronie ENTSO-E projekt w celu usprawnienia strony wizualnej platformy. Zakończenie prac związanych z wdrożeniem nowego graficznego interfejsu użytkownika centralnej platformy informacyjnej planowane jest na III kwartał 2020 r. Równolegle platforma informacyjna jest rozwijana w związku z nowymi obowiązkami publikacyjnymi wynikającymi z kolejnych aktualizacji Podręcznika Procedur. W IV kwartale 2019 r. zakończono implementację aktualizacji Podręcznika Procedur wynikającą z obowiązków publikacji danych przewidzianych w rozporządzeniu 2017/2195 oraz ukończono pierwszy etap wdrażania aktualizacji Podręcznika Procedur uwzględniającą realizację wymagań publikacji danych na podstawie rozporządzenia 2017/1485.

PSE S.A. uruchomiła projekty dostosowania mechanizmu udostępniania danych do zaktualizowanego Podręcznika Procedur. W celu spełnienia wymagań nałożonych przez rozporządzenie 2017/1485, rozpoczęto publikację prognozowanej wartości rezerw odbudowy częstotliwości (FRR z ang. *Frequency Restoration Reserves*) i rezerw zastępczych (RR z ang. *Replacement Reserves*) oraz oceny jakości częstotliwości. Od 18 grudnia 2019 r. PSE S.A. udostępnia informację dotyczące bieżącego zbilansowania systemu w swoim obszarze grafikowym. Pełne dostosowanie zakresu udostępnianych danych jest realizowane zgodnie z harmonogramem wdrażania nowych mechanizmów rynkowych wynikających z rozporządzenia 2017/2195.

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 elektroenergetycznym oraz odbudowy tego systemu po wystąpieniu awarii. Plany te znalazły odwzorowanie w ramach odpowiednich procedur wynikających z warunków korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci w ramach IRiESP.

W 2019 r. PSE S.A. zrealizowała następujące działania nawiązujące do tego zakresu:

- opracowano we współpracy z OSD „Plan wyłączeń przez automatykę SCO" (opracowanie nastaw przez OSP – marzec 2019 r., wprowadzenie nastaw do końca września 2019 r., potwierdzenie nastaw – październik 2019 r.),
- opracowano we współpracy z OSD aktualizację „Planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej", obowiązującą w okresie 1.09.2019 r. – 31.08.2020 r. Aktualizacja Planu została uzgodniona z Prezesem URE (decyzja Prezesa URE z 5 lipca 2019 r. wraz z późniejszą zmianą z 23 grudnia 2019 r.),
- opracowano we współpracy z OSD „Plan wyłączeń awaryjnych" obowiązujący w okresie 1.01.2020 r. – 31.12.2020 r. (opracowanie – grudzień 2019 r.),

- aktualizowano instrukcje szczegółowe odbudowy KSE,
- przeprowadzono szkolenia służb dyspozytorskich OSP/OSD i wytwórców z zakresu planów odbudowy,
- kontynuowano szkolenia służb dyspozytorskich OSP z zakresu planów odbudowy i współpracy podczas stanów Blackout i Emergency z wykorzystaniem symulatora systemowego DUtrain. Odbyły się wspólne dwa szkolenia dyspozytorów KDM z dyspozytorami innych OSP z obszaru Europy Środkowo-Wschodniej (Niemiec, Czech, Słowacji, Austrii, Węgier i Słowenii),
- kontynuowano szkolenia dyspozytorów KDM, ODM-ów oraz OSD w zbudowanym przez OSP Symulatorze funkcjonowania krajowego systemu elektroenergetycznego. Przeprowadzono 36 szkoleń dla pracowników OSP z udziałem m.in. OSD, 10 szkoleń dla pracowników CN, RCN i ZES oraz 11 szkoleń dla pracowników OSD z udziałem pracowników OSP,
- w IV kwartale 2019 r. zakończono realizację prac mających na celu wdrożenie przepisów rozporządzenia 2017/2196, dotyczące opracowania „Planu testów". Opracowanie przekazano do Prezesa URE, który zatwierdza dokument zgodnie z zapisami art. 4 ust. 3 rozporządzenia,
- w zakresie planu odbudowy KSE realizowane są działania operacyjne w sieci elektroenergetycznej (próby rozruchu autonomicznego i próby systemowe uruchomienia bloków ze źródeł zdalnych) zgodnie z wytycznymi IRiESP – Korzystanie pkt. 2.2.3.3.2.4. oraz instrukcjami wewnętrznymi PSE S.A., będące ćwiczeniami zdolności KSE do odbudowy systemu.

W trakcie 2019 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 ustawą – Prawo energetyczne, PSE S.A. dokonuje zakupu energii elektrycznej na potrzeby pokrywania strat powstałych w sieci przesyłowej podczas przesyłania energii elektrycznej tą siecią oraz stosuje przejrzyste i niedyskryminacyjne procedury rynkowe przy jej zakupie.

PSE S.A. dokonuje zakupu ww. energii elektrycznej 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 faktycznego zbilansowania zapotrzebowania energii na pokrywanie strat w sieci przesyłowej, brakująca część energii elektrycznej rozliczna jest w ramach Rynku Bilansującego. Z uwagi na dużą godzinową zmienność ilości energii na pokrywanie strat w sieci przesyłowej (okresem rozliczeniowym jest godzina), na Rynku Bilansującym 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 są kosztami poniesionymi przez PSE S.A. na pokrycie różnicy bilansowej w sieci przesyłowej, które w kalkulacji taryfy PSE S.A. przenoszone są przez opłatę sieciową zmienną.

Zgodnie z powyższym, w 2019 r. PSE S.A. poniosła następujące koszty energii na pokrywanie różnicy bilansowej, które obejmowały (w następujących ilościach i wartościach)[91]:

- zakup energii elektrycznej na podstawie umowy dwustronnej zawartej z dostawcą energii: 1 626 684 MWh (łączny koszt tej energii wyniósł 411 258 248,88 zł),
- rozliczenie energii na Rynku Bilansującym[92]: 64 910 MWh (łączny przychód z tytułu rozliczeń na RB wyniósł 16 161 875,53 zł).

W 2019 r. operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego przeprowadził szereg projektów inwestycyjnych w sieci przesyłowej związanych z wyprowadzeniem mocy ze źródeł wytwór-

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

[92] 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.

czych oraz usuwaniem ograniczeń przesyłowych wewnątrz KSE. Do najważniejszych należały:

- budowa linii 400 kV Bydgoszcz Zachód-Piła Krzewina,
- rozbudowa stacji 220/110 kV Piła Krzewina o rozdzielnię 400 kV,
- rozbudowa stacji 220/110 kV Bydgoszcz Zachód o rozdzielnię 400 kV,
- rozbudowa stacji 400/110 kV Czarna w zakresie rozdzielni 400 kV,
- rozbudowa stacji 220/110 kV Polkowice o rozdzielnię 400 kV,
- rozbudowa i modernizacja stacji 400/220/110 kV Mikułowa,
- rozbudowa i modernizacja stacji Byczyna wraz z wprowadzeniem linii 400 kV Tucznawa-Tarnów (Skawina) w związku z przyłączeniem bloku Jaworzno II,
- rozbudowa rozdzielni 110 kV w stacji 220/110 kV Mory dla przyłączenia PKP Energetyka,
- modernizacja linii 220 kV Janów-Zgierz-Adamów – etap I,
- modernizacja linii 220 kV Byczyna-Siersza,
- dostosowanie linii 220 kV Ołtarzew-Mory do większych przesyłów mocy (likwidacja ograniczeń zwisowych),
- modernizacja stacji 400/220 kV Joachimów,
- zakup, dostawa i montaż jednostek regulacyjnych kąta fazowego napięcia do pracy z autotransformatorami AT1 i AT2 400/220 kV o mocy 500 MVA w stacji 400/220 kV Joachimów,
- modernizacja stacji 220/110 kV Czerwonak,
- modernizacja stacji 400/110 kV Narew w zakresie obwodów wtórnych,
- wdrożenie systemów ochrony technicznej w stacjach NN: Abramowice, Bieruń, Ełk, Gorzów Wielkopolski, Joachimów, Klikowa, Komorowice, Łagisza, Piotrków Trybunalski, Poręba, Rokitnica, Wanda, Zamość,
- rozbudowa systemów ochrony technicznej w wybranych stacjach NN: Adamów, Miłosna, Mory, Mościska, Plewiska, Poznań Południe, Trębaczew, Wielopole, Żarnowiec.

Powyższe inwestycje zostały przekazane do ruchu, niektóre pozostają do zakończenia pod względem formalnym.

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 2019 r. poszczególni operatorzy poinformowali o przeprowadzeniu szeregu wspólnych działań z OSP. Poniżej zaprezentowano skrótowe zestawienie zrealizowanych projektów, według relacji stron.

1) innogy Stoen Operator Sp. z o.o.: podobnie jak w latach ubiegłych, zostały przygotowane, a w dalszej kolejności przesłane do PSE S.A. dobowe prognozy zapotrzebowania na moc oraz prognozy mocy generowanej przez wytwórców przyłączonych do jego sieci dystrybucyjnej. Zgodnie z obowiązującymi procedurami, pracownicy Dyspozycji innogy Stoen Operator uczestniczyli w dwóch edycjach szkolenia obszarowego pn. „Aktualne aspekty procesu przygotowania i prowadzenia ruchu Krajowego Systemu Elektroenergetycznego" organizowanego przez OSP w maju i listopadzie 2019 r. Tematyka tych szkoleń dotyczyła 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 blackoutem. Ponadto w ramach utrzymywania wysokiego poziomu kwalifikacji pracownicy Dyspozycji innogy 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 siedmiu sesjach, przez cały 2019 r., przy udziale innych dyspozytorów spośród pozostałych OSD współpracujących z innogy Stoen Operator oraz PSE S.A. i firmy PSE Innowacje;
2) ENEA Operator Sp. z o.o.: w celu utrzymania odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej, służby ENEA Operator współpracowały ze służbami operatora systemu przesyłowego PSE S.A. oraz ze służbami pozostałych OSD (TAURON Dystrybucja S.A., ENERGA-OPERATOR S.A.) 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) ENERGA-OPERATOR S.A.: w 2019 r., podobnie jak w latach wcześniejszych, 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) 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, a w szczególności przegląd dokumentu pn. „Instrukcja postępowania dyspozytorskiego w czasie odbudowy systemu elektroenergetycznego po wystąpieniu awarii (black-out) w sieci Polskich Sieci Elektroenergetycznych",
   - 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.,
   - realizacji działań inwestycyjnych służących poprawie stanu technicznego sieci dystrybucyjnej,
   - organizacji prac eksploatacyjnych na sieci dystrybucyjnej w sposób umożliwiający ograniczenie czasu trwania przerw w dostawach energii elektrycznej lub całkowite wyeliminowanie tych przerw;
5) 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, realizuje nastawienia przekaźników SCO według planu nastawień,
   - w ramach aktualizacji Planów obrony i odbudowy KSE zaktualizowano:
     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 zróżnicowane formy przekazu tej informacji.

Poprzez publikację danych na swoich stronach internetowych operatorzy zamieszczali i aktualizowali informacje dedykowane również wytwórcom energii elektrycznej, w ramach działań ułatwiających niedyskryminujący dostęp do sieci dla tej grupy użytkowników, takie jak:

- kontaktowe dane teleadresowe,
- informacje umożliwiające odbiorcy zmianę sprzedawcy energii elektryczne: (1) listę sprzedawców energii elektrycznej, z którymi posiada zawarte umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej (tzw. GUD), (2) listę sprzedawców rezerwowych, (3) informacje o sprzedawcy z urzędu działającym na obszarze operatora, (4) informacje o sprzedawcy zobowiązanym wyznaczonym przez Prezesa URE, (5) listę podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe, (6) wzorce umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności z odbiorcami końcowymi i sprzedawcami energii elektrycznej,
- 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,
- aktualną taryfę dla dystrybucji energii elektrycznej oraz IRiESD,
- zautomatyzowane informacje o obszarach i terminach planowanych wyłączeń w sieci elektroenergetycznej, w szczególności niskonapięciowej; dodatkowo, biuletyny o planowanych przerwach na całym terenie działania operatora,
- system obsługujący proces zgłoszeń awaryjnych oraz reklamacji.

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 danego 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 systemowego, przeprowadzono czynności z zakresu monitoringu zamieszczenia przez przedsiębiorstwa energetyczne wskaźników jakościowych (wskaźników przerw: SAIDI, SAIFI oraz MAIFI) na stronach internetowych tych przedsiębiorstw. Dane za rok 2018 zostały zamieszczone na stronach internetowych OSD zgodnie z terminem określonym w rozporządzeniu, tj. do 31 marca 2019 r., zaś dane za rok 2019 winny być zamieszczone do 31 marca 2020 r.

W przypadku pięciu największych OSD, informacje objęte powyższym obowiązkiem zostały sformułowane poprawnie i zamieszczone terminowo. Nadmienić należy, że wspomniane powyżej wskaźniki jakościowe zostaną wykorzystane dla celów regulacji pięciu 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[93)].

Wypełnienie powyższego obowiązku było monitorowane również w przypadku przedsiębiorstw energetyki przemysłowej, posiadających status

[93)] Dokumenty dostępne są na stronie internetowej URE.

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 monitujących 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, tj. 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). Powyższe dane powinny być aktualizowane i upubliczniane na stronie internetowej przedsiębiorstwa co najmniej raz na kwartał.

W ocenie Prezesa URE pięciu największych OSD zamieszczało dane objęte obowiązkiem terminowo, niezwłocznie po zakończeniu każdego kwartału kalendarzowego. Natomiast wypełnianie przywołanego obowiązku przez grupę przedsiębiorstw energetyki przemysłowej (tzw. OSDn) – w zdecydowanej większości przedsiębiorstw z tej grupy – zostało ocenione jako terminowe lub nieznacznie opóźnione (przedsiębiorstwa uzupełniły dane w następstwie kilku dni po zakończeniu kwartału, niemniej dochowały trzymiesięcznej częstości publikacji danych). Wobec przedsiębiorstw, które zamieściły informację niekompletną lub wymagającą skorygowania, zastosowano pouczenie co do sposobu prawidłowego wypełnienia obowiązku. Natomiast w przypadkach nieopublikowania jakichkolwiek informacji w wymaganym terminie, wobec podmiotów z grupy przedsiębiorstw energetyki przemysłowej, które dopuściły się tego przewinienia, wszczęto postępowania administracyjne o wymierzenie kary pieniężnej, z czego, po przeanalizowaniu udzielonych wyjaśnień wymierzono karę pieniężną jednemu przedsiębiorstwu.

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

Operatorzy systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego: Innogy Stoen Operator Sp. z o.o. oraz TAURON Dystrybucja S.A. poinformowali o niezaistnieniu w 2019 r. przypadków odmownych.

Według relacji ENEA Operator Sp. z o.o., w 2019 r. udzielono łącznie 108 odmów wydania warunków przyłączenia do sieci dystrybucyjnej (105 do sieci SN oraz 3 do sieci 110 kV). Odmowy przyłączenia źródeł do sieci SN wynikały z braku możliwości spełnienia kryterium zapasu mocy w węźle WN/SN, który stanowił element wielokryterialnej oceny możliwości przyłączania źródła do sieci SN (przekroczenie mocy źródeł przyłączonych i planowanych do przyłączenia w stosunku do sumy mocy znamionowej transformatora, pomniejszoną o założony cosφ odbioru), minimalnego obciążenia mocą czynną transformatora 110 kV/SN oraz sumy mocy przyłączeniowej planowanych do przyłączenia odbiorców. W zakresie odmów na napięciu 110 kV podstawą był brak technicznych możliwości odbioru energii elektrycznej wygenerowanej przez planowane do przyłączenia źródło.

Spółka ENERGA-OPERATOR S.A. przedstawiła informację o 213 przypadkach odmownych w 2019 r. Dominująca większość dotyczyła źródeł fotowoltaicznych o mocy poniżej 1 MW. Odnotowano również pojedyncze przypadki dotyczące farm wiatrowych o mocach z zakresu 22-50 MW. Odmowy przyłączenia uzasadniane były wykonaniem indywidualnych ekspertyz wpływu pracy źródła na sieć.

Natomiast operator PGE Dystrybucja S.A. przedstawił 116 przypadków odmownych, gdy odmowę przyłączenia uzasadniała indywidualna ekspertyza wpływu pracy źródła na sieć (najczęściej odpowiedź odmowną uzasadniano niespełnieniem kryterium dopuszczalnych zmian napięcia),

z czego jedynie w 24 przypadkach dysponował on mocą przyłączeniową na wnioskowanym obszarze.

OSD poinformowali także o znacznej liczbie przypadków odmowy wydania warunków przyłączenia danego źródła do sieci o napięciu znamionowym poniżej progu wyszczególnionym w przepisie dotyczącym obowiązku ustawowego.

Monitorowanie realizacji planów rozwoju

Obowiązkiem przedłożenia do 30 kwietnia 2019 r. sprawozdania z realizacji planu rozwoju za 2018 r. zostały objęte 67 przedsiębiorstwa energetyczne. W terminie ustawowym sprawozdania przedstawiło pięciu największych OSD, OSP oraz 61 przedsiębiorstw posiadających koncesję na dystrybucję energii. Do końca 2019 r. Prezes URE w przypadku jednego przedsiębiorstwa wydał decyzję o odstąpieniu od wymierzenia kary.

W przypadku monitorowania obowiązku uzgadniania projektów planów rozwoju z Prezesem URE, ustalono, że w 2019 r. zobligowanych do przedłożenia planu rozwoju było 14 przedsiębiorstw energetyki przemysłowej – wszystkie te podmioty plany przedłożyły. Ponadto, dwa przedsiębiorstwa przedłożyły do uzgodnienia projekt planu rozwoju, który spełniał warunki zwolnienia z obowiązku uzgodnienia planu. Wobec powyższego, prowadzone postępowania stały się bezprzedmiotowe.

Ponadto, 20 przedsiębiorstw było zobligowanych do uzgodnienia aktualizacji planu rozwoju. Aktualizacje przedłożyło 20 przedsiębiorstw energetyki przemysłowej. Ponadto, jedno przedsiębiorstwo przedłożyło bezzasadnie do uzgodnienia projekt aktualizacji planu rozwoju i wobec powyższego prowadzone postępowanie stało się bezprzedmiotowe.

Weryfikacja IRiESD „małych" operatorów sieci dystrybucyjnej

W 2019 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. 9d ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne pod względem spełnienia wymagań określonych w tej ustawie.

W okresie sprawozdawczym przeprowadzono weryfikację 22 przedsiębiorstw będących tzw. „małymi" operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych (tj. operatorów, o których mowa w art. 9d ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne). W wyniku tej weryfikacji, w odniesieniu do trzech OSD stwierdzono istnienie nieprawidłowości, które dały podstawę wszczęcia postępowania w sprawie wymierzenia kar pieniężnych na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 1g ustawy – Prawo energetyczne.

Monitorowanie wypełniania przez przedsiębiorstwo energetyczne obowiązków dotyczących ewidencji księgowej

Podejmowane przez Prezesa URE w 2019 r. działania dotyczące monitorowania funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w zakresie wypełniania przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązków dotyczących ewidencji księgowej, o których mowa w art. 44 ustawy – Prawo energetyczne, nie odbiegały od praktyki opisywanej w Sprawozdaniach z 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.

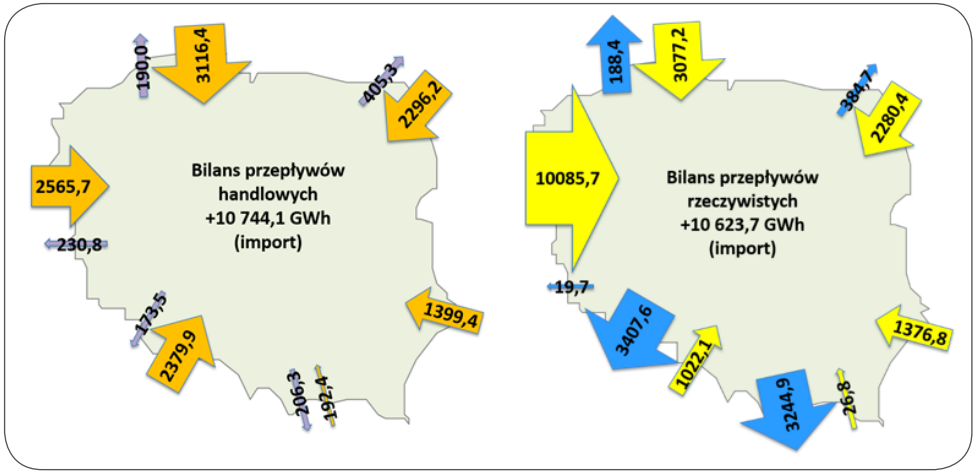
7.2. Kontrolowanie realizacji obowiązków w zakresie warunków dostępu do sieci

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 2019 r. zostały przedstawione na rys. 25 (str. 76).

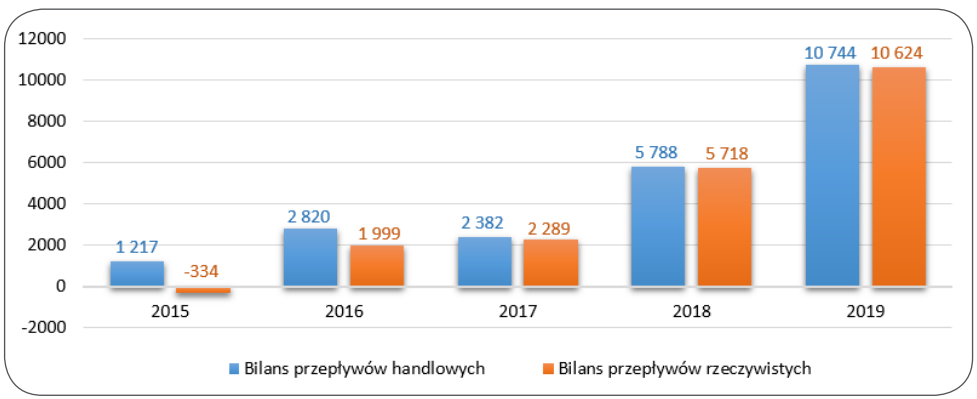
Na rys. 27-32 przedstawiono porównanie danych w zakresie przepływów handlowych (osobno

Rysunek 25. Bilans handlowych i rzeczywistych przepływów energii elektrycznej na połączeniach z innymi krajami w 2019 r. [GWh]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

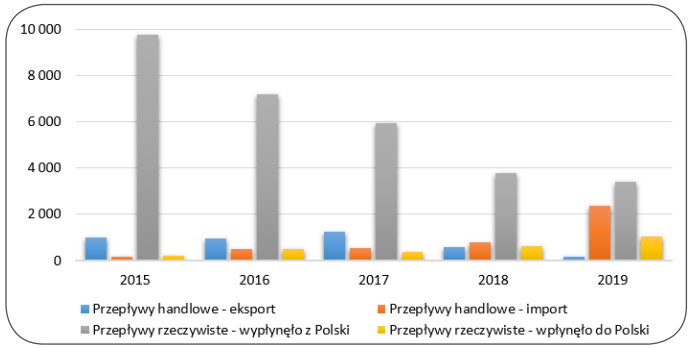
Rysunek 26. Porównanie bilansów przepływów handlowych i bilansów przepływów rzeczywistych energii elektrycznej na połączeniach z innymi krajami (łącznie) w poszczególnych latach 2015-2019 [GWh]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

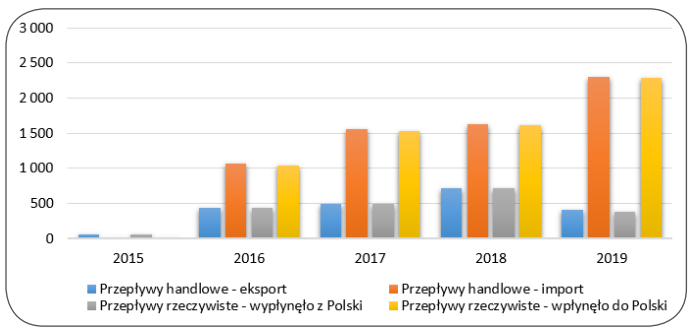
dla importu i eksportu) i przepływów rzeczywistych (osobno dla energii elektrycznej wypływającej z Polski i dla energii elektrycznej wpływającej do Polski) w podziale na poszczególne połączenia z sąsiednimi krajami, tj. na połączeniach Polski z Czechami, Litwą, Niemcami, Słowacją, Szwecją i Ukrainą.

Rysunek 27. Porównanie przepływów handlowych i rzeczywistych energii elektrycznej na połączeniu Polski z Czechami w latach 2015-2019 [GWh]



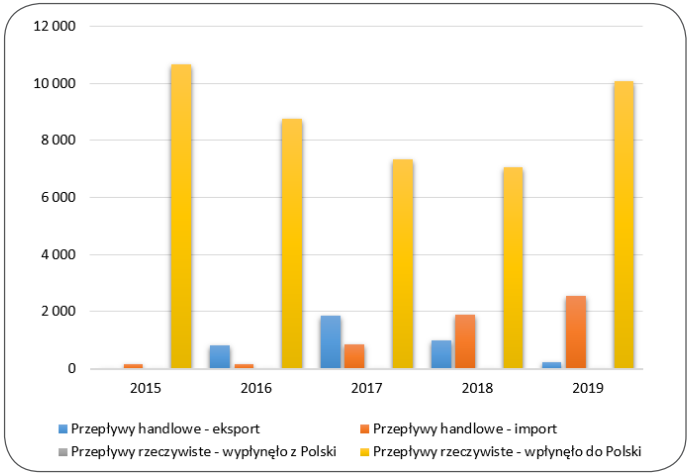
Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 28. Porównanie przepływów handlowych i rzeczywistych energii elektrycznej na połączeniu Polski z Litwą w latach 2015-2019 [GWh]



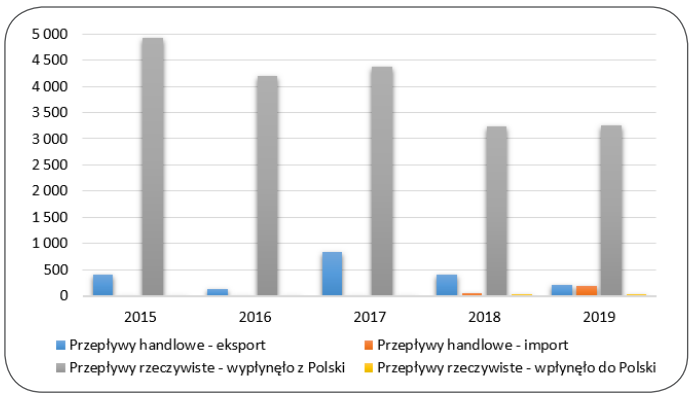
Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 29. Porównanie przepływów handlowych i rzeczywistych energii elektrycznej na połączeniu Polski z Niemcami w latach 2015-2019 [GWh]



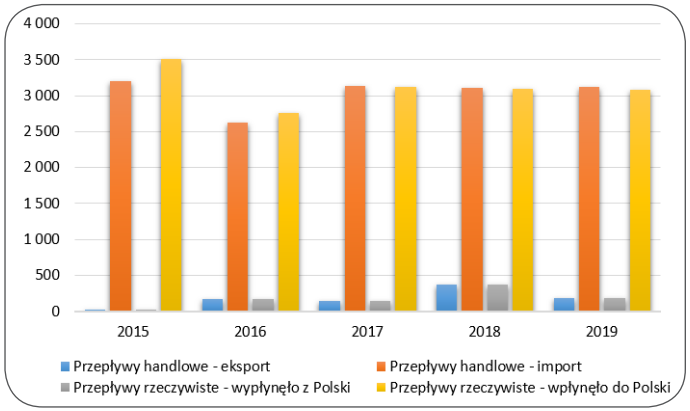
Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 30. Porównanie przepływów handlowych i rzeczywistych energii elektrycznej na połączeniu Polski z Słowacją w latach 2015-2019 [GWh]



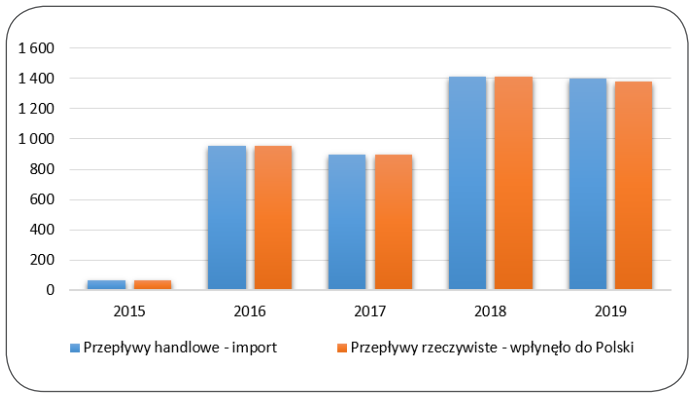
Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 31. Porównanie przepływów handlowych i rzeczywistych energii elektrycznej na połączeniu Polski ze Szwecją w latach 2015-2019 [GWh]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 32. Porównanie przepływów handlowych i rzeczywistych energii elektrycznej na połączeniu Polski z Ukrainą (wyłącznie dla importu i dla energii wypływającej z Polski) w latach 2015-2019 [GWh]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Bilans handlowy – saldo na granicach Polski w 2019 r. – wyniósł +10 744,1 GWh (import). Eksport energii elektrycznej wyniósł łącznie 1 205,9 GWh i zmniejszył się o ok. 39% w porównaniu do roku poprzedniego. W 2019 r. bardzo znacznie zwiększył się import – w 2019 r. wyniósł łącznie 11 950,0 GWh (wzrost o ok. 135% w porównaniu do roku poprzedniego). Był on realizowany w zasadzie ze wszystkich sąsiednich krajów połączonych z KSE.

Tak znaczny wzrost importu w porównaniu do zeszłego roku został spowodowany m.in. włączeniem do pracy 25 marca 2019 r. północnego połączenia wzajemnego Polska-Niemcy, tj. linii Krajnik-Vierraden (o czym bardziej szczegółowo w dalszej części niniejszego rozdziału) oraz zmianą metody wyznaczania zdolności przesyłowych, co nastąpiło z początkiem września 2019 r. na skutek decyzji

Prezesa URE zatwierdzającej zmianę IRiESP. Zmiana metody wyznaczania Marginesu Bezpieczeństwa Przesyłu z metody deterministycznej na statystyczną umożliwiła udostępnianie przez PSE S.A. większych zdolności przesyłowych na profilu synchronicznym z zachowaniem standardów bezpieczeństwa pracy KSE.

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.

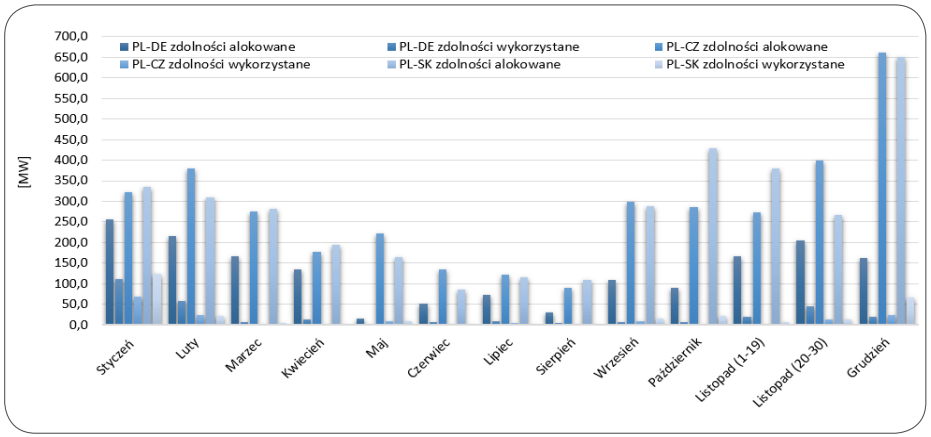
W 2019 r. udostępnianie zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej na przekroju synchronicznym odbywało się w trybie aukcji jawnych (typu *explicit*) organizowanych zarówno w kierunku eksportu, jak i w kierunku importu w horyzontach krótkoterminowych dobowych – *day-ahead* oraz w dniu realizacji dostawy – *intra-day*, przy czym od 20 listopada 2019 r. zdolności przesyłowe dnia bieżącego były alokowane w ramach mechanizmu jednolitego łączenia się rynków (XBID) w trybie notowań ciągłych.

Na rys. 33-34 przedstawiono średnie miesięczne ilości zdolności przesyłowych alokowanych i wykorzystanych na połączeniach synchronicznych w 2019 r. – odpowiednio w kierunku eksportu i importu.

Podział łącznych mocy przesyłowych oferowanych na profilu technicznym (łącznie: Niemcy, Czechy, Słowacja) pomiędzy profile handlowe (oddzielnie: Niemcy, Czechy, Słowacja) odbywa się według rankingu cenowego składanych przez tych uczestników ofert. Przedstawione powyżej dane wskazują, że w przypadku eksportu uczestnicy rynku w skali całego 2019 r. nie wykazywali wyraźnych preferencji, choć w poszczególnych miesiącach te preferencje się zmieniały. Natomiast w przypadku importu energii elektrycznej w 2019 r. dominowała alokacja i wykorzystanie na kierunkach z Niemiec i Czech.

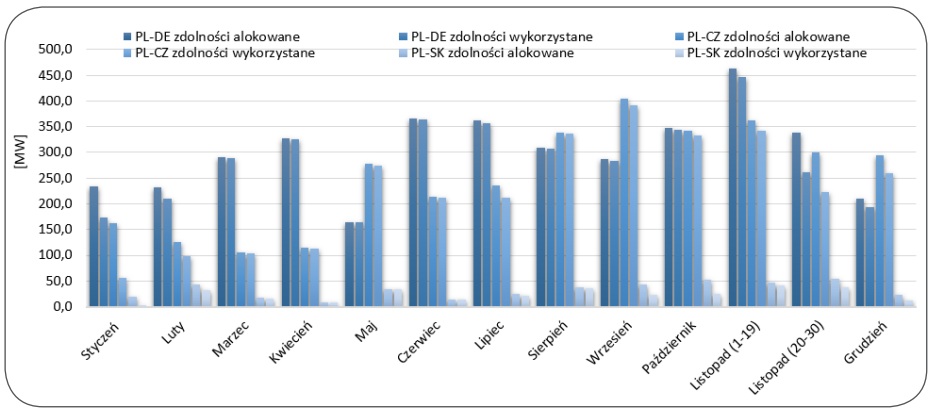
Zróżnicowanie ilości alokowanych i wykorzystanych zdolności przesyłowych w 2019 r. w poszczególnych miesiącach w dużej mierze wynika z funkcjonowania fizycznych przesuwników fazowych

Rysunek 33. Zestawienie średnich miesięcznych zdolności przesyłowych, alokowanych i wykorzystanych w kierunku eksportu w 2019 r. na poszczególnych połączeniach synchronicznych [MW]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 34. Zestawienie średnich miesięcznych zdolności przesyłowych, alokowanych i wykorzystanych w kierunku importu w 2019 r. na poszczególnych połączeniach synchronicznych [MW]

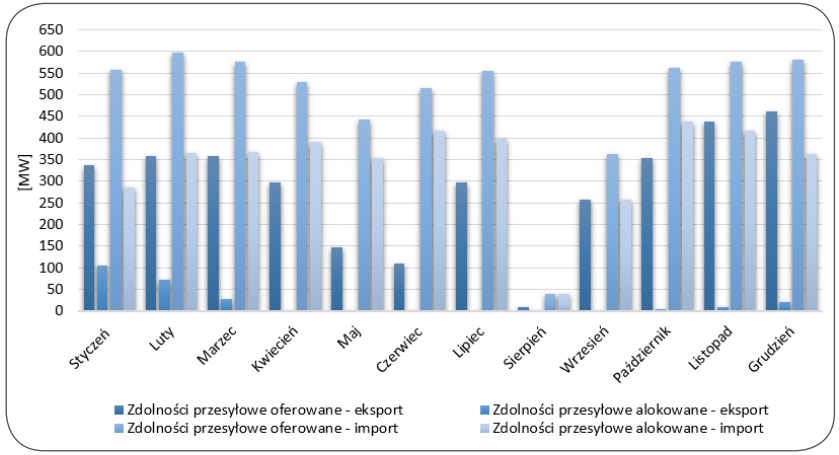


Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

i problemów z tym związanych. Zgodnie z umową pomiędzy PSE S.A. i 50Hertz, w 2016 r. PSE S.A. uruchomiły komplet czterech przesuwników fazowych po stronie polskiej na połączeniu południowym (Mikułowa-Hagenwerder), 50Hertz natomiast miało zainstalować przesuwniki w swojej stacji, na połączeniu północnym (Krajnik-Vierraden). Z uwagi na opóźnienie w realizacji inwestycji w sieci wewnętrznej 50Hertz (przebudowa sieci 220 kV na 380 kV) i konieczność utrzymania w stacji Vierraden transformacji 380/220 kV (dwa transformatory), nie było i nie ma obecnie fizycznej możliwości instalacji kompletu czterech przesuwników fazowych. 50Hertz zainstalowało więc tylko dwa przesuwniki fazowe. Po doświadczeniach z pracy testowej połączenia w sierpniu 2018 r., w układzie pracy równoległej przesuwników z załączonymi dwoma torami linii Krajnik-Vierraden i uzgodnieniach formalnych w zakresie pracy niepełnego układu tylko z dwoma przesuwnikami, 25 marca 2019 r. załączono linię Krajnik-Vierraden w układzie pracy na jednym torze i dwoma przesuwnikami połączonymi szeregowo jako układ tymczasowy. Założono, że praca w tym układzie będzie trwała do czasu modernizacji wewnętrznej sieci 50Hertz. Uruchomienie pod koniec marca 2019 r. północnego połączenia z 50Hertz Krajnik-Vierraden w sposób naturalny spowodowało wzrost przepływów fizycznych na całym przekroju PL-DE. Jednocześnie wzrosły przepływy niegrafikowe w kierunku Niemcy → Polska – o ile można powiedzieć, że w okresie styczeń-marzec 2019 r. ich wolumen był tylko nieco większy niż w 2018 r., to w okresie kwiecień-grudzień 2019 r. przepływy niegrafikowe wzrosły aż o 43% w porównaniu z analogicznym okresem 2018 r. (do okresu porównawczego kwiecień-grudzień nie brano pod uwagę sierpnia z uwagi na pracę testową połączenia Krajnik-Vierraden w 2018 r. i bardzo wysokie przepływy niegrafikowe w tym okresie). Wyjątkowym miesiącem był wrzesień 2019 r., gdy wzrost przepływów niegrafikowych wyniósł aż 82%. Wrzesień 2019 r. był pierwszym miesiącem obowiązywania nowej metodyki wyznaczania zdolności przesyłowych na przekroju synchronicznym, która umożliwiła oferowanie większych zdolności przesyłowych, zwłaszcza w kierunku importowym.

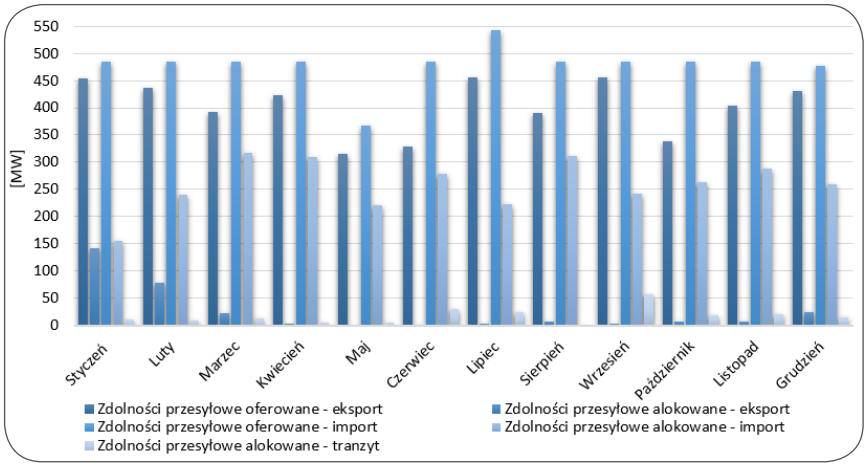
W 2019 r., podobnie jak w latach wcześniejszych, były podejmowane międzyoperatorskie działania zaradcze, tj. środki o charakterze doraźnym mające na celu zapewnienie bezpiecznej pracy połączonych systemów. Działania te obejmowały redispatching dwustronny oraz wielostronny (MRA), przy czym w 2019 r., podobnie do 2018 r., nie było konieczności użycia MRA do zapewnienia bezpieczeństwa na przekroju Polska-Niemcy (kryterium N-1). Wolumen MRA występujący w wysokości 840 MWh jedynie w sierpniu 2019 r. wynikał z realizacji umów wielostronnych dotyczących środków zaradczych. Skala redispatchingu dwustronnego w 2019 r. była znacznie wyższa w stosunku do wolumenu w 2018 r. – wzrost o 200%. W ujęciu średniomiesięcznym wolumen redispatchingu wyniósł 3,27 GWh w porównaniu do 1,01 GWh w 2018 r. Na tak wysoki roczny wolumen wpływ miało wejście w życie nowej metody wyznaczania zdolności przesyłowych na przekroju synchronicznym, dzięki której możliwe jest oferowanie większych zdolności przesyłowych, zwłaszcza importowych. W okresie wrzesień-grudzień 2019 r. średniomiesięczny wolumen redispatchingu wyniósł 8,68 GWh i był znacznie wyższy w stosunku do wolumenu w 2018 r. – wzrost o 200%.

Rysunek 35. Zestawienie średnich miesięcznych wartości zdolności przesyłowych oferowanych i alokowanych w 2019 r. na połączeniu Polska-Szwecja [MW]



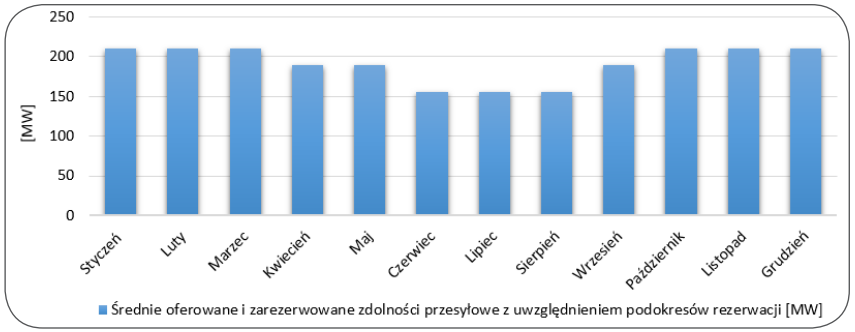
Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 36. Zestawienie średnich miesięcznych wartości zdolności przesyłowych oferowanych i alokowanych w 2019 r. na połączeniu Polska-Litwa [MW]. Na wykresie uwzględniono także oferowane oraz alokowane zdolności przesyłowe dla celów tranzytu ze Szwecji na Litwę. Przepływów tranzytowych z kierunku Litwy do Szwecji w 2019 r. nie odnotowano



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 37. Średnie miesięczne wartości oferowanych zdolności przesyłowych na połączeniu międzysystemowym Polska-Ukraina, kierunek import, 2019 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Alokacja zdolności przesyłowych na połączeniach stałoprądowych Polska-Szwecja oraz Polska-Litwa w 2018 r. była realizowana w ramach dobowych aukcji typu *implicit* w oparciu o mechanizm jednolitego łączenia się rynków dnia następnego prowadzony przez TGE S.A. i Nord Pool AS. Od 20 listopada 2019 r. na połączeniu Polska-Litwa uruchomiono możliwość alokowania zdolności przesyłowych dnia bieżącego w oparciu o mechanizm jednolitego łączenia się rynków dnia bieżącego (XBID) w trybie notowań ciągłych (rys. 35-36).

Z przedstawionych powyżej danych wynika, że w 2019 r. ceny energii elektrycznej były w większości czasu niższe na rynku skandynawskim, co w konsekwencji skutkowało w głównej mierze importem energii elektrycznej do Polski ze Szwecji, ograniczanym względami bezpieczeństwa KSE. Maksymalne oferowane zdolności przesyłowe na tej granicy wyniosły 580 MW w kierunku importu i 462 MW w kierunku eksportu. Podobna sytuacja miała miejsce na połączeniu Polska-Litwa. 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 455 MW, a w kierunku importu do Polski 485 MW. Dodatkowo w 2019 r. oferowano oraz alokowano zdolności przesyłowe dla celów tranzytu ze Szwecji na Litwę o wartości średniej ok. 17 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 (rys. 37).

Koncentracja udostępnianych przez PSE S.A. mocy przesyłowych alokowanych w przetargach na połączeniach synchronicznych w 2019 r.

W przetargu rocznym na rezerwację mocy na przekrojach granicznych Polski w 2019 r. nie oferowano zdolności przesyłowych.

W przetargach miesięcznych zdolności przesyłowe były oferowane w październiku, w listopadzie oraz w grudniu 2019 r. Zdolności prze-

syłowe były alokowane wyłącznie w kierunku eksportu. Zdolności przesyłowe w ciągu całego okresu (rok 2019 – przetargi miesięczne) zostały alokowane w sumie dla sześciu różnych podmiotów (uczestników rynku). Maksymalny udział w rynku dla jednego podmiotu wynosił 27,83%.

W przetargach dobowych zdolności przesyłowych na przekrojach granicznych Polski, zdolności przesyłowe były alokowane w kierunku eksportu i importu. Zdolności przesyłowe w ciągu całego okresu (rok 2019 – przetargi dobowe) zostały alokowane w sumie dla 27 różnych podmiotów (uczestników rynku). Maksymalny udział w rynku dla jednego podmiotu wynosił ok. 16,16%.

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 2019 r. nie wystąpiły ograniczenia alokowanych zdolności przesyłowych (redukcje).

Na połączeniu Polska-Ukraina po stronie polskiej również nie wystąpiły wyłączenia awaryjne skutkujące redukcją zaplanowanych dostaw. Kilkukrotne niedotrzymanie planów wymiany powodowane były awaryjnym odstawieniem bloku w Elektrowni Dobrotwór.

Przychody z alokacji zdolności przesyłowych na połączeniach z krajami UE i sposób ich wykorzystania w 2019 r.

Ostateczna wielkość przychodów z tytułu alokacji zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej na połączeniach z krajami UE w okresie od 1 stycznia do 31 grudnia 2019 r. wyniosła 256 374 500 zł. Suma ta jest pomniejszona o kwoty zwrócone uczestnikom wymiany systemowej przez OSP, z uwagi na dokonanie przez tych uczestników zwrotu części nabytych w rocznych i miesięcznych praw przesyłowych oraz w związku z niezrealizowanymi prawami przesyłowymi w aukcjach dobowych.

W kalkulacji stawek opłat przesyłowych w taryfie PSE S.A. na rok 2019 (zatwierdzonej decyzjami Prezesa URE) przyjęto, że część planowanych kosztów prowadzenia działalności przesyłowej uwzględnionych w kalkulacji stawki jakościowej zostanie sfinansowana przychodami z alokacji zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej planowanymi do uzyskania w 2019 r.

W związku z powyższym, uzyskana za okres od 1 stycznia 2019 r. do 31 grudnia 2019 r. wielkość przychodów z tytułu alokacji zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej, została pomniejszona o przychody przeznaczone na finansowanie kosztów stawki jakościowej. Pozostała część tej kwoty zasiliła 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.

W okresie od 1 stycznia do 31 grudnia 2019 r. OSP wydatkował z Funduszu Celowego kwotę 150 414 400 zł.

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

Monitorowanie przez Prezesa URE warunków przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacji odbywa się 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 2019 r. przed-

siębiorstwa energetyczne zgłosiły 476 przypadków odmowy wydania warunków o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej na łączną moc 5 724,605 MW. Największa liczba odmów związana była z odmową przyłączenia do sieci instalacji fotowoltaicznych. Należy przy tym podkreślić, że zgłaszanie przez przedsiębiorstwa energetyczne informacji o zaistniałej odmowie przyłączenia jest nie tylko realizacją obowiązków nałożonych przez art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, ale również informacją dla Prezesa URE o występujących przeszkodach w realizacji publicznoprawnego obowiązku w zakresie przyłączenia do sieci. Zgłaszane przez przedsiębiorstwa energetyczne informacje o odmowie przyłączenia do sieci mogą również stanowić dla Prezesa URE podstawę do podjęcia określonych działań monitorujących, w celu ustalenia czy w określonym przypadku zgłoszona odmowa przyłączenia do sieci jest uzasadniona, w świetle przesłanek wskazanych w art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

Z uwagi na szczególne unormowania ustawowe dotyczące pierwszeństwa w przyłączaniu do sieci elektroenergetycznej instalacji odnawialnych źródeł energii, na uwagę zasługują informacje o występujących w 2019 r. przypadkach odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej takich instalacji.

W omawianym okresie na obszarze podlegającym właściwości oddziału terenowego we Wrocławiu, przedsiębiorstwa energetyczne zgłosiły przypadek odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej obiektu o mocy 0,503 MW. Z kolei na obszarze właściwym dla oddziału terenowego w Gdańsku, w 2019 r. zgłoszono 146 przypadków odmów przyłączenia do sieci elektroenergetycznej o łącznej mocy 5,125 GW (wartość ta wynika głównie z pięciu przypadków odmów PSE S.A. przyłączenia do sieci elektroenergetycznej wiatrowych elektrowni morskich o łącznej mocy 4,848 GW).

Spośród ogólnej liczby udzielonych odmów, 438 było spowodowanych brakiem warunków technicznych przyłączenia do sieci – WT (łączna moc przyłączeniowa 5 689,162 MW), a 38 względami ekonomicznymi – WE (łączna moc przyłączeniowa 35,443 MW). Należy zauważyć, że liczba odmów przyłączenia do sieci uległa zwiększeniu w odniesieniu do 2018 r. (wzrost o 217%).

Oddziały terenowe monitorują warunki przyłączania podmiotów do sieci i sposób ich realizacji również poprzez rozpatrywanie skarg na działalność przedsiębiorstw energetycznych i wniosków zgłaszanych przez odbiorców. W 2019 r. zgłaszane skargi

Tabela 25. Odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznych

Województwo	Przyczyna	Grupa przyłączeniowa						
		I	II	III	IV	V	VI	moc* [MW]
dolnośląskie	WE	-	-	-	-	-	-	-
	WT	-	-	-	1	-	-	0,503
kujawsko-pomorskie	WE	-	-	-	-	-	-	-
	WT	-	2	71	-	2	-	148,773
lubelskie	WE	-	-	-	-	-	-	-
	WT	-	-	3	-	1	-	2,505
lubuskie	WE	-	-	-	-	-	-	-
	WT	-	1	18	-	-	-	60,195
łódzkie	WE	-	-	14	-	-	-	13,794
	WT	-	-	10	-	-	-	13,352
małopolskie	WE	-	-	1	-	-	-	10,000
	WT	-	-	-	-	-	-	-
mazowieckie	WE	-	-	10	3	1	1	10,548
	WT	-	-	5	-	-	-	8,706
opolskie	WE	-	-	-	-	-	-	-
	WT	-	-	-	-	-	-	-
podkarpackie	WE	-	-	-	-	7	-	0,101
	WT	-	-	4	-	1	-	2,197
podlaskie	WE	-	-	-	-	-	-	-
	WT	-	1	44	1	1	-	77,063
pomorskie	WE	-	-	-	-	-	-	-
	WT	-	3	12	3	15	1	4 959,443
śląskie	WE	-	-	-	-	-	-	-
	WT	-	1	1	-	-	-	17,650
świętokrzyskie	WE	-	-	-	-	-	-	-
	WT	-	-	2	-	-	-	1,989
warmińsko-mazurskie	WE	-	-	-	-	-	-	-
	WT	-	2	110	-	-	-	166,281
wielkopolskie	WE	-	-	-	-	-	-	-
	WT	-	2	77	-	-	-	138,481
zachodniopomorskie	WE	-	-	1	-	-	-	1,000
	WT	-	1	40	1	-	1	92,024

* Moc przyłączeniowa określona we wniosku o przyłączenie do sieci.

Źródło: URE.

dotyczyły braku dotrzymania przez OSD zobowiązań umownych w zakresie terminów realizacji przyłączeń do sieci, poszczególnych kwestii dotyczących technicznych oraz prawnych aspektów realizacji procesu przyłączenia do sieci, jak również wysokości opłaty za przyłączenie.

We wszystkich tego rodzaju sprawach podjęte przez URE działania są adekwatne do okoliczności konkretnego przypadku. Poza interwencjami podejmowanymi w samym przedsiębiorstwie energetycznym, niejednokrotnie prowadzącymi 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 przekazywano również zainteresowanym podmiotom informację o możliwości wystąpienia z wnioskiem o rozstrzygnięcie przez Prezesa URE sporu dotyczącego odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci.

Oddziały terenowe monitorują również warunki przyłączania podmiotów do sieci i ich realizację także podczas prowadzonych postępowań wyjaśniających lub administracyjnych. Jeżeli w ich trakcie ujawnione zostaną informacje o określonych okolicznościach związanych z odmową przyłączenia do sieci lub innych przeszkód dotyczących przyłączenia do sieci, przedsiębiorstwo energetyczne jest zobowiązane do przekazania wyjaśnień i ewentualnie do podjęcia działań mających na celu wyeliminowanie problemów odbiorców. Także 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 objętej działaniami oddziałów terenowych znajdują się także kwestie związane z występującymi awariami sieci elektroenergetycznych. W ramach prowadzonego w tym zakresie monitoringu zwrócono się do operatorów systemów dystrybucyjnych 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. 26 str. 84).

Ze zgromadzonych informacji wypływa wniosek, że większość awarii jest wynikiem zjawisk atmosferycznych o charakterze ekstremalnym (wiatr, wyładowania atmosferyczne, szadź, oblodzenie, skrajne temperatury, ulewne deszcze) czy innych tzw. „czynników zewnętrznych" (zwierzęta, drzewa). Na awaryjność sieci wpływa też jej stan techniczny (korozja), wady fabryczne i materiałowe urządzeń oraz odnoszące się do nich wady montażowe lub remontowe. Część awarii spowodowana jest działaniem osób trzecich (uszkodzenia, kradzież, manipulacje przełącznikami, dewastacja, pożary). Aby zachować ciągłość 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.: uruchomienie programu wymiany znacznej ilości linii napowietrznych na kablowe, wymianę odcinków linii elektroenergetycznej na izolowane, automatyzację pracy sieci poprzez instalowanie rozłączników sterowanych falami radiowymi, prowadzenie bieżących zabiegów eksploatacyjnych, w tym oględziny, przeglądy, pomiary, konserwację i remonty odcinków sieci zagrożonych wystąpieniem awarii i uszkodzeń, zmniejszenie czasokresów wycinki drzew i gałęzi.

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. Taki sposób postępowania umożliwia jak najszybsze przywracanie napięcia jednocześnie dużym grupom odbiorców. 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.

W 2019 r. oddziały terenowe przeprowadziły również monitoring działalności operatorów sys-

Tabela 26. 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	6 802	6 304	51	0,22	27,51	2,52/2,52	131,03/131,13	2,41
kujawsko-pomorskie (OSD 1)	bd	bd	bd	0,33	49,00	1,35/1,35	71,3/71,3	5,84
kujawsko-pomorskie (OSD 2)	bd	bd	bd	0,14	23,00	1,81/1,81	84/85	3,32
lubelskie (PGE Dystrybucja S.A. Oddział Lublin)	17 794	1 734	3	0,22	34,20	2,44/2,45	129,72/131,46	5,70
lubelskie (PGE Dystrybucja S.A. Oddział Zamość)	10 624	1 493	5	0,51	48,78	3,38/3,38	172,49/174,34	20,38
lubelskie (PGE Dystrybucja S.A. Oddział Warszawa)	1 383	304	1	0,55	106,23	4,38/4,38	234,52/235,86	9,75
lubuskie i zachodnio-pomorskie (ENEA Operator S.A.)	12 359	29 043	13	0,15	21,00	3,66/3,66	151/151	4,24
łódzkie (OSD 1)	24 285	5982	10	0,23	50,81	3,76	247,38	6,37
małopolskie (TAURON Dystrybucja S.A.)	17 703	8 750	31	0,37	44,48	2,71/2,71	168,22/172,59	5,64
małopolskie (PGE Dystrybucja S.A.)	367	21	0	0,61	87,39	5,23/5,27	486,57/573,15	10,91
mazowieckie (OSD 1)	35 687	9 676	19	0,32	69,97	4	227,86	8,22
mazowieckie (OSD 2)	1 788	970	24	0,19	8,73	0,76	43,79	0,61
opolskie	4 541	2 945	10	0,34	46,60	2,39/2,39	118,83/119,14	2,97
podkarpackie (PGE Dystrybucja S.A.)	18 283	909	2	0,33	68,46	3,16/3,17	205,81/216,22	10,91
podlaskie (PGE Dystrybucja S.A. Oddział Warszawa)	3	8	0	0,39	121,46	6,93/6,93	359,25/359,25	22,97
podlaskie (PGE Dystrybucja S.A. Oddział Białystok)	14 296	4 114	9	0,24	43,48	3,92/3,92	152,32/152,41	9,76
pomorskie (ENERGA-OPERATOR S.A.)	bd	bd	bd	0,14	19,00	1,86/1,86	89,8/91,0	5,24
śląskie (TAURON Dystrybucja S.A.)	bd	bd	bd	0,25	44,56	2,14/2,14	127,68/129,15	2,42
świętokrzyskie (PGE Dystrybucja S.A.)	bd	bd	bd	SAIFI 3,8 (łącznie planowane, nieplanowane) SAIDI 255,413 (łącznie planowane, nieplanowane)				7,46
warmińsko-mazurskie (ENERGA-OPERATOR S.A.)	bd	bd	bd	0,15	bd	1,53/1,53	68,3/68,6	4,84
warmińsko-mazurskie (PGE Dystrybucja S.A.)	bd	bd	bd	0,21	31,91	3,87/3,87	163,89/164,78	7,42
wielkopolskie (OSD 1)	bd	bd	bd	0,24	38,40	1,92/1,92	115,4/116,7	6,31
wielkopolskie (OSD 2)	bd	bd	bd	0,21	32,00	3,28/3,28	145/147	5,72
zachodnio-pomorskie (ENERGA-OPERATOR S.A.)	4 131	2 094	4	0,18	33,10	2,31/2,32	160,3/166,4	6,48

Źródło: URE.

temów dystrybucyjnych elektroenergetycznych w zakresie terminowości wydawania warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. Analiza nadesłanych odpowiedzi wykazała przekroczenie przez niektórych operatorów systemów dystrybucyjnych terminu do wydania tych warunków, wskutek czego wszczęto 7 postępowań o nałożenie kary pieniężnej (zakończone w czterech przypadkach nałożeniem kary pieniężnej na łączną kwotę 13 416 tys. zł).

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. 4,86%) skorzystało do tej pory z takiej możliwości. Mimo tej stosunkowo małej aktywności odbiorców, monitorowanie zmiany sprzedawcy pozwala dostrzegać jego pozytywne i negatywne strony oraz definiować bariery rozwoju rynku konkurencyjnego. I tak, sytuacja w zakresie korzystania z TPA przez odbiorców przyłączonych do sieci poszczególnych OSD została przedstawiona w tab. 27 (str. 85).

W 2019 r. monitorowaniem objętych zostało 41 OSD, tj. pięciu dużych, wydzielonych w procesie *unbundlingu* oraz 36[94)] tzw. OSD

[94)] Dane do Sprawozdania wzięto z jednorazowego badania rocznego. Badaniem za 2019 r. objęte są jedynie przedsiębiorstwa zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej oraz spełniające kryterium – minimum 100 odbiorców przyłączonych do sieci elektroenergetycznej. W 2018 r. objętych badaniem zostało 45 przedsiębiorstw ›

„przemysłowych", działających jako przedsiębiorstwa zintegrowane pionowo, tzn. prowadzące równocześnie działalność sieciową i obrotową. W wyniku otrzymanych danych w jednorazowym badaniu za 2019 r. liczba przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo spełniających przyjęte kryteria zmniejszyła się do 32 podmiotów.

Kolejna tab. 28 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.

Analiza z uwzględnieniem podziału na grupy odbiorców pozwala stwierdzić, że w 2019 r. odnotowano niewielki wzrost liczby odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę w stosunku do 2018 r. (są to dane przedstawiane narastająco). W grupach odbiorców komercyjnych A, B, C w 2019 r. nastąpił wzrost liczby odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę o 10,85% w stosunku do stanu z końca 2018 r., który wyniósł 6,84%.

W odniesieniu do segmentu odbiorców w gospodarstwach domowych wzrost liczby odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę, wyniósł 20,14% w odniesieniu do stanu z końca 2018 r., który wyniósł 10,47% (są to dane przedstawiane narastająco). Analizując lata poprzednie można zaobserwować znaczny spadek tempa zmian wskaźnika TPA w segmencie gospodarstw domowych oraz w segmencie przedsiębiorstw.

zintegrowanych pionowo, natomiast w 2019 r. było to grupa 41 takich przedsiębiorstw. W wyniku otrzymanych danych w jednorazowym badaniu za 2019 r. liczba przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo spełniających przyjęte kryteria zmniejszyła się do 32 podmiotów.

Tabela 27. Prawo wyboru sprzedawcy, stan na koniec 2019 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 2019 r. (narastająco)		1 stycznia 2019 r. – 31 grudnia 2019 r.	
		w tym jedn. samorządu ter.		
PGE Dystrybucja S.A.	220 725	1 806	16 975 829	46,63
ENERGA-OPERATOR S.A.	197 425	2 598	10 000 468	45,12
TAURON Dystrybucja S.A.	238 220	712	29 331 396	58,78
ENEA Operator Sp. z o.o.	117 504	590	8 254 454	41,77
innogy Stoen Operator Sp. z o.o.	91 357	27	4 080 469	54,24
Razem 5 dużych OSD	**865 231**	**5 733**	**68 642 616**	**50,56**
OSD Energetyki Przemysłowej	2 274	x	2 385 149	31,14
Suma OSD	**867 505**	**x**	**71 027 765**	**49,53**

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

Źródło: URE na podstawie danych przedstawionych przez OSD.

Tabela 28. Prawo wyboru sprzedawcy – sytuacja w różnych grupach odbiorców przemysłowych/komercyjnych i w gospodarstwach domowych (stan na koniec 2019 r.)

OSD przyłączeni do sieci NN

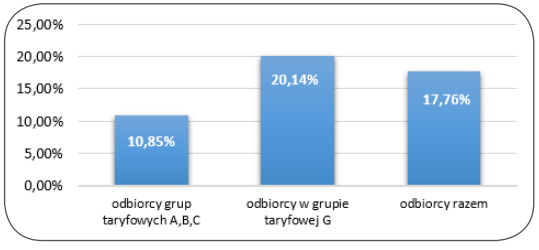
Operator systemu dystrybucyjnego	Liczba obiorców TPA*		Wolumen dostarczonej energii w ramach TPA [MWh]	
	stan na koniec 2019 r. (narastająco)		1 stycznia 2019 r. – 31 grudnia 2019 r.	
	A, B, C	G	A, B, C	G
PGE Dystrybucja S.A.	45 023	175 702	16 464 894	510 935
ENERGA-OPERATOR S.A.	60 252	137 173	9 795 038	205 430
TAURON Dystrybucja S.A.	57 881	180 339	29 010 780	320 616
ENEA Operator Sp. z o.o.	31 810	85 694	8 090 868	163 586
innogy Stoen Operator Sp. z o.o.	12 465	78 892	3 865 816	214 653
Razem 5 dużych OSD	**207 431**	**657 800**	**67 227 396**	**1 415 220**
OSD Energetyki Przemysłowej	2 108	166	2 372 850	12 299
Suma OSD	**209 539**	**657 966**	**69 600 246**	**1 427 519**

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

Źródło: URE na podstawie danych przedstawionych przez OSD.

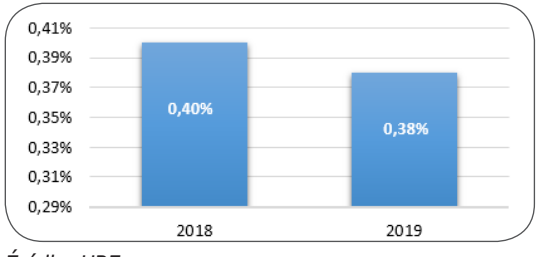
Oceniając wskaźniki wzrostu pamiętać należy jednak, że w ujęciu globalnym tj. od momentu uzyskania prawa przez wszystkich odbiorców do zmiany sprzedawcy tj. od 1 lipca 2007 r., stosunkowo niewielu odbiorców (ok. 4,86%) skorzystało do tej pory z prawa do zmiany sprzedawcy, choć podkreślić trzeba także fakt, że w stosunku do 2018 r. nastąpił nieznaczny wzrost tego wskaźnika (w 2018 r. poziom ten wyniósł 4,58%), to jednak jego dynamika spada.

Rysunek 38. Procentowy wzrost liczby odbiorców TPA wg stanu na koniec 2019 r. w porównaniu do roku poprzedniego (dane przedstawiane narastająco)



Źródło: URE.

Rysunek 39. Wskaźnik TPA rzeczywistej zmiany sprzedawcy w 2019 r. w stosunku do roku ubiegłego



Źródło: URE.

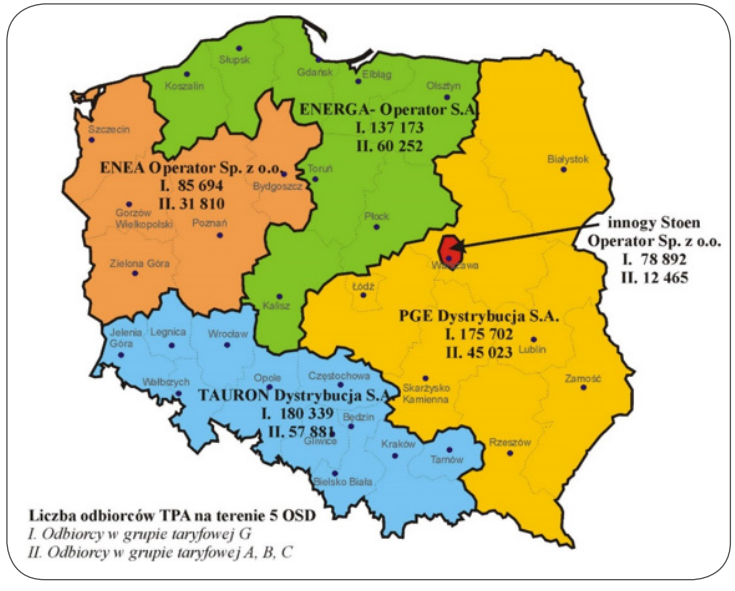
Wskaźnik TPA za 2019 r. rozumiany jest jako stosunek zmiany sprzedawcy do ogólnej liczby odbiorców – wskaźnik ten zmniejszył się o 0,02% w stosunku do 2018 r. Na jego spadek niewątpliwie duży wpływ miały regulacje prawne obowiązujące w 2019 r., wprowadzone przepisami ustawy o cenach. Powyższy stan prawny wpłynął na decyzje biznesowe spółek obrotu, które ograniczyły swoje oferty kierowane do odbiorców m.in. w gospodarstwach domowych.

Na koniec 2019 r. w zestawieniu Prezes URE zamieszczał oferty 26 aktualnie działających na rynku gospodarstw domowych sprzedawców energii elektrycznej (rys. 40).

Z analizy danych przedstawionych przez poszczególnych operatorów wynika, że korzystanie z prawa TPA było zróżnicowane w zależności od regionu kraju. Na koniec 2019 r. największa liczba odbiorców w grupach A, B, C, którzy zmienili sprzedawcę, występowała na terenie działania ENERGA-OPERATOR S.A. i było to 60 252 odbiorców. Natomiast w segmencie odbiorców w gospodarstwach domowych największa liczba odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę występowała na terenie działania TAURON Dystrybucja S.A. – 180 339 odbiorców, niewiele mniejsza liczba odbiorców w tym segmencie wystąpiła na terenie działania PGE Dystrybucja S.A. – 175 702 odbiorców.

W 2019 r. największy wolumen energii elektrycznej dostarczonej w ramach TPA zakupili odbiorcy przyłączeni do sieci spółki TAURON Dystrybucja S.A., w której energia dostarczona do odbiorców korzystających z prawa wyboru sprzedawcy stanowiła ponad 58,78% całości dostaw (29 331,396 GWh) w sieci tego OSD. Taka sytuacja spowodowana jest znacznym udziałem dużych odbiorców przemysłowych, którzy dokonali zmiany sprzedawcy, w ogólnej ilości energii elektrycznej dostarczonej do odbiorców przyłączonych do sieci tego OSD.

Rysunek 40. Korzystanie z prawa wyboru sprzedawcy na terenie działania poszczególnych operatorów systemów dystrybucyjnych (stan na koniec 2019 r., narastająco)



Źródło: URE.

Całkowita ilość energii elektrycznej sprzedanej w 2019 r. odbiorcom końcowym na warunkach rynkowych, tzn. po skorzystaniu z zasady TPA (dostarczonej sieciami dystrybucyjnymi) wyniosła 71 027,765 GWh, tj. 49,53% energii dostarczonej ogółem odbiorcom końcowym. Warto wskazać, że w 2018 r. odbiorcom końcowym na warunkach rynkowych, tzn. po skorzystaniu z zasady TPA dostarczono energię elektryczną w ilości 70 841,725 GWh, tj. 49,06% 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. Ponadto należy wskazać, że taryfy stosowane są wyłącznie w zakresie pełnienia funkcji sprzedawcy z urzędu. Sprzedawca, który nie pełni funkcji sprzedawcy z urzędu stosuje cenniki, które nie są zatwierdzane przez Prezesa URE.

Foto: fotolia

Tabela 29. 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 2019 r. [szt.]	Energia dostarczona ogółem w 2019 r. [MWh]	Liczba odbiorców TPA wg grup taryfowych (stan na 2019 r. narastająco)		Energia dostarczona w TPA wg grup taryfowych [MWh] w 2019 r.	
			A, B, C	G	A, B, C	G
OSD przyłączeni do sieci NN						
> 2 000	5 878	64 049 771	3 692	36	53 806 729	169 470
50 – 2 000	117 874	27 701 387	35 458	2 979	11 406 813	442 460
< 50	17 652 324	44 002 242	168 281	654 785	2 013 854	803 290
RAZEM	**17 776 076**	**135 753 400**	**207 431**	**657 800**	**67 227 396**	**1 415 220**
OSD Energetyki Przemysłowej						
> 2 000	396	6 167 604	168	1	2 010 366	420
50 – 2 000	4 716	1 142 687	868	32	345 820	11 523
< 50	75 235	349 026	1 072	133	16 664	357
RAZEM	**80 347**	**7 659 317**	**2 108**	**166**	**2 372 850**	**12 300**
OSD RAZEM						
> 2 000	6 274	70 217 375	3 860	37	55 817 095	169 890
50 – 2 000	122 590	28 844 074	36 326	3 011	11 752 633	453 983
< 50	17 727 559	44 351 269	169 353	654 918	2 030 518	803 647
SUMA OSD	**17 856 423**	**143 412 717**	**209 539**	**657 966**	**69 600 246**	**1 427 520**

Źródło: URE.

7.5. Ocena realizacji Programów Zgodności

20 lutego 2019 r. Prezes URE opublikował Wytyczne do treści Programów Zgodności opracowywanych przez operatorów systemów dystrybucyjnych i operatora systemu magazynowego. W Wytycznych rozszerzeniu uległ zakres tematyczny, który powinien obejmować Program Zgodności, m.in.: zarządzanie infrastrukturą sieciową i jej rozwojem – w tym obszarem 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. Prezes URE wskazał, że do końca maja 2019 r. oczekuje od OSD przedłożenia do zatwierdzenia dostosowanych do Wytycznych Programów Zgodności. OSD złożyli do Prezesa URE wnioski o zmianę decyzji zatwierdzających dotychczasowe Programy Zgodności i przekazali propozycje treści swoich Programów Zgodności, przygotowanych w związku z publikacją Wytycznych. Do końca 2019 r. postępowania administracyjne w sprawie

zatwierdzenia zmian w Programach Zgodności nie zakończyły się.

Sprawozdania z realizacji programów, w których określono przedsięwzięcia, jakie należy podjąć w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu, w tym szczegółowe obowiązki pracowników wynikające z tych programów – Programów Zgodności, zostały przekazane 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 2019 r. Prezes URE nie prowadził postępowań w sprawie naruszeń Programu Zgodności. Z informacji przekazanych w sprawozdaniach wynika, że nie odnotowano przypadków dyskryminacji użytkowników systemu, nie stwierdzono również poważnych naruszeń lub zagrożeń dla realizacji postanowień Programu.

W sprawozdaniu ENERGA-OPERATOR S.A., w nawiązaniu do informacji ze sprawozdań za 2017 r. i 2018 r., dotyczących działań podjętych w celu uniknięcia sytuacji przekazywania informacji sensytywnych podmiotom nieuprawnionym, Inspektor ds. zgodności poinformował, że sprzedawca z grupy kapitałowej ENERGA do 12 grudnia 2019 r. w pełni dostosował swoją komunikację do obowiązujących w ENERGA-OPERATOR S.A. Standardów Wymiany Informacji (SWI).

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 2019 r. nie stwierdzono w tym zakresie uchybień.

W sprawozdaniach za 2019 r. Inspektorzy podkreślali, że w związku z publikacją Wytycznych i przygotowywaniem przez OSD projektów zmian w Programach Zgodności, rozszerzających zakres tematyczny Programu, w znaczącym stopniu zwiększyła się liczba wydawanych przez nich opinii i dokonywanych analiz, szczególnie dotyczących planowanych zmian w systemach IT, relacji w ramach grupy kapitałowej czy funkcjonowania punktów obsługi klienta.

Szkolenia

Prowadzone przez Inspektora ds. zgodności 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 pracownicy OSD 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.

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. W sprawozdaniach z wykonania Programów Zgodności pokreślono stosowanie klauzul o zachowaniu poufności informacji sensytywnych w umowach z usługodawcami, przy jednoczesnym coraz powszechniejszym zapewnieniu szkoleń z zakresu Programu dla współpracowników OSD, co Prezes URE ocenia jako dobrą praktykę.

Pozostałe działania związane z zapewnieniem niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu

W innogy Stoen Operator Sp. z o.o. z inicjatywy Inspektora ds. zgodności w 2019 r. trwały prace informatyczne przygotowujące OSD do wdrożenia nowej domeny adresów e-mail, odrębnej od domeny stosowanej w innych spółkach grupy kapitałowej. Decyzją zarządu OSD prace zostały wstrzymane z uwagi na planowaną zmianę marki OSD, wynikającą z zachodzącego procesu zmian właścicielskich w grupie kapitałowej. Według obowiązującego harmonogramu zmiana marki planowana jest w III kwartale 2021 r., w związku z czym do tego terminu OSD wstrzyma się z wyodrębnieniem nowej domeny adresów e-mail. W opinii Prezesa URE, wyrażonym również w Wytycznych, adresy e-mail jednoznacznie identyfikujące OSD powinny być standardem wprowadzonym przez każdego OSD.

W sprawozdaniu PGE Dystrybucja S.A. Inspektor ds. zgodności wskazał, że z uwagi na treść Wytycznych w OSD zapoczątkowano przebudowę strony intranetowej – za pomocą logotypu PGE Dystrybucja S.A. nastąpiło jednoznaczne oddzielenie obszaru należącego do OSD w odróżnieniu od innych obszarów oznaczonych marką PGE S.A. Służy to łatwej i precyzyjnej identyfikacji przez pracownika treści dotyczących OSD i ich jednoznacznego odróżniania od dokumentów zarządczych PGE S.A., które obowiązują od momentu ich ogłoszenia w intranecie grupy kapitałowej, a które zgodnie z wymogami Programu Zgodności i niezależności OSD nie mogą być przez OSD bezpośrednio stosowane bez etapu ich dodatkowej weryfikacji, zgodnie z procedurami obowiązującymi w PGE Dystrybucja S.A. Kluczowe dla przestrzegania Programu Zgodności są m.in. zgodne z regułami *unbundlingu* zachowania pracowników OSD, czemu zdaniem Prezesa URE służy opisane wyżej działanie PGE Dystrybucja S.A.

Pozytywnym przykładem jest również działanie prewencyjne podejmowane od lat przez Inspektora ds. zgodności ENEA Operator Sp. z o.o., polegające na badaniu przestrzegania Programu metodą tajemniczego klienta w spółce ENEA Centrum Sp. z o.o., odpowiedzialnej za bezpośrednią obsługę klientów w imieniu ENEA Operator Sp. z o.o. Jednocześnie Prezes URE ponownie zwraca uwagę, że delegowanie obowiązków w zakresie obsługi klienta na podmiot, który obsługuje również przedsiębiorstwo obrotu z tej samej grupy kapitałowej, może się wiązać z podwyższonym ryzykiem w zakresie uchybień w realizacji Programu.

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 pięciu największych przedsiębiorstw energetycznych o udzielenie informacji na temat utrzymywania przez nie odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej oraz współpracy z OSP w utrzymaniu odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy koordynowanej sieci 110 kV – w świetle spoczywającego 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 2019 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 2019 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 2019 r., operator systemu przesyłowego dysponował poniżej przedstawioną strukturą mocy zainstalowanej i osiągalnej w elektrowniach krajowych.

Tabela 30. Struktura mocy zainstalowanej w elektrowniach krajowych (na koniec roku)

Wyszczególnienie	Moc zainstalowana [MW]		
	2018 r.	2019 r.	dynamika zmiany (r/r)
Moc zainstalowana elektrowni krajowych	45 939	46 799	**1,87%**
w elektrowniach zawodowych	36 638	36 674	**0,10%**
w elektrowniach zawodowych wodnych	2 341	2 346	**0,21%**
w elektrowniach zawodowych cieplnych	34 296	34 328	**0,09%**
– na węglu kamiennym	23 215	23 159	**-0,24%**
– na węglu brunatnym	8 752	8 382	**-4,23%**
– gazowych	2 330	2 788	**19,66%**
w źródłach wiatrowych i innych odnawialnych	6 621	7 490	**13,12%**
w elektrowniach przemysłowych	2 680	2 634	**-1,72%**
Moc zainstalowana w JWCD	29 128	29 333	**0,70%**
Moc zainstalowana w nJWCD	16 811	17 466	**3,90%**

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Tabela 31. Struktura mocy osiągalnej w elektrowniach krajowych (na koniec roku)

Wyszczególnienie	Moc osiągalna [MW]		
	2018 r.	2019 r.	dynamika zmiany (r/r)
Moc osiągalna elektrowni krajowych	45 650	46 991	**2,94%**
w elektrowniach zawodowych	36 582	36 823	**0,66%**
w elektrowniach zawodowych wodnych	2 391	2 399	**0,33%**
w elektrowniach zawodowych cieplnych	34 191	34 424	**0,68%**
– na węglu kamiennym	23 069	23 225	**0,68%**
– na węglu brunatnym	8 806	8 436	**-4,20%**
– gazowych	2 316	2 763	**19,30%**
w źródłach wiatrowych i innych odnawialnych	6 452	7 485	**16,01%**
w elektrowniach przemysłowych	2 615	2 682	**2,56%**
Moc osiągalna w JWCD	29 461	29 564	**0,35%**
Moc osiągalna w nJWCD	16 189	17 427	**7,65%**

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 2019 r.), należy stwierdzić, że moc zainstalowana w krajowym systemie elektroenergetycznym wyniosła 46 799 MW, a moc osiągalna – 46 991 MW, co stanowi wzrost odpowiednio o 1,87% oraz o 2,94% w stosunku do 2018 r. Średnie roczne zapotrzebowanie na moc ukształtowało się na poziomie 23 082,0 MW przy maksymalnym zapotrzebowaniu na poziomie 26 504,4 MW, co oznacza odpowiednio

Tabela 32. Wybrane dane dotyczące funkcjonowania KSE w 2019 r. (dane na podstawie średnich rocznych wartości ze szczytu wieczornego dni roboczych)

Wyszczególnienie	Wartość [MW]		
	2018 r.	2019 r.	dynamika zmiany (r/r)
Moc osiągalna elektrowni krajowych	43 776,90	46 298,50	**5,76%**
Moc dyspozycyjna elektrowni krajowych	28 926,60	29 874,90	**3,28%**
Zapotrzebowanie na moc	23 322,70	23 082,00	**-1,03%**
Maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc	26 447,60 28 lutego 2018 r. godz. 18:30	26 504,40 25 stycznia 2019 r. godz. 13:15	**0,21%**
Rezerwa mocy w dniu, w którym wystąpiło maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc	4 941,60	5 393,10	**9,14%**
Minimalne krajowe zapotrzebowanie na moc	12 210,60 24 czerwca 2018 r. godz. 4:45	11 584,10 22 kwietnia 2019 r. godz. 5:30	**-5,13%**
Rezerwa mocy w dniu, w którym wystąpiło minimalne krajowe zapotrzebowanie na moc	12 055,40	17 718,10	**46,97%**

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

spadek o 1,03% oraz wzrost o 0,21% w stosunku do danych z roku bezpośrednio poprzedzającego. Relacja mocy dyspozycyjnej do mocy osiągalnej w 2019 r. pozostawała na podobnym poziomie jak w 2018 r. i wyniosła 64,5% (spadek o 1,6 punktu procentowego w stosunku do 2018 r.).

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

Moc osiągalna JWCD zwiększyła się nieznacznie w stosunku do 2018 r. – o 103 MW. Moc osiągalna nJWCD w 2019 r. zwiększyła się zauważalnie, bo o 1 238 MW w porównaniu z 2018 r. Tendencja wzrostowa w 2019 r., zarówno jeżeli chodzi o moc zainstalowaną, jak i osiągalną, dotyczyła:

- elektrowni zawodowych cieplnych zasilanych gazem, w których nastąpił wzrost mocy zainstalowanych o ok. 19,66% oraz mocy osiągalnej o ok. 19,30%,
- źródeł odnawialnych, w których nastąpił wzrost mocy zainstalowanych o ok. 13,12% oraz mocy osiągalnej o ok. 16,01%.

Natomiast w 2019 r. zaburzeniu uległa tendencja wzrostowa w przyroście mocy w segmencie źródeł zawodowych cieplnych zasilanych węglem brunatnym, odnotowując spadek o 4,23% dotyczący mocy zainstalowanej oraz spadek o 4,20% dotyczący mocy osiągalnej.

W ramach monitoringu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej na obszarach działania przedsiębiorstw energetycznych Prezes URE zwrócił się również do pięciu największych OSD o udzielenie informacji na temat zdolności wytwórczych źródeł przyłączonych do sieci przedsiębiorstwa. Poniżej zaprezentowano skrótowe zestawienie z obszarów działalności poszczególnych OSD, według relacji stron.

W 2019 r. innogy Stoen Operator posiadał przyłączone do sieci dystrybucyjnej jednostki wytwórcze o łącznej mocy zainstalowanej równej 1 047,6 MW, w tym: źródeł OZE – 22,797 MW, źródeł hybrydowych (współspalanie) – 170 MW i pozostałych źródeł opartych na gazie ziemnym i węglu kamiennym – 854,854 MW.

Do sieci dystrybucyjnej ENERGA-OPERATOR S.A. były przyłączone jednostki wytwórcze o łącznej mocy zainstalowanej 5 133,2 MW, w tym: elektrownie przemysłowe – 521,1 MW, elektrownie cieplne zawodowe – 538 MW, elektrociepłownie – 559,2 MW, elektrownie wodne, szczytowe – 374,3 MW, elektrownie wiatrowe – 2 621,9 MW oraz źródła pozostałe (fotowoltaika, biopaliwa) – 518,7 MW.

Moc zainstalowana jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej TAURON Dystrybucja S.A. o znaczeniu istotnym dla bezpieczeństwa pracy systemu wynosiła 5 120,8 MW w tym: w elektrowniach cieplnych zawodowych – 3 224,6 MW oraz elektrociepłowniach – 1 896,2 MW.

Do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator Sp. z o.o. była przyłączona łączna moc zainstalowana 2 791 MW w źródłach przemysłowych o liczbie jednostek 34, 26 elektrociepłowni, 161 elektrowni wodnych, 199 elektrowni wiatrowych, 58 źródeł zasilanych biopaliwem oraz 19 167 źródeł fotowoltaicznych.

Operator PGE Dystrybucja S.A. – w zakresie zdolności wytwórczych źródeł przyłączonych do sieci przedsiębiorstwa w 2019 r. przedstawił dane o łącznej mocy zainstalowanej 4 464,8 MW, z czego: 118 MW stanowiły elektrownie przemysłowe, 1 090,6 MW – elektrownie cieplne zawodowe, 1 301,5 MW – elektrociepłownie, 245,3 MW – elektrownie wodne, 1 149,6 MW – elektrownie wiatrowe oraz 559,8 MW w źródłach pozostałych, w tym biogazowych.

Monitorowanie zapotrzebowania na moc szczytową w KSE

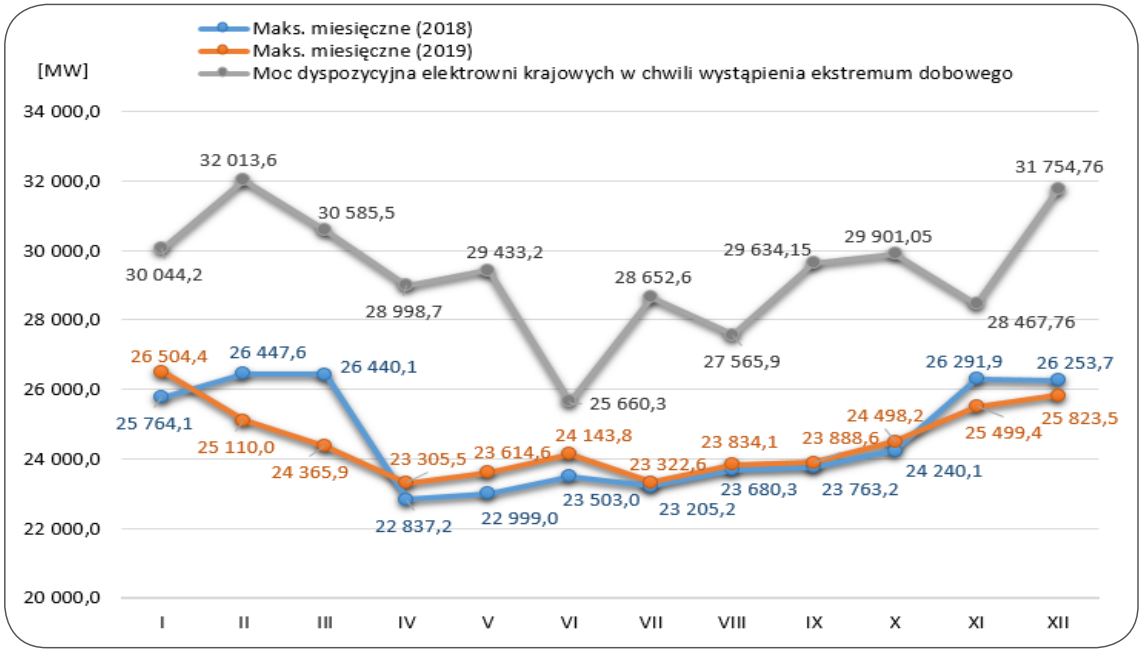
Moc szczytowa określana jest przez najwyższy dzienny wolumen zapotrzebowania na moc czynną (wyrażoną w megawatach), który został określony na podstawie 15-minutowego średniego poboru mocy czynnej przez wszystkie urządzenia przyłączone do KSE, z uwzględnieniem strat mocy.

W 2019 r. średnie roczne zapotrzebowanie na moc (w odniesieniu do wartości ze szczytu wieczornego) wyniosło 23 082,0 MW, co stanowiło spadek o ok. 1,03% w stosunku do 2018 r., natomiast zapotrzebowanie maksymalne w dobowych szczytach obciążenia wyniosło 26 504,4 MW, co stanowi symboliczny wzrost o ok. 0,21% w stosunku do 2018 r.

Na rys. 41 odwzorowano zmiany zapotrzebowania na moc szczytową w poszczególnych miesiącach 2019 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, zapotrzebowanie na moc szczytową w 2019 r. pozostawało na poziomie wyższym, niż rok wcześniej w okresie wiosennoletnim, charakteryzującym się wzrostem średniej temperatury powietrza (miesiące: kwiecień-lipiec) oraz na poziomie porównywalnym w miesiącach okresu jesieni (sierpień-październik) dla porównywalnych warunków pogodowych, przy zachowaniu dynamiki zmian tego zapotrzebowania, jak w tab. 33.

Rysunek 41. Maksymalne miesięczne krajowe zapotrzebowanie na moc szczytową dla dni roboczych w latach 2018-2019



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Tabela 33. Maksymalna miesięczna moc szczytowa w KSE [MW]

Wyszczególnienie	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
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
Maks. miesięczne (2019)	26 504,4	25 110,0	24 365,9	23 305,5	23 614,6	24 143,8	23 322,6	23 834,1	23 888,6	24 498,2	25 499,4	25 823,5
Zmiana (r/r)	740,3	-1 337,6	-2 074,2	468,3	615,6	640,8	117,4	153,8	125,4	258,1	-792,5	-430,2

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Zmiany krajowego zapotrzebowania na moc w porannych i popołudniowych szczytach zapotrzebowania zostały przedstawione na rys. 42.

Zauważalny spadek krajowego zapotrzebowania na moc szczytową w szczycie porannym w odniesieniu do odpowiednich reprezentatywnych miesięcy w 2018 r. nastąpił w I i IV kwartale 2019 r. Natomiast w przypadku szczytu popołudniowego, krajowe zapotrzebowanie na moc szczytową w 2019 r. osiągnęło wartości na poziomie zauważalnie odbiegającym od charakterystyki wytyczonej w 2018 r. głównie w I kwartale.

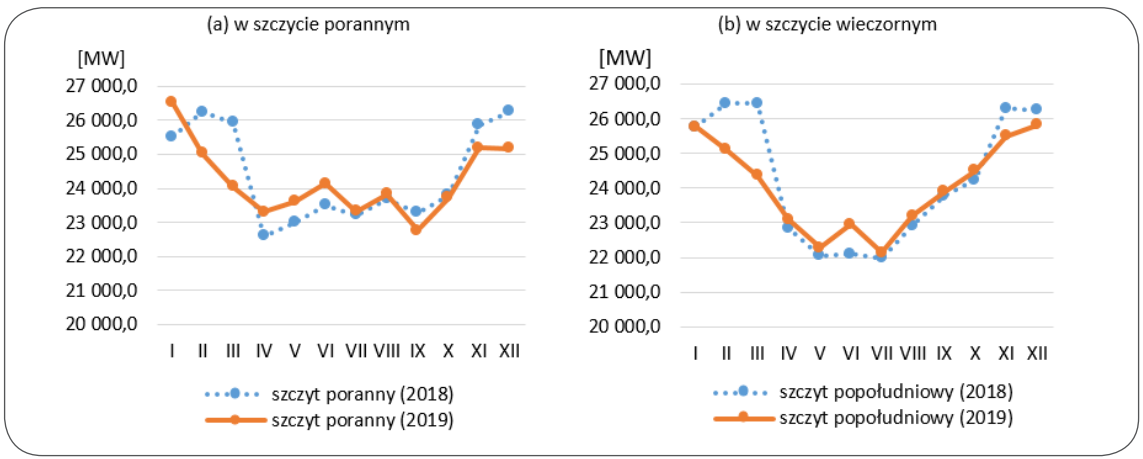
Nadmienić należy, że 25 stycznia 2019 r. miało miejsce największe w historii KSE zapotrzebowanie na moc w wysokości 26 504,4 MW (w szczycie popołudniowym).

Tabela 34. Produkcja i zużycie energii elektrycznej w latach 2018-2019

Wyszczególnienie	Wytwarzanie [GWh]			Struktura wytwarzania	
	2018 r.	2019 r.	dynamika	2018 r.	2019 r.
Produkcja energii elektrycznej brutto w kraju	165 214	158 767	**-3,90%**	**100,00%**	**100,00%**
w elektrowniach zawodowych	143 234	134 245	**-6,28%**	86,70%	84,55%
w elektrowniach zawodowych wodnych	2 197	2 454	**11,70%**	1,33%	1,55%
w elektrowniach zawodowych cieplnych	141 037	131 791	**-6,56%**	85,37%	83,01%
– na węglu kamiennym	82 375	78 190	**-5,08%**	49,86%	49,25%
– na węglu brunatnym	49 072	41 502	**-15,43%**	29,70%	26,14%
– gazowych	9 590	12 099	**26,16%**	5,80%	7,62%
w źródłach wiatrowych i innych odnawialnych	11 958	14 344	**19,95%**	7,24%	9,03%
w elektrowniach przemysłowych	10 022	10 178	**1,56%**	6,07%	6,41%
Krajowe zużycie energii elektrycznej brutto	170 932	169 391	**-0,90%**	-	-

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 42. Zmiana krajowego zapotrzebowania na moc szczytową w wartościach odpowiadających ekstremum zapotrzebowania z dni roboczych poszczególnych miesięcy w 2019 r. w odniesieniu do 2018 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Monitorowanie zaopatrzenia w energię elektryczną

W 2019 r. w Polsce zostało wyprodukowane 158 767 GWh energii elektrycznej, co stanowiło znaczący spadek produkcji wynoszący 6 447 GWh, tj. o 3,9% mniej w porównaniu z rokiem poprzednim. Z kolei zużycie energii elektrycznej w kraju osiągnęło nieznacznie niższy poziom wynoszący 169 391 GWh, co daje spadek w zestawieniu z rokiem poprzednim o 0,9%, zgodnie z zestawieniem zaprezentowanym w tab. 34.

Ponieważ produkcja energii elektrycznej w 2019 r. nie pokryła zużycia krajowego, należy zwrócić uwagę na dalszą kontynuację trendu z rosnącym udziałem importu energii elektrycznej w tym okresie.

W ubiegłym roku aż 84,55% wytworzonej energii elektrycznej pochodziło z elektrowni i elektrociepłowni zawodowych. Z elektrowni cieplnych

zawodowych pochodziło 83,01% energii, a jedynie 1,55% z elektrowni wodnych zawodowych. Udział elektrociepłowni przemysłowych w wytwarzaniu energii pozostał praktycznie niezmieniony (6,41%).

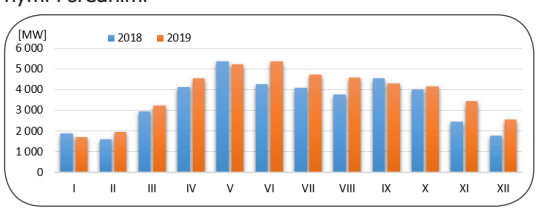
Jako że najważniejsza grupa elektrowni cieplnych zawodowych wygenerowała zauważalnie mniej energii niż rok wcześniej (spadek o 6,56%), to na uwagę zasługuje znaczne ograniczenie produkcji w podsegmencie wytwórców w oparciu o węgiel brunatny – spadek produkcji energii o 15,43% zrekompensowane częściowo (co do wolumenu) przez wzrost wytwarzania w oparciu o paliwo gazowe (wzrost o 26,16%).

Na dalszą uwagę zasługuje znaczący wzrost produkcji energii elektrycznej w 2019 r. pochodzącej ze źródeł odnawialnych (wzrost o 19,95%).

Monitorowanie ubytków

Na poniższych rysunkach zobrazowano wielkości średnich miesięcznych ubytków mocy w JWCD odpowiadające dobowym szczytom obciążenia dni roboczych w poszczególnych miesiącach 2018 r. i 2019 r.

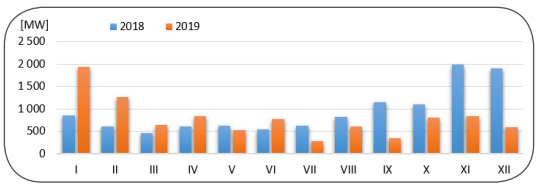
Rysunek 43. Ubytki spowodowane remontami kapitalnymi i średnimi



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Ubytki mocy spowodowane postojami z powodu remontów kapitalnych i średnich, praktycznie w ciągu całego 2019 r. kształtowały się na średnich poziomach powyżej wielkości odnoszących się do referencyjnych okresów poprzedniego roku.

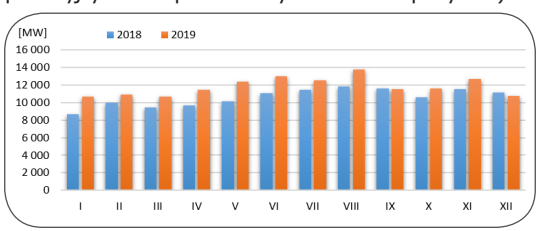
Rysunek 44. Ubytki spowodowane awariami



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Ubytki mocy spowodowane awariami pracy JWCD w 2019 r. ukształtowały się na średnim poziomie znacznie niższym niż w 2018 r., z jednoczesnym wskazaniem na skumulowanie tych awarii w I kwartale 2019 r.

Rysunek 45. 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 roku sprawozdawczego niż w analogicznym okresie rok wcześniej.

Monitorowanie awarii sieciowych

W 2019 r. w systemie przesyłowym nie wystąpiły awarie systemowe i sieciowe powodujące ograniczenia dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych.

Operator sytemu przesyłowego elektroenergetycznego poinformował natomiast o zaistnieniu kilku awarii systemowych i sieciowych w systemie przesyłowym o znaczących skutkach. Zgodnie z przedstawioną informacją:

- 22 maja 2019 r. o godz. 17:09 samoczynnie z nieznanych przyczyn wyłączyła się linia 110 kV Gdańsk I (własność PSE S.A.) – Rutki (linia promieniowa). Obchód linii nie wykazał uszkodzeń. Wyłączenie to spowodowało ograniczenia u odbiorców ENERGA S.A. O/Gdańsk w wysokości 10 MW w godz. 17:09-17:40. Ograniczenia zlikwidowano przez załączenie linii SN,
- 7 września 2019 r. o godz. 16:36 w stacji Konin (własność PSE S.A.) samoczynnie wyłączył się system II 110 kV wraz z dalszymi elementami. Przyczyną zakłócenia był uszkodzony izolator wsporczy fazy L2 w polu linii 110 kV Ślesin w rozdzielni 110 kV Konin. Wyłączenie systemu spowodowało ograniczenia u odbiorców ENERGA S.A. O/Gdańsk w wysokości 14,1 MW

w godz. 16:36-16:50 oraz 7 MW w godz. 16:50-17:09.

W ramach monitoringu awarii sieciowych na obszarach działania przedsiębiorstw energetycznych Prezes URE zwrócił się również do pięciu 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.

Jak poinformował innogy Stoen Operator Sp. z o.o., na obszarze działania spółki nie wystąpiły awarie o charakterze rozległym, natomiast w związku z dużą liczbą prowadzonych prac ziemnych i budów na terenie Warszawy odnotowano nadal dużą liczbę awarii spowodowanych uszkodzeniami mechanicznymi kabli nN oraz SN. Do najistotniejszych (w skutkach) należały:

- 11 marca 2019 r. w stacji RPZ Zachodnia wyłączył się transformator nr 2 110/15 kV po stronie 15 kV. Bez napięcia pozostała sekcja 4 15 kV. Przyczyną awarii było uszkodzenie kabla 15 kV RPZ Zachodnia-RSM Krakowska. Awaria objęła 21 tys. odbiorców, niedostarczona energia to 3 448 kWh,
- 17 maja 2019 r. w stacji RPZ Bródno wyłączył się transformator nr 1 110/15 kV po stronie 15 kV uzwojenie A (w tym czasie transformator nr 2 był planowo trwale wyłączony). Przyczyną awarii było zerwanie mechaniczne kabla pomiędzy RPZ Bródno i RSM Grodzieńska na budowie metra. Awaria objęła 31,5 tys. odbiorców, niedostarczona energia – 13 073 kWh,
- 4 czerwca 2019 r. w stacji RPZ Bemowo wyłączył się transformator nr 1 110/15 kV. Przyczyną awarii było uszkodzenie przepustu 15 kV na transformatorze nr 1 uzwojenie A. Awaria objęła 10 tys. odbiorców, niedostarczona energia – 1 780 kWh,
- 17 lipca 2019 r. w stacji RPZ Zachodnia wyłączył się transformator nr 2 110/15 kV w wyniku zadziałania zabezpieczenia temperaturowego. Przyczyną awarii była usterka po stronie zabezpieczeń. Awaria objęła 28,2 tys. odbiorców, niedostarczona energia – 18 166 kWh.

Szacunkowa ilość energii elektrycznej niedostarczonej w 2019 r. dla przedsiębiorstwa wynosi ok. 831 635 kWh.

Zgodnie z informacją od spółki ENEA Operator Sp. z o.o., na obszarze jej działania wystąpiło 14 zdarzeń w sieci WN, 17 114 zdarzeń w sieci SN oraz 26 392 zdarzenia w sieci niskiego napięcia. W porównaniu do 2018 r., w omawianym okresie na terenie ENEA Operator występowało znacznie mniej gwałtownych burz i niekorzystnych zjawisk pogodowych. W 2019 r. na obszarze obsługiwanym przez ENEA Operator wystąpiła jedna awaria masowa. 30 września 2019 r. przeszły gwałtowne wiatry i burze. W ich wyniku doszło do wyłączenia 8 linii wysokiego napięcia 110 kV oraz 218 linii SN. Jeden Główny Punkt Zasilający został pozbawiony zasilania. W kulminacyjnym momencie (ok. godz. 14:00) awaryjnie wyłączone były 2 874 stacje SN/nN, co skutkowało pozbawieniem dostaw ponad 91 tys. odbiorców. 1 października 2019 r. ok. godz. 6:00 bez zasilania pozostawało poniżej 1 tys. odbiorców.

Najczęstszymi przyczynami awarii sieciowych były niekorzystne warunki atmosferyczne takie jak: burze, orkany, wichury powodujące zerwanie przewodów linii napowietrznych oraz uszkodzenie konstrukcji wsporczych tych linii. Ponadto często spotykanymi przyczynami awarii sieciowych były uszkodzone kable niskiego napięcia, zmęczenie/starzenie się materiału, zbliżenie drzew – gałęzi do urządzeń, wypadki drogowe, działanie osób postronnych oraz ptaki i inne zwierzęta. Szacunkowa ilość energii elektrycznej niedostarczonej w 2019 r. dla spółki wynosi ok. 8 226 MWh.

Według relacji przedsiębiorstwa ENERGA-OPERATOR S.A., w 2019 r. w sieci dystrybucyjnej 110 kV odnotowano 374 zdarzenia, które spowodowały wyłączenia poszczególnych jej elementów. W zdecydowanej większości (262 przypadki) były to zdarzenia przemijające, skutecznie eliminowane przez automatykę zabezpieczeniową (samoczynne ponowne załączenie). Pozostała część zdarzeń (112 przypadków) to wyłączenia trwałe, spowodowane działaniem zabezpieczeń lub prewencyjnym wyłączeniem linii przez dyspozytora. Spośród wszystkich wyłączeń trwałych w 7 przypadkach nie udało się zdiagnozować przyczyny ich wystąpienia. W 40 przypadkach przyczyną wyłączeń były drzewa powodujące zwarcia i trwałe uszkodzenia infrastruktury sieciowej.

W 2019 r. zarejestrowano również awaryjne wyłączenia transformatorów WN/SN spowodowanych głównie:

- uszkodzeniami aparatury i osprzętu w polach transformatorów (izolatory, przekładniki, ograniczniki przepięć, oszynowanie pola),
- działaniem zabezpieczeń temperaturowych, gazowo przepływowych.

Natomiast w sieci dystrybucyjnej SN i nN tego operatora odnotowano zaistnienie:

- 101 821 zdarzeń awaryjnych w sieci SN, skutkujących niedostarczeniem ok. 2 251 382 kWh energii elektrycznej,
- 43 452 zdarzeń awaryjnych w sieci nN, skutkujących niedostarczeniem ok. 518 226 kWh energii elektrycznej.

Głównymi przyczynami powstania awarii w sieci SN i nN w 2019 r. na terenie ENERGA-OPERATOR S.A. były drzewa i gałęzie, wiatr huraganowy, zużycie eksploatacyjne elementów sieci, ptaki i zwierzęta oraz zakłócenia u odbiorców. W celu ograniczenia rozmiarów i czasów wyłączeń swoich odbiorców operator kontynuował szereg prowadzonych wcześniej działań z zakresu wymiany przewodów gołych na kablowe, automatyzacji sieci SN, budowy nowych oraz modernizacji istniejących stacji WN/SN oraz zwiększenia możliwości rekonfiguracji sieci SN poprzez budowę nowych powiązań w celu umożliwienia drugostronnego zasilania odbiorców.

Powołując się na informacje od TAURON Dystrybucja S.A., na terenie działania tego dystrybutora w 2019 r. wystąpiły łącznie 62 394 awarie sieciowe wywołujące przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej, z czego na poszczególne rodzaje sieci przypadło odpowiednio: sieć dystrybucyjna WN: 122 awarie, sieć dystrybucyjna SN: 27 383 awarie oraz sieć dystrybucyjna nN: 34 889 awarii.

Tabela 35. Ograniczenia w dostawach do odbiorców w KSE w 2019 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	0	0	0	5	0	0	0	5	0	0	0
Ograniczenia dostaw energii z powodu awarii w sieci dystrybucyjnej	119	77	6 207	207	66	190	129	243	1 547	289	38	24
w tym z powodu złych warunków atmosferycznych	86	71	5 949	194	65	119	115	213	1 436	276	3	0
RAZEM ograniczenia dostaw energii	**119**	**77**	**6207**	**207**	**71**	**190**	**129**	**243**	**1 552**	**289**	**38**	**24**

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Główną przyczyną wystąpienia przedmiotowych awarii były uszkodzenia infrastruktury elektroenergetycznej wywołane przez anomalie pogodowe (silny lub huraganowy wiatr, burze z wyładowaniami) oraz działanie osób trzecich i zwierząt, przy czym w 2019 r. odnotowano ich znaczące nasilenie w stosunku do 2018 r. Szacunkowa ilość energii elektrycznej niedostarczonej w związku ze wskazanymi awariami sieciowymi (przerwy nieplanowane) wynosi ok. 4,7 GWh, zaś w związku z pracami prowadzonymi na sieci dystrybucyjnej (przerwy planowane) ok. 1,3 GWh.

Do najistotniejszych w skutkach awarii sieciowych (o największym zasięgu obszarowym) należały:

- 10-11 marca 2019 r. w związku z huraganowym wiatrem (niż Eberhard), w szczególności na obszarze bielskim, gliwickim, krakowskim oraz tarnowskim wyłączeniami zostało objęte 57 linii WN i 6 744 stacje SN/nN. Ograniczenia dotyczyły 422 tys. odbiorców,
- 30 września-1 października 2019 r. w związku z silnym wiatrem oraz burzami, w szczególności na obszarze wrocławskim wyłączeniami zostało objęte 13 linii WN oraz 924 stacje SN/nN. Ograniczenia dotyczyły 54 tys. odbiorców.

Według relacji PGE Dystrybucja S.A., na obszarze działania spółki wystąpiło łącznie 173 697 awarii. Do najistotniejszych (w skutkach) należały:

- sieć WN – 62 awarie, sieć SN – 27 791 awarii oraz sieć nN – 145 844 awarie, spowodowane skrajnie niekorzystnymi warunkami atmosferycznymi (burze z wyładowaniami atmosferycznymi, wichury, śnieżyce, przewrócone w wyniku niekorzystnych zjawisk atmosferycznych drzewa na linie energetyczne), działaniem osób trzecich oraz zwierząt, mechanicznym uszkodzeniem kabli,

- niedostarczona energia z powodu przerw planowanych 4 206,8 MWh oraz z powodu przerw nieplanowanych 13 670,8 MWh. W Oddziale Łódź wystąpiła największa wartość łącznej niedostarczonej energii – 4 692 MWh.

W tab. 35 (str. 96) przedstawiono zestawienie ilości energii niedostarczonej do odbiorców w KSE w trakcie całego 2019 r.

Jak wynika z danych, największe w skutkach ograniczenia w dostawach energii elektrycznej do odbiorców wystąpiły w marcu oraz we wrześniu 2019 r.

Monitorowanie rezerw

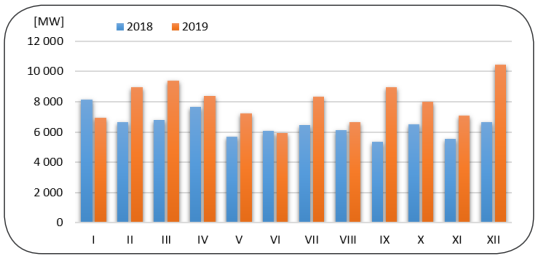
Zgodnie z obowiązującymi standardami bezpieczeństwa pracy KSE, wynikającymi z zapisów IRiESP, na etapie planowania pracy systemu przez OSP:

- 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 miesięcznych wielkości rezerw mocy w elektrowniach zawodowych, w 2019 r. stwierdzono znaczący wzrost tych rezerw o ok. 24% w stosunku do 2018 r., do poziomu 8 031 MW.

Poniżej zobrazowano graficznie zestawienie wielkości średnich miesięcznych wielkości rezerw mocy w elektrowniach zawodowych w oparciu o dane z dobowych szczytów krajowego zapotrzebowania na moc w 2019 r. w porównaniu z analogicznymi wielkościami rok wcześniej.

Rysunek 46. Średnie rezerwy mocy w elektrowniach zawodowych



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

W tab. 36 (str. 98) 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 cieplnych, rezerwy JWCD wodnych oraz rezerwy zimnej JWCD cieplnych. Jak wynika z przedstawionych danych, najniższy stosunek poziomu rezerw do zapotrzebowania KSE na moc wystąpił w trakcie porannego szczytu zapotrzebowania na moc 26 czerwca 2019 r. (15,60%). Na uwagę zasługuje także wybrany przypadek wystąpienia zwiększonego zapotrzebowania na moc (pojedyncze przedziały godzinowe) w szczycie porannym, dla którego udało się utrzymać osiemnastoprocentowy bufor rezerw w stosunku do zapotrzebowania – bliski granicznemu – tj. w sierpniu 2019 r.

Maksymalne rezerwy mocy, zarówno dla szczytu porannego, jak i wieczornego, wystąpiły 26 grudnia 2019 r., kiedy zapotrzebowanie na moc znajdowało się na poziomie umiarkowanym, typowym dla dnia ustawowo wolnego od pracy.

W 2019 r. okresy, dla których rezerwa mocy (JWCD cieplne 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 2019 r. były przedziały czasowe, w których wystąpił krótkookresowy (poniżej jednej godziny) spadek rezerwy mocy w stosunku do zapotrzebowania na tę moc, poniżej poziomu referencyjnego 9%. Przykładowo, 28 maja 2019 r. (w szczycie porannym o godz. 11:00) stosunek rezerwy mocy

Tabela 36. Wielkości rezerw mocy odpowiadające maksymalnemu i minimalnemu zapotrzebowaniu na moc

Rok 2019	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	25-01-2019 13:15	26 504,4	5 726	21,61	01-01-2019 02:15	13 914,9	17 272	124,12
Luty	05-02-2019 17:45	25 110,0	8 052	32,07	03-02-2019 04:45	14 934,4	14 791	99,04
Marzec	01-03-2019 18:45	24 365,9	8 027	32,95	24-03-2019 05:45	14 231,1	14 218	99,91
Kwiecień	12-04-2019 13:15	23 305,5	7 623	32,71	22-04-2019 05:30	11 584,1	18 638	160,89
Maj	15-05-2019 13:15	23 614,6	6 536	27,68	19-05-2019 05:30	12 493,1	14 052	112,48
Czerwiec	26-06-2019 13:15	24 143,8	3 766	15,60	23-06-2019 05:00	12 301,2	13 340	108,45
Lipiec	01-07-2019 13:15	23 322,6	6 622	28,39	14-07-2019 05:30	12 816,5	15 697	122,47
Sierpień	29-08-2019 13:15	23 834,1	4 505	18,90	04-08-2019 05:45	12 138,0	14 553	119,90
Wrzesień	26-09-2019 19:45	23 888,6	7 028	29,42	08-09-2019 06:00	12 901,5	13 786	106,85
Październik	30-10-2019 18:45	24 498,2	7 622	31,11	13-10-2019 04:30	13 827,4	16 531	119,55
Listopad	26-11-2019 17:45	25 499,4	6 004	23,55	03-11-2019 03:00	13 869,8	14 560	104,98
Grudzień	12-12-2019 17:15	25 823,5	7 764	30,07	26-12-2019 04:00	12 565,9	19 680	156,62

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

(JWCD cieplne wirujące + JWCD wodne) do zapotrzebowania na tę moc w pojedynczym kwadransie odpowiadającym zapotrzebowaniu na tę moc szczytową wynosił 4,5%, z kolei 17 września 2019 r. (w szczycie popołudniowym o godz. 19:45) osiągnął on wartość 6,9%.

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 Rocznego (PKR) dla 2019 r., nadwyżka mocy dostępna dla OSP została zaplanowana na poziomie bezpiecznym dla zapewnienia bieżącego bezpieczeństwa funkcjonowania KSE za wyjątkiem okresu styczeń-marzec oraz maja, 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. 37 str. 99).

W tab. 38 (str. 100) zaprezentowano uproszczony bilans mocy za 2019 r. zawierający wartości z wykonania. Dane dotyczą przedziałów czasowych odpowiadających wystąpieniu w danym miesiącu szczytowego zapotrzebowania na moc.

Z powyższego zestawienia wynika, że w przeważającym okresie 2019 r. w szczytach zapotrzebowania na moc dla poszczególnych dni, OSP dysponował nadwyżką mocy na poziomie bezpiecznym. Niemniej, dla wybranego okresu szczytowego zapotrzebowania KSE na moc w czerwcu 2019 r. – wartość łącznej rezerwy mocy dostępnej dla OSP osiągnęła poziom poniżej zaplanowanego w PKR (tj. poniżej 18% zapotrzebowania), utrzymując jednocześnie wielkości na poziomie bezpiecznym wynikającym 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).

Tabela 37. Roczny bilans mocy 2019 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	30 376	29 992	28 545	27 770	26 742	27 052	28 339	28 045	28 002	29 934	31 756	33 748
Krajowe zapotrzebowanie na moc	25 855	25 465	24 538	23 124	22 750	22 900	23 100	23 000	23 691	24 465	25 821	26 188
Nadwyżka mocy dostępna dla OSP	4 522	4 527	4 007	4 647	3 992	4 152	5 239	5 045	4 312	5 469	5 935	7 560
Wymagana przez OSP nadwyżka mocy (*18% zapotrzebowania*)	4 654	4 584	4 417	4 162	4 095	4 122	4 158	4 140	4 264	4 404	4 648	4 714
Różnica pomiędzy dostępną i wymaganą przez OSP nadwyżką mocy	-132	-56	-410	484	-103	30	1 081	905	47	1 065	1 287	2 846

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Podsumowanie

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

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

W świetle powyższego stwierdzono, że w 2019 r.:

1) 25 stycznia 2019 r. wystąpiło największe w historii KSE godzinowe zapotrzebowanie na moc elektryczną (26 504,40 MW), które przekroczyło reprezentatywną wielkość z roku poprzedzającego o ponad 56,8 MW (wzrost o ok. 0,21% r/r),
2) nieznacznie zmalało krajowe zużycie energii elektrycznej do poziomu 169,39 TWh, czyli o ok. 0,90% mniej w porównaniu z 2018 r. Jednym z czynników, które przełożyły się na ten wynik były łagodniejsze warunki temperaturowe w 2019 r. w porównaniu z rokiem poprzedzającym,
3) wielkość mocy zainstalowanej utrzymywała się na stosunkowo wysokim poziomie dochodzącym do ponad 47 GW, przy uwzględnieniu umiarkowanej dynamiki jego wzrostu o 1,87% (r/r). Wzrostowi temu towarzyszył równoległy wzrost mocy osiągalnej o ok. 2,94% (r/r), niemniej wartości obu mocy rosły wolniej niż w poprzednim 2018 r.,
4) w 2019 r. Polska po raz czwarty z rzędu była importerem energii elektrycznej netto. Saldo wymiany transgranicznej wyniosło 10,6 TWh, co odpowiada na rynku ponad 2 mld zł,
5) poziom mocy dostępnej dla OSP w kontekście zapotrzebowania na tę moc w systemie elektroenergetycznym, z punktu widzenia wartości średniomiesięcznych dla 2019 r., kształtował się na poziomie bezpiecznym dla zapewnienia funkcjonowania KSE (zgodnie z wymaganym w IRiESP marginesem bezpieczeństwa). Niemniej, należy jednak zwrócić uwagę na występowanie ujemnych rezerw w nadwyżce mocy dostępnej ponad wymaganą, przy szczytowych zapotrzebowaniach KSE na moc, co oznacza, że operator w procesie sterowania bezpieczeństwem pracy systemu musi podjąć odpowiednie środki zaradcze, adekwatne do większego zakresu ryzyka możliwego do zaistnienia,
6) OSP zapewnił odpowiedni poziom niezawodności i bezpieczeństwa pracy KSE w efekcie organizacji przebiegu części prac remontowych oraz zmianami w harmonogramie prowadzenia prac inwestycyjnych,
7) istotnym zdarzeniem podnoszącym bezpieczeństwo dostarczania energii elektrycznej było włączenie do systemu elektroenergetycznego nowych mocy wytwórczych, w tym bloków 5 i 6 elektrowni Opole o mocy 900 MW każdy,
8) w 2019 r. m.in. z uwagi na łatwą dostępność środków finansowych z funduszy celowych, kontynuowany był dynamiczny rozwój w segmencie niskoemisyjnych technologii wytwarzania: OZE-fotowoltaika oraz gazowym. W konsekwencji wprowadzenia ustawy „odległościowej" oraz zmian podatkowych związanych z opodatkowaniem niektórych budowli, nie doszło do znaczących zmian w przyroście mocy zainstalowanej w technologii elektrowni wiatrowych. Dlatego w świetle ostatnich uzgodnień

Tabela 38. Roczny bilans mocy 2019 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
	25-01-2019	05-02-2019	01-03-2019	12-04-2019	15-05-2019	26-06-2019	01-07-2019	29-08-2019	26-09-2019	30-10-2019	26-11-2019	12-12-2019
	13:15	17:45	18:45	20:15	13:15	13:15	13:15	13:15	19:30	18:45	17:45	17:15
Moc osiągalna elektrowni krajowych	45 861	45 867	46 055	46 128	46 167	46 352	46 375	46 514	46 233	46 720	46 895	46 987
Ubytki mocy elektrowni przemysłowych	1 205	1 308	1 467	1 444	1 709	1 765	1 719	1 724	1 555	1 478	1 415	1 319
Ubytki mocy elektrowni zawodowych	14 626	12 564	14 047	15 249	15 041	18 930	16 031	17 234	15 117	15 317	17 168	14 017
Moc dyspozycyjna elektrowni krajowych	30 044	32 014	31 793	29 572	28 955	25 660	28 653	27 566	29 634	29 990	28 337	31 654
elektrownie zawodowe	28 605	30 678	30 549	28 327	27 972	24 703	27 649	26 564	28 462	28 785	27 069	30 290
elektrownie przemysłowe	1 439	1 336	1 245	1 244	983	958	1 004	1 002	1 172	1 205	1 268	1 364
Obciążenie elektrowni krajowych	24 318	23 962	22 521	20 958	20 683	21 461	21 679	22 460	22 711	22 793	23 221	23 737
elektrownie zawodowe	22 879	22 626	21 276	19 714	19 700	20 503	20 676	21 458	21 539	21 588	21 953	22 374
elektrownie przemysłowe	1 439	1 336	1 245	1 244	983	958	1 004	1 002	1 172	1 205	1 268	1 364
Krajowe zapotrzebowanie na moc	26 504	25 110	24 366	22 799	22 058	24 144	23 323	23 834	23 889	24 498	25 499	25 824
Krajowe saldo wymiany międzysystemowej	2 184	1 133	1 841	1 860	1 390	2 700	1 648	1 386	1 164	1 692	25 499	2 079
Ubytki mocy z uwagi na warunki pracy sieci	0	0	0	0	850	433	351	601	0	305	2 264	348
Rezerwa mocy w elektrowniach zawodowych	5 726	8 052	8 027	8 596	7 420	3 766	6 622	4 505	6 923	6 892	5 116	7 568
Rezerwa mocy w JWCD	5 393	7 616	7 517	8 121	6 947	3 174	5 912	4 068	6 307	6 327	4 715	7 121
- JWCD cieplne	3 688	6 516	5 851	6 960	5 748	1 797	4 536	2 931	5 430	5 025	3 364	5 552
rezerwa wirująca	2 163	1 729	1 929	2 853	2 175	1 137	1 686	2 221	2 672	1 690	987	1 727
rezerwa zimna	1 525	4 787	3 922	4 107	3 573	660	2 850	710	2 758	3 335	2 377	3 825
- JWCD wodne	1 706	1 100	1 666	1 162	1 199	1 376	1 376	1 136	878	1 302	1 351	1 569
Rezerwa mocy pozostała	333	435	511	475	473	593	710	437	616	566	401	447
REZERWA MOCY (razem)	5 726	8 052	8 027	8 596	7 420	3 766	6 622	4 505	6 923	6 892	5 116	7 568
WYMAGANA NADWYŻKA MOCY DLA OSP (zgodnie z IRiESP)												
zaplanowana zgodnie z PKR 2017 (18% zapotrzebowania)	4 654	4 584	4 417	4 162	4 095	4 122	4 158	4 140	4 264	4 404	4 648	4 714
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)	3 711	3 515	3 411	3 192	3 088	3 380	3 265	3 337	3 344	3 430	3 570	3 615
NADWYŻKA / DEFICYT REZERW (wykonanie)												
w stosunku do PKR	1 073	3 468	3 610	4 434	3 325	-356	2 464	365	2 659	2 489	469	2 854
w stosunku do BTHD	2 016	4 536	4 616	5 404	4 332	386	3 357	1 168	3 579	3 463	1 546	3 953

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

kluczowych dokumentów sektorowych (PEP do 2040 r., PKPnREiK na lata 2021-2030) rekomenduje się uważną obserwację inicjatyw podmiotów sektora energetycznego, podejmowanych w związku z rosnącą decentralizacją sektora wytwarzania, wzrostem OZE i ciągłym rozwojem technologii w tym obszarze, planami budowy morskich farm wiatrowych, programem energetyki jądrowej, potencjalnym stopniowym wycofywaniem części konwencjonalnych zasobów wytwórczych – w kontekście zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej,

9) w systemie elektroenergetycznym przesyłowym nie wystąpiły awarie systemowe i sieciowe skutkujące wprowadzeniem ograniczeń w zużyciu energii elektrycznej poprzez wprowadzenie awaryjnych stopni zasilania.

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 – na podstawie przepisu wynikającego z art. 16 ust. 13 ustawy – Prawo energetyczne – podlega uzgodnieniu z Prezesem URE, z wyłączeniem przedsiębiorstw wykonujących działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji dla mniej niż 100 odbiorców, którym przedsiębiorstwo to dostarcza rocznie mniej niż 50 GWh tej energii. Prezes URE uzgadniając plany rozwoju weryfikuje przede wszystkim ich zgodność z ustawą i przepisami wykonawczymi do tej ustawy oraz z założeniami polityki energetycznej państwa, współpracując przy tym z właściwymi miejscowo zarządami województw, oraz dodatkowo 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.

Operator systemu przesyłowego (OSP)

W 2019 r. Prezes URE uzgodnił *projekt planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2018-2027*, przedłożony przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego (PSE S.A.). Proces uzgodnieniowy został zapoczątkowany jeszcze w 2018 r., w którym operator przesyłowy poddał przywołany projekt pod konsultacje publiczne (projekt planu rozwoju był dostępny na stronie internetowej przedsiębiorstwa), a w dalszej kolejności uzupełnił treści dokumentu o stosowne uwagi i komentarze, wniesione przez strony w trakcie konsultacji.

W ramach przywołanego projektu planu rozwoju zostały uzgodnione nakłady inwestycyjne do zrealizowania przez operatora przesyłowego w 2019 r. na poziomie 1 385,1 mln zł oraz w 2020 r. w wysokości 1 682,9 mln zł (dane w cenach stałych z 2018 r.).

Ponadto, w 2019 r. operator przesyłowy, wypełniając obowiązek wynikający z art. 16 ust. 18 ustawy – Prawo energetyczne, przedstawił Prezesowi URE coroczne sprawozdanie z wykonania *planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2018-2027*, informując tym samym o wykonaniu planowanych nakładów inwestycyjnych w 2018 r. na poziomie 1 810,2 mln zł (tj. 83,7% planowanych na 2018 r. nakładów inwestycyjnych w wysokości 2 162,5 mln zł, dane w cenach stałych z 2018 r.).

Operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSD)

W 2019 r. pięciu największych operatorów systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego opracowało i przedłożyło Prezesowi URE celem uzgodnienia *projekt planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2020-2025* (lata: 2020-2022 stanowiły aktualizację poprzed-

nio uzgodnionych planów). Jakkolwiek proces uzgadniania projektów tych planów rozwoju nie został zakończony w 2019 r., to w kalkulacji taryf OSD na 2020 r. uwzględniono, uzasadnioną w ocenie Prezesa URE, wielkość nakładów inwestycyjnych, w łącznej kwocie ponad 7 054,3 mln zł (dane w cenach bieżących dla 2020 r.). Wielkość ta została określona przy wykorzystaniu modelu służącego do oceny uzasadnionego poziomu nakładów inwestycyjnych OSD.

W ubiegłym roku OSD, wypełniając obowiązek dotyczący przedstawienia Prezesowi URE corocznego sprawozdania z wykonania planu rozwoju, przedstawili dane za 2018 r., informując tym samym o wykonaniu planowanych nakładów inwestycyjnych w tym roku na poziomie 6 407,6 mln zł (wzrost o 5,1% w stosunku do nakładów inwestycyjnych planowanych na 2018 r. w wysokości 6 095,6 mln zł, dane w cenach bieżących dla 2018 r.).

Energetyka przemysłowa

W 2019 r. zostało przekazanych do Prezesa URE 14 projektów planów rozwoju oraz 20 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 oraz jedno przedsiębiorstwo przedłożyło do uzgodnienia projekt aktualizacji planu rozwoju, nie mając wcześniej uzgodnionego planu rozwoju ze względu na spełnienie warunków zwolnienia z obowiązku uzgodnienia. Z tego też względu, w przypadku tych trzech przedsiębiorstw, postępowania w sprawie uzgodnienia planów rozwoju i planu aktualizacji planu rozwoju stały się bezprzedmiotowe.

Prezes URE do 31 grudnia 2019 r. uzgodnił 13 projektów planów rozwoju, w tym 6 projektów przekazanych do uzgodnienia w 2019 r. oraz 9 projektów aktualizacji planu rozwoju, z których 2 projekty zostały przekazane do uzgodnienia w 2019 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 elektrycznej[95)],
- bezpieczeństwa osób,
- wystąpieniem znacznych strat materialnych,

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

Kwestie szczegółowe dotyczące zasad i trybu wprowadzania ograniczeń, czyli sposób wprowadzania ograniczeń, rodzaje odbiorców objętych ograniczeniami, zakres i okres ochrony odbiorców, zakres planów wprowadzania ograniczeń oraz sposób podawania informacji o ograniczeniach do publicznej wiadomości określa rozporządzenie Rady Ministrów z 23 lipca 2007 r. w sprawie

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

- 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.

szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła[96], wydanym na podstawie art. 11 ust. 6 i ust. 6a ustawy – Prawo energetyczne. Jak stanowi ww. rozporządzenie ograniczenia mogą być wprowadzone po wyczerpaniu, przez operatorów systemu przesyłowego elektroenergetycznego, operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operatora systemu połączonego elektroenergetycznego we współpracy z zainteresowanymi podmiotami, wszelkich dostępnych środków służących zapewnieniu prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego – przy dołożeniu należytej staranności.

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

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

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

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

Wniosek o uzgodnienie aktualizacji planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na okres od 1 września 2019 r. do 31 sierpnia 2020 r., opracowanego przez OSP zawarty został w piśmie z 20 maja 2019 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 5 lipca 2019 r. decyzję, w której stwierdził on, że przedstawiona aktualizacja planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, na okres od 1 września 2019 r. do 31 sierpnia 2020 r., spełnia wymogi określone w przepisach ustawy – Prawo energetyczne oraz rozporządzenia i uznał tę aktualizację za uzgodnioną.

[96] Dz. U. z 2007 r. Nr 133, poz. 924.

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

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

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

W 2019 r. w Ministerstwie Energii nie zakończono prac 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 uwzględniać uwagi PSE S.A., Prezesa URE oraz innych interesariuszy dotyczące wyeliminowania niespójności i braku precyzji obecnego brzmienia tego aktu wykonawczego.

8.4. Monitorowanie i kontrolowanie wypełniania obowiązku utrzymywania zapasów paliw

Badania i kontrole w 2019 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 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 energetycznych[97)].

W celu oceny realizacji obowiązku określonego w art. 10 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE w 2019 r. podejmował stosowne działania polegające na przeprowadzeniu badań – monitoringów stanu zapasów paliw oraz kontroli dokonywanych na podstawie art. 40 ust. 1 ustawy – Prawo przedsiębiorców.

Monitoringi polegały na zebraniu informacji o stanie utrzymywanych zapasów paliw od grupy jednostek objętych danym badaniem. Informacje pozyskiwano na podstawie art. 28 ustawy – Prawo energetyczne. Każde z takich badań obejmowało grupę tzw. elektrowni/elektrociepłowni systemowych oraz w niektórych badaniach dodatkowo grupę przedsiębiorstw wytwarzających energię elektryczną lub ciepło na skalę lokalną. W trakcie przedmiotowych badań, dokonywanych czterokrotnie w ciągu 2019 r., badano realizację obowiązku utrzymywania zapasów paliw w 115 przedsiębiorstwach. Badaniami objęte zostały łącznie 352 źródła wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła. W ww. liczbie źródeł znajdowały się zarówno źródła wytwarzania energii elektrycznej, jak i źródła wytwarzania ciepła, w których badanie było przeprowadzane kilkukrotnie w ciągu 2019 r.

Po ujawnieniu nieprawidłowości w trakcie badania stanu zapasów paliw, przeprowadzono jedno postępowanie kontrolne, w konsekwencji którego zostało wszczęte postępowanie w sprawie wymierzenia kary pieniężnej 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

[97)] Dz. U. z 2003 r. Nr 39, poz. 338 oraz z 2010 r. Nr 108, poz. 701, zwane dalej „rozporządzeniem".

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 bezzwłocznego przekazania informacji o obniżeniu zapasów paliw, przedsiębiorstwa energetyczne mogą korzystać z bezpośrednich teleinformatycznych form komunikacji z urzędem (np. *via* fax lub e-mail).

W 2019 r. trzy przedsiębiorstwa energetyczne powiadomiły Prezesa URE o obniżeniu zapasów paliw poniżej poziomu określonego w rozporządzeniu. Zgłoszone obniżenia dotyczyły pięciu źródeł wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła. We wszystkich przypadkach zapasy zostały uzupełnione w terminie.

Wobec przedsiębiorstw, które zgłaszały obniżenia stanu zapasów paliw, zarówno w 2019 r. jak również pod koniec 2018 r., po ich uzupełnieniu, w 2019 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. Łącznie przeprowadzono 7 postępowań kontrolnych.

W związku z uchybieniami stwierdzonymi w trakcie kontroli, Prezes URE w stosunku do jednego przedsiębiorstwa wszczął postępowanie w sprawie nałożenia kary pieniężnej.

8.5. Monitorowanie planów inwestycyjnych przedsiębiorstw energetycznych w nowe moce wytwórcze

Prezes URE realizując zadania wynikające z ustawy – Prawo energetyczne w zakresie monitorowania bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej, przeprowadza co dwa lata badanie planów inwestycyjnych wytwórców energii elektrycznej wypełniających obowiązek sporządzenia prognoz 15-letnich, zgodnie z art. 16 ust. 20 i 21 ustawy – Prawo energetyczne. Kolejny obowiązek sprawozdawczy wypada w 2020 r.

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 wykorzystywanego do wytwarzania energii elektrycznej.

Do wykonania badania wykorzystane zostaną opracowane przez URE ankiety, które zostaną przesłane do przedsiębiorstw energetycznych i grup kapitałowych, jak również dane z PSE S.A.

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

Ustawa o rozwiązaniu KDT określa zasady udzielania pomocy publicznej[98]. Program tej pomocy ma na celu rekompensowanie wytwórcom energii elektrycznej kosztów osieroconych, powstałych w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych na sprzedaż energii elektrycznej, zawartych przed wstąpieniem Polski do Unii Europejskiej, które nie mogły być realizowane na zliberalizowanym rynku energii elektrycznej. Ustawa o rozwiązaniu KDT przewiduje również możliwość pokrywania kosztów gazu ziemnego[99], 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 2018 r.

W 2019 r., podobnie jak w 2018 r., Prezes URE ustalił dla czterech wytwórców uczestniczących w 2018 r. w systemie rekompensat określonym ustawą o rozwiązaniu KDT wysokość korekty rocznej kosztów osieroconych za 2018 r. oraz dla dwóch z nich – wysokość korekty rocznej kosztów zużycia odebranego i kosztów nieodebranego gazu ziemnego, powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym za 2018 r. W sumie w powyższych sprawach wydano 6 decyzji administracyjnych w ustawowym terminie do 31 lipca 2019 r. (tab. 39 str. 107).

Wytwórcy za 2018 r. otrzymali zaliczki na poczet kosztów osieroconych oraz kosztów powstałych

[98] 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.).

[99] 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 39. Indywidualne rozliczenie każdego z wytwórców objętych programem pomocy publicznej z tytułu przedterminowego rozwiązania umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej za 2018 r.

Wytwórcy	Kwota zaliczek na poczet kosztów osieroconych na rok 2018 w wysokości określonej we wnioskach (art. 24)	Kwota zaliczek na poczet kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym za 2018 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.	94 885,407		94 885,407	57 691,218		57 691,218	152 576,625
Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna Sp. z o.o.*	29 000,000	37 000,000	66 000,000	16 023,271	23 787,322	39 810,593	105 810,593
CEZ Chorzów S.A.**	39 998,316		39 998,316	17 219,296		17 219,296	57 217,612
Elektrociepłownia Zielona Góra S.A.***	1 400,000	11 425,000	12 825,000	-25,067	0,000	-25,067	1 374,933
RAZEM	**165 283,723**	**48 425,000**	**213 708,723**	**90 908,718**	**23 787,322**	**114 696,040**	**316 979,763**

* d. Elektrociepłownia Nowa Sarzyna Sp. z o.o.
** d. Elektrociepłownia Chorzów ELCHO Sp. z o.o.
*** W związku z faktem, że w stosunku do Wytwórcy zaszły przesłanki określone w art. 46 ust. 5 ustawy o rozwiązaniu KDT, Wytwórcy nie została wypłacona korekta kosztów gazu ziemnego za 2018 r., a otrzymaną zaliczkę w wysokości 11 425 tys. zł, Wytwórca był zobowiązany zwrócić do Zarządcy Rozliczeń S.A.

Źródło: URE.

w jednostkach opalanych gazem ziemnym (koszty gazu ziemnego) łącznie w wysokości 213,71 mln zł, tj. o 21% mniej niż w 2017 r.[100] Przy czym zaliczki na pokrycie kosztów osieroconych wyniosły 165,28 mln zł (spadek o 28,26 mln w porównaniu do 2017 r.), a na poczet kosztów gazu ziemnego – 48,43 mln zł (spadek o 28,35 mln wobec 2017 r.). W wyniku decyzji administracyjnych Prezesa URE ustalających korekty roczne, wytwórcy dodatkowo uzyskali łączną kwotę pomocy publicznej w wysokości 114,70 mln zł, tj. o 16% mniej niż w 2017 r., z tego: z tytułu kosztów osieroconych – kwotę 90,91 mln zł oraz z tytułu kosztów gazu ziemnego – kwotę 23,79 mln zł.

W tej sytuacji ogólne saldo środków publicznych przekazanych wytwórcom za 2018 r., z uwzględnieniem otrzymanych przez wytwórców zaliczek i ustalonych ww. korekt oraz z uwzględnieniem zwrotu pobranej zaliczki na poczet kosztów gazu w wysokości 11,43 mln zł, stanowi kwotę 316,98 mln zł. Wytwórcy otrzymali zatem o ponad 22% mniejszą kwotę pomocy publicznej w porównaniu z 2017 r.

[100] Patrz: Sprawozdanie Prezesa URE za 2018 r.

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

1. Zmiany systemu wsparcia OZE – sytuacja ogólna

W 2019 r. istotne zmiany odnoszące się do systemów wsparcia wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych nastąpiły wraz z nowelizacją ustawy OZE dokonaną ustawą z 19 lipca 2019 r.

Należy podkreślić, że stosowanie części nowowprowadzonych przepisów zostało zawieszone do dnia wydania pozytywnej decyzji Komisji Europejskiej o zgodności pomocy publicznej przewidzianej w tych przepisach z rynkiem wewnętrznym albo uznania przez Komisję Europejską, że zmiany w tych przepisach nie stanowią nowej pomocy publicznej (por. art. 26 ust. 1 ustawy z 19 lipca 2019 r.).

Modyfikacji uległa definicja biogazu rolniczego, z której wyłączeniu podlega obecnie również m.in. biogaz pozyskany z surowców pochodzących z zakładowych oczyszczalni ścieków z przetwórstwa rolno-spożywczego, w których nie jest prowadzony rozdział ścieków przemysłowych od pozostałych rodzajów osadów i ścieków. Ustawodawca zdecydował także o wprowadzeniu szeregu istotnych zmian w obszarze energetyki prosumenckiej, rozszerzając katalog podmiotów uprawnionych do korzystania z prosumenckiego systemu wsparcia o przedsiębiorców, umożliwiając przenoszenie niewykorzystanej energii elektrycznej na kolejne okresy rozliczeniowe, czy nakładając obowiązek niezwłocznego zawarcia przez operatora systemu dystrybucyjnego z wybranym przez prosumenta sprzedawcą energii elektrycznej umowy o świadczenie usług dystrybucji bądź jej dostosowania w celu umożliwienia dokonywania przez tego sprzedawcę rozliczeń energii wytwarzanej i pobieranej z sieci przez prosumenta. Na mocy nowych uregulowań wprowadzono także nowy, odrębny system opustów dedykowany spółdzielniom energetycznym, które obecnie podlegają wpisowi do wykazu spółdzielni energetycznych, prowadzonego przez Dyrektora Generalnego KOWR.

Ustawa z 19 lipca 2019 r. zdeterminowała również warunki uczestnictwa w aukcyjnym systemie wsparcia w 2019 r. Zmodyfikowano zasady dopuszczenia do systemu aukcyjnego wytwórców planujących wytworzyć po raz pierwszy energię elektryczną w instalacji innej niż mikroinstalacja przed dniem zamknięcia aukcji, znosząc obowiązek sprzedaży całej wprowadzonej do sieci energii na giełdzie towarowej. Jednocześnie wychodząc naprzeciw oczekiwaniom uczestników rynku wydłużono (z wyjątkiem instalacji wykorzystujących energię wiatru na morzu) dopuszczalny okres wymaganego wieku urządzeń wchodzących w skład instalacji, w której wytwarzana energia elektryczna może zostać sprzedana w drodze aukcji, tym samym korelując wiek urządzeń z dopuszczalnym terminem pierwszej sprzedaży energii elektrycznej w systemie aukcyjnym, jak również ograniczono zakres dokumentacji wymaganej w ramach prekwalifikacji, wyłączając wymóg przedstawiania tzw. decyzji środowiskowej oraz wypisu i wyrysu z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego. Ponadto, mocą nowych uregulowań wprowadzono wymóg opracowania harmonogramu przeprowadzania aukcji i jego uzgodnienia z ministrem właściwym ds. energii (obecnie z ministrem właściwym ds. klimatu) przed ogłoszeniem aukcji. Ustawa z 19 lipca 2019 r. wprowadziła również przepisy umożliwiające dokonanie jednokrotnej aktualizacji zwycięskiej oferty aukcyjnej, która może swym zakresem dotyczyć terminu rozpoczęcia korzystania z systemu aukcyjnego, mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji czy też ilości energii elektrycznej oferowanej w poszczególnych latach kalendarzowych. Ponadto, zniesiono obowiązek przedkładania przez zwycięzców aukcji informacji o stanie wykonania harmonogramu rzeczowo-finansowego realizacji budowy lub modernizacji instalacji, a także przesunięto – z 31 grudnia 2035 r. do 30 czerwca 2039 r. – maksymalną datę, do której wytwórcy, który wygrał aukcję, przysługuje obowiązek zakupu energii elektrycznej przez sprzedawcę zobowiązanego oraz prawo do pokrycia ujemnego salda.

Kolejnym systemem wsparcia objętym regulacjami ustawy z 19 lipca 2019 r. są systemy FIT/FIP. Wśród zmian odnoszących się do systemów FIT/FIP, które weszły w życie w 2019 r. wyróżnić można w szczególności:

- możliwość objęcia wsparciem, o którym mowa w art. 70a ust. 1 ustawy OZE, mikro- i małych instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej wyłącznie biomasę,
- wprowadzenie nowego zakresu oświadczenia składanego przez wytwórców aplikujących do udziału w systemach FIT/FIP,
- zniesienie sankcji za brak spełnienia zobowiązania do wytwarzania energii elektrycznej, o którym mowa w art. 70b ust. 4 pkt 1 lit. d) oraz pkt 2 lit. a) ustawy OZE, w określonych w tych przepisach terminach, polegającej na zakazie uczestnictwa w systemach FIT/FIP przez okres 3 lat od dnia, w którym dane zobowiązanie stało się wymagalne,
- zniesienie kary pieniężnej za niespełnienie zobowiązania do wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej z odnawialnych źródeł

energii, o którym mowa w art. 70b ust. 4 pkt 1 lit. d) ustawy OZE.

Z kolei zmiany w systemach FIT/FIP, które oczekują na akceptację Komisji Europejskiej dotyczą przede wszystkim:

- możliwości objęcia wsparciem, o którym mowa w art. 70a ust. 2 ustawy OZE, instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej nie mniejszej niż 500 kW i nie większej niż 1 MW, wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej wyłącznie biomasę,
- podniesienia maksymalnego zakresu mocy zainstalowanej elektrycznej w przypadku instalacji, o których mowa w art. 70a ust. 2 pkt 1 ustawy OZE wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej wyłącznie różnego rodzaju biogaz oraz hydroenergię z 1,00 MW do 2,500 MW,
- zwiększenia stałej ceny zakupu do 95% ceny referencyjnej, o której mowa w art. 77 ust. 3 pkt 1 ustawy OZE, obowiązującej na dzień złożenia deklaracji, dla poszczególnych rodzajów instalacji odnawialnego źródła energii, o których mowa w art. 70a ust. 1 tej ustawy,
- wydłużenia czasu trwania obowiązku zakupu niewykorzystanej energii elektrycznej w ramach systemów FIT/FIP oraz prawa do pokrycia ujemnego salda do 30 czerwca 2039 r.

Modyfikacji uległ charakter gwarancji pochodzenia, która po wejściu w życie przepisów ustawy z 19 lipca 2019 r. stanowi nie tylko poświadczenie, że określona w tym dokumencie ilość energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej lub sieci przesyłowej została wytworzona z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii ale jest również dokumentem poświadczającym odbiorcy końcowemu wartości środowiskowe wynikające z uniknięte emisji gazów cieplarnianych. W rezultacie gwarancje pochodzenia obejmujące energię elektryczną wytworzoną w okresie po wejściu w życie przepisów ustawy z 19 lipca 2019 r. zawierają dane w zakresie szacunkowej wartości uniknięte emisji gazów cieplarnianych w związku z wytworzeniem i wprowadzeniem do sieci energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii.

2. System taryf gwarantowanych FIT oraz system dopłat do ceny rynkowej FIP

Z systemu FIT, zgodnie z postanowieniami art. 70a ustawy OZE, 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) biomasę (obecnie tylko mikro- i małe instalacje), albo
2) biogaz rolniczy, albo
3) biogaz pozyskany ze składowisk odpadów, albo
4) biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków, albo
5) biogaz inny niż określony w pkt 2-4, albo
6) hydroenergię.

Ponadto, ustawa o CHP wprowadziła możliwość objęcia wsparciem, o którym mowa w art. 70a ustawy OZE, instalacji wytwarzających energię elektryczną z odnawialnych źródeł energii w wysokosprawnej kogeneracji.

W 2019 r., do systemów FIT/FIP mogły 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 świadectw 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 tej ustawy,
- które wygrały aukcje rozstrzygnięte przed 1 stycznia 2019 r. – na zasadach określonych

w art. 184a ustawy OZE (wysokosprawna kogeneracja).

Ponadto wytwórca, który uzyskał zaświadczenie, o którym mowa w art. 70b ust. 8 ustawy OZE, wydane przed 1 stycznia 2019 r., mógł w terminie do 31 grudnia 2019 r. zmienić deklarację, o której mowa w art. 70b ust. 1 tej ustawy, przez zmianę rodzaju instalacji na wytwarzającą energię elektryczną w wysokosprawnej kogeneracji, o której mowa art. 77 ust. 5 pkt 1a, 2a, 3a, 4a, 6a, 8a, 9a lub 10a ustawy OZE – na zasadach określonych w art. 184b tej ustawy.

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 – obecnie ministra właściwego ds. klimatu (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 rok 2019 ceny referencyjne zostały określone w rozporządzeniu Ministra Energii z 15 maja 2019 r. w sprawie ceny referencyjnej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w 2019 r. oraz okresów obowiązujących wytwórców, którzy wygrali aukcje w 2019 r.[101)] 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 40. Zestawienie stałych cen zakupu w systemach FIT/FIP – niezmodernizowane instalacje odnawialnego źródła energii

Lp.	Rodzaj OZE	Moc	Cena referencyjna [zł/MWh]	90% ceny [zł/MWh]
1	biogaz rolniczy	< 500 kW	650	585,00
2	biogaz rolniczy w wysokosprawnej kogeneracji	< 500 kW	700	630,00
3	biogaz ze składowisk odpadów	< 500 kW	560	504,00
4	biogaz ze składowisk odpadów w wysokosprawnej kogeneracji	< 500 kW	620	558,00
5	biogaz z oczyszczalni ścieków	< 500 kW	420	378,00
6	biogaz z oczyszczalni ścieków w wysokosprawnej kogeneracji	< 500 kW	480	432,00
7	biogaz inny	< 500 kW	470	423,00
8	biogaz inny w wysokosprawnej kogeneracji	< 500 kW	530	477,00
9	biogaz rolniczy	>= 500 kW =< 1 MW	590	531,00
10	biogaz rolniczy w wysokosprawnej kogeneracji	>= 500 kW =< 1 MW	670	603,00
11	biogaz ze składowisk odpadów	>= 500 kW =< 1 MW	550	495,00
12	biogaz ze składowisk odpadów w wysokosprawnej kogeneracji	>= 500 kW =< 1 MW	610	549,00
13	biogaz z oczyszczalni ścieków	>= 500 kW =< 1 MW	385	346,50
14	biogaz z oczyszczalni ścieków w wysokosprawnej kogeneracji	>= 500 kW =< 1 MW	445	400,50
15	biogaz inny	>= 500 kW =< 1 MW	435	391,50
16	biogaz inny w wysokosprawnej kogeneracji	>= 500 kW =< 1 MW	495	445,50
17	hydroenergia	< 500 kW	550	495,00
18	hydroenergia	>= 500 kW =< 1 MW	500	450,00
19	dedykowana instalacja spalania biomasy	< 500 kW	435	391,50

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 Traktatu[102)]. Na potrzeby oceny sytuacji ekonomicznej

[101)] Dz. U. z 2019 r. poz. 1001.

[102)] Dz. Urz. UE L 187 z 26.06.2014, str. 1, z późn. zm.

przedsiębiorstw aplikujących do systemów FIT/FIP, w URE opracowane zostały stosowne formularze, które następnie zostały zamieszczone na stronie internetowej urzędu.

W 2019 r. Prezes URE opublikował informacje wyjaśniające zagadnienia problemowe związane ze stosowaniem przepisów ustawy OZE, w odniesieniu do systemów FIT/FIP. Do najważniejszych publikacji zaliczyć należy:

- aktualizację Informacji 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),
- Instrukcję dotyczącą realizacji obowiązków sprawozdawczych za 2019 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").

W roku sprawozdawczym wytwórcy złożyli Prezesowi URE 151 deklaracji o zamiarze sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej po stałej cenie zakupu ustalonej zgodnie z art. 70e ustawy OZE. Z tej liczby 15 deklaracji zostało wycofanych przez wnioskodawców. Zaświadczenia o możliwości sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej, o których mowa w art. 70b ust. 8 ustawy OZE, wydano dla 118 wytwórców (w tym dla postępowań rozpoczętych w 2018 r. i zakończonych w 2019 r.). W przypadku pozostałych deklaracji, postępowania administracyjne są procedowane w 2020 r. albo zawieszone na wniosek wytwórcy.

Dodatkowo wytwórcy, którzy otrzymali zaświadczenie FIT/FIP, korzystali w 2019 r. z uprawnienia, o którym mowa w art. 70b ust. 10 ustawy OZE, dotyczącego możliwości zmiany sprzedawcy zobowiązanego lub innego podmiotu, o których mowa w art. 70b ust. 3 pkt 7 ustawy OZE, a także zmiany mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii oraz ilości energii elektrycznej.

Tabela 41. Zestawienie wydanych w latach 2018-2019 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	3	1,979
2	wykorzystująca wyłącznie biogaz rolniczy w wysokosprawnej kogeneracji	27	20,297
3	wykorzystująca wyłącznie biogaz pozyskany ze składowisk odpadów	40	21,926
4	wykorzystująca wyłącznie biogaz pozyskany ze składowisk odpadów w wysokosprawnej kogeneracji	0	0,000
5	wykorzystująca wyłącznie biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków	0	0,000
6	wykorzystująca wyłącznie biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków w wysokosprawnej kogeneracji	0	0,000
7	wykorzystująca wyłącznie biogaz inny niż określony art. 70a ust. 1 i 2 w pkt 1-3 ustawy OZE	0	0,000
8	wykorzystująca wyłącznie biogaz inny niż określony art. 70a ust. 1 i 2 w pkt 1-3 ustawy OZE w wysokosprawnej kogeneracji	0	0,000
9	wykorzystująca wyłącznie hydroenergię	343	72,949
10	wykorzystująca wyłącznie biomasę	0	0,000
	Razem:	**413**	**117,151**

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 wytworzonej z odnawialnych źródeł energii, jak i wytwórcom, którzy planują rozpoczęcie wytwarzania energii elektrycznej po wygraniu aukcji (w tzw. „nowych instalacjach"). Prezes URE został na mocy przepisów 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, wytwórcy zainteresowani przystąpieniem do aukcji z nowymi instalacjami podlegali ocenie formalnej przygotowania do wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii. Ocenę przeprowadza Prezes URE na wniosek wytwórcy o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do 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, w tym niejednokrotnie ponownie w odniesieniu do tych samych instalacji, których dotychczasowe uczestnictwo w aukcjach przeprowadzanych w latach ubiegłych okazało się bezskuteczne, co umożliwiło wnioskodawcom udział we właściwych aukcjach organizowanych w 2019 r.

Wytwórcy energii elektrycznej w istniejących instalacjach odnawialnego źródła energii składali Prezesowi URE deklaracje o przystąpieniu do aukcji. Składane deklaracje podlegały formalnej i merytorycznej weryfikacji organu, w trakcie której ustalano m.in. datę pierwszego wytworzenia energii elektrycznej, za którą przysługiwało świadectwo pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii, w celu określenia granicznej daty uczestnictwa danej instalacji w aukcyjnym systemie wsparcia. Wytwórcy, w odniesieniu do instalacji, dla których wydano potwierdzenie przyjęcia deklaracji, mogli wziąć udział we właściwych aukcjach tj. o parametrach odpowiadających instalacjom OZE, objętych treścią ww. potwierdzenia.

Zarówno wniosek o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji, jak i deklarację o przystąpieniu do aukcji przedsiębiorcy mogli składać za pośrednictwem systemu IPA.

29 sierpnia 2019 r. weszły w życie przepisy ustawy z 19 lipca 2019 r., umożliwiające przeprowadzenie aukcji w 2019 r. Przepisy te określiły tryb organizacji i przeprowadzania aukcji, a także maksymalną ilość i wartość energii elektrycznej podlegającej sprzedaży w poszczególnych koszykach aukcyjnych. Nowe uregulowania wprowadziły ponadto wymóg opracowania i uzgodnienia z ministrem właściwym ds. energii tzw. harmonogramu przeprowadzania aukcji. Na stronie internetowej URE opublikowano 14 października 2019 r. szczegółowy harmonogram aukcji przewidzianych do przeprowadzenia w 2019 r.

Po nowelizacji ustawy OZE prekwalifikacja do systemu aukcyjnego odbywała się wg zmodyfikowanych zasad, zgodnie z którymi w odniesieniu do wniosków o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji wyłączono obowiązek przedstawiania przez wytwórców prawomocnej decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla projektowanej instalacji lub jej modernizacji, a także wypisu i wyrysu z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego, w przypadku jego sporządzenia.

Ze względów ekonomicznych oraz organizacyjnych ustawodawca drugi rok z rzędu zdecydował o zastosowaniu trybu specjalnego wobec aukcji przeprowadzanych w 2019 r. Powyższa decyzja była spowodowana brakiem możliwości aktualizacji wszystkich elementów funkcjonalnych w ramach obsługiwanej przez URE IPA, a szczególnie mechanizmu rozstrzygania aukcji, który został istotnie rozbudowany jeszcze w 2018 r. w związku z potrzebą wymuszenia konkurencji wśród uczestników mniej popularnych aukcji. W tej sytuacji Prezes URE został ustawowo uprawniony do przeprowadzenia w 2019 r. aukcji z wykorzystaniem jedynie częściowej funkcjonalności IPA. Stosowano zasadę, zgodnie z którą złożone oferty wiązały uczestników aukcji i nie mogły być przez nich wycofane ani zmodyfikowane, a termin przekazania wyników aukcji został odpowiednio wydłużony.

Prezes URE realizując dyspozycje wynikające bezpośrednio z przepisów prawa, a także uwzględniając uzgodniony z ministrem właściwym ds. energii harmonogram przeprowadzania aukcji, 21 października 2019 r. ogłosił 5 pierwszych aukcji – dedykowanych instalacjom „istniejącym", a następnie 29 października 2019 r. ogłosił 7 kolejnych aukcji – dedykowanych instalacjom „planowanym". Aukcje zostały przeprowadzone 25 i 26 listopada 2019 r. oraz 2, 3, 4, 5, 6, 9, 10, 11, 12 i 13 grudnia 2019 r. W aukcjach oznaczonych jako: „AZ/1/2019", „AZ/3/2019", „AZ/5/2019", „AZ/8/2019", „AZ/10/2019", „AZ/11/2019", „AZ/12/2019" 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 42. Rozstrzygnięcie aukcji nr AZ/2/2019

	Aukcja Zwykła Nr AZ/2/2019
Liczba wygranych ofert	2
Liczba wygranych wytwórców	2
Łączna ilość sprzedanej energii [MWh]	219 837,150
Łączna wartość sprzedanej energii [zł]	137 954 584,13
Minimalna cena z oferty [zł]	617,50
Maksymalna cena z oferty [zł]	633,90

Źródło: URE.

Tabela 43. Rozstrzygnięcie aukcji nr AZ/4/2019

	Aukcja Zwykła Nr AZ/4/2019
Liczba wygranych ofert	4
Liczba wygranych wytwórców	4
Łączna ilość sprzedanej energii [MWh]	269 472,549
Łączna wartość sprzedanej energii [zł]	177 447 997,08
Minimalna cena z oferty [zł]	640,55
Maksymalna cena z oferty [zł]	664,49

Źródło: URE.

Tabela 44. Rozstrzygnięcie aukcji nr AZ/6/2019

	Aukcja Zwykła Nr AZ/6/2019
Liczba wygranych ofert	101
Liczba wygranych wytwórców	80
Łączna ilość sprzedanej energii [MWh]	77 837 229,723
Łączna wartość sprzedanej energii [zł]	16 228 229 935,62
Minimalna cena z oferty [zł]	162,83
Maksymalna cena z oferty [zł]	233,29

Źródło: URE.

Tabela 45. Rozstrzygnięcie aukcji nr AZ/7/2019

	Aukcja Zwykła Nr AZ/7/2019
Liczba wygranych ofert	1
Liczba wygranych wytwórców	1
Łączna ilość sprzedanej energii [MWh]	pow. 975 000
Łączna wartość sprzedanej energii [zł]	pow. 390 000 000
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.

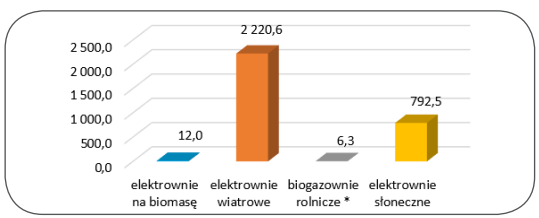
Tabela 46. Rozstrzygnięcie aukcji nr AZ/9/2019

	Aukcja Zwykła Nr AZ/9/2019
Liczba wygranych ofert	759
Liczba wygranych wytwórców	260
Łączna ilość sprzedanej energii [MWh]	11 436 779,782
Łączna wartość sprzedanej energii [zł]	3 633 317 275,72
Minimalna cena z oferty [zł]	269
Maksymalna cena z oferty [zł]	327

Źródło: URE.

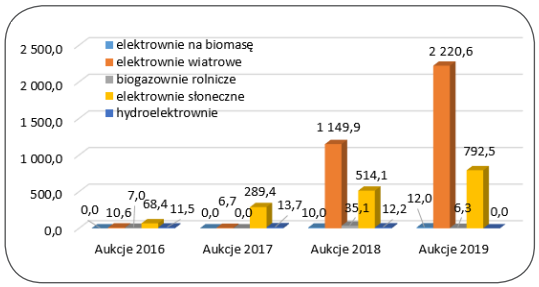
Na poniższych rysunkach przedstawiono wielkość mocy zainstalowanej elektrycznej wygranych ofert w 2019 r. w podziale na rodzaj odnawialnego źródła energii oraz porównanie wielkości łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej wygranych ofert w latach 2016-2019.

Rysunek 47. Łączna moc zainstalowana elektryczna instalacji wytwórców, którzy wygrali aukcje w 2019 r., w podziale na rodzaj odnawialnego źródła energii, wyrażona w MW



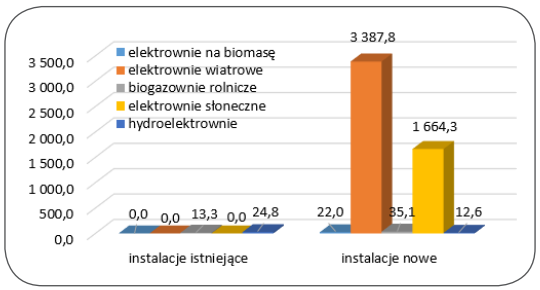
* Łączna moc zainstalowana w przypadku biogazowni rolniczych dotyczy instalacji „istniejących". *Źródło: URE.*

Rysunek 48. Łączna moc zainstalowana elektryczna instalacji, wytwórców którzy wygrali aukcje w latach 2016-2019, w podziale na rodzaj odnawialnego źródła energii, wyrażona w MW



Źródło: URE.

Rysunek 49. Łączna moc zainstalowana elektryczna instalacji wytwórców którzy wygrali aukcje w latach 2016-2019 według typu instalacji: nowa/istniejąca oraz w podziale na rodzaj odnawialnego źródła energii, wyrażona w MW



Źródło: URE.

Zgodnie z powyższymi zestawieniami, w 2019 r. odnotowano historycznie najwyższe zainteresowanie wytwórców aukcjami. W procesie przygotowania do przeprowadzenia aukcji ogromną rolę od-

grywa sprawnie przeprowadzana prekwalifikacja, czyli proces urzędowej oceny zdolności do rozpoczęcia wytwarzania energii w danej instalacji, kończący się dopuszczeniem wytwórców do złożenia oferty. W 2019 r. zostało wydanych 1 418 zaświadczeń o dopuszczeniu do aukcji oraz 43 potwierdzenia przyjęcia deklaracji o przystąpieniu do aukcji. Co warte odnotowania, jakość wniosków i deklaracji, a także kompletność załączanych do nich dokumentów systematycznie rośnie, co świadczy o coraz lepszym przygotowaniu wytwórców.

W wyniku przeprowadzonych rozstrzygnięć zwyciężyły instalacje o najwyższej w dotychczasowej historii tego systemu wsparcia łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej, która osiągnęła poziom 3 031,8 MW, wobec 1 721,3 MW w 2018 r., 309,8 MW w 2017 r. i 97,5 MW w 2016 r. Zdecydowana większość wygranych ofert w 2019 r. dotyczyła instalacji nowych, tj. 3 025,5 MW, natomiast jedynie 6,3 MW przypadło na instalacje istniejące, przy czym należy podkreślić, że były to wyłącznie biogazownie rolnicze. W przypadku elektrowni fotowoltaicznych zwyciężyły instalacje o mocy nie większej niż 1 MW. Z kolei wygrane oferty dla farm wiatrowych i elektrowni biomasowych w całości dotyczyły instalacji o mocy większej niż 1 MW. Wśród biogazowni rolniczych, które w 2019 r. weszły do aukcyjnego systemu wsparcia, 3 MW przypadały na instalacje o mocy większej niż 1 MW, a 3,3 MW na biogazownie o mocy do 1 MW.

Zainteresowanie systemem aukcyjnym przez wytwórców energii elektrycznej w instalacjach istniejących było bardzo niewielkie, w szczególności z uwagi na równolegle funkcjonujące inne mechanizmy wsparcia takie jak system świadectw pochodzenia, taryfy gwarantowanej (FIT), dopłaty do ceny rynkowej (FIP), a także system aukcji rynku mocy.

Prezes URE wydał w 2019 r. szereg komunikatów i informacji wyjaśniających zagadnienia problemowe związane ze stosowaniem przepisów ustawy OZE. Do najważniejszych publikacji zaliczyć należy:

- opublikowaną 22 stycznia 2019 r. instrukcję dotyczącą realizacji obowiązków sprawozdawczych za 2018 r. przez 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 przeprowadzone w latach 2016-2018,
- opublikowany 11 października 2019 r. nowy Regulamin Aukcji na sprzedaż energii elektrycznej wytwarzanej w instalacjach odnawialnego źródła energii, uwzględniający regulacje ustawy z 19 lipca 2019 r.,
- Informację Prezesa URE nr 74/2019 z 14 października 2019 r. w sprawie możliwości zmiany terminu sprzedaży po raz pierwszy energii elektrycznej wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii na potrzeby aukcyjnego systemu wsparcia,
- Komunikat Prezesa URE nr 75/2019 z 14 października 2019 r. w sprawie harmonogramu aukcji planowanych do przeprowadzenia w roku 2019,
- Informację Prezesa URE nr 82/2019 z 13 listopada 2019 r. w sprawie możliwości stosowania wybranych przepisów ustawy o odnawialnych źródłach energii objętych tzw. „klauzulą zawieszającą".

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 ramach 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 42 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 24 miesięcy od dnia zamknięcia aukcji;
  - wyłącznie energię wiatru na lądzie – w terminie 33 miesięcy od dnia zamknięcia aukcji;
  - wyłącznie energię wiatru na morzu – w terminie 72 miesięcy od dnia zamknięcia aukcji.

W 2019 r. szczególną rolę odgrywały także rozwiązania prawne dedykowane wytwórcom, których oferty wygrały aukcje tj. możliwość wy-

Tabela 47. Dane dotyczące instalacji „nowych", dla których zrealizowany został obowiązek, o którym mowa w art. 83 ust. 1 pkt 2 ustawy OZE, a rozpoczęcie wytwarzania lub sprzedaży energii elektrycznej w systemie aukcyjnym nastąpiło do 31 grudnia 2019 r.*

Rodzaj instalacji odnawialnego źródła energii	Aukcje przeprowadzone w 2016 r.		Aukcje przeprowadzone w 2017 r.		Aukcje przeprowadzone w 2018 r.	
	liczba instalacji [szt.]	łączna moc zainstalowana elektryczna [MW]	liczba instalacji [szt.]	łączna moc zainstalowana elektryczna [MW]	liczba instalacji [szt.]	łączna moc zainstalowana elektryczna [MW]
wykorzystująca energię promieniowania słonecznego	62	59,515	322	275,790	9	4,915
wykorzystująca energię wiatru na lądzie	1	0,800	2	1,700	1	0,850
wykorzystująca wyłącznie biogaz rolniczy	-	-	-	-	1	0,999
wykorzystująca hydroenergię	-	-	-	-	2	6,716
Razem	63	60,315	324	277,490	13	13,480
					Razem moc [MW]	**351,285**
					Razem liczba instalacji	**400**

* Wg stanu na 9 marca 2020 r.

Źródło: URE.

dłużenia terminu sprzedaży energii po raz pierwszy, co w szczególności dotyczy ofert składanych w 2018 r., a także uzyskanie zgody Prezesa URE na przeniesienie praw i obowiązków wynikających z wygranej aukcji, wymaganej w przypadku zmiany właściciela instalacji, która wygrała aukcję. Obydwie regulacje spotkały się z dużym zainteresowaniem wytwórców.

Podsumowując należy wskazać, że obowiązek wynikający z art. 83 ust. 1 pkt 2 ustawy OZE dotyczący odpowiednio potwierdzenia rozpoczęcia wytwarzania energii elektrycznej bądź sprzedaży tej energii w aukcyjnym systemie wsparcia, został zrealizowany w 2019 r. łącznie dla 247 nowych instalacji odnawialnego źródła energii, o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej 219,241 MW.

W tab. 47 przedstawiono dane dotyczące stanu realizacji instalacji, które zostały objęte zwycięskimi ofertami.

4. Nowe systemy wsparcia wysokosprawnej kogeneracji

Rok 2019 był kolejnym rokiem zmian w funkcjonowaniu sektora elektroenergetycznego w Polsce, będących następstwem wejścia w życie ustawy o CHP, która z wyszczególnionymi w ustawie wyjątkami weszła w życie 25 stycznia 2019 r. Ustawa o CHP w swoich założeniach ma ograniczyć niekorzystne zjawiska środowiskowe, przy jednoczesnym zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw ciepła i energii elektrycznej, a także ma poprawić efektywność wykorzystania nośników energii poprzez rozwój wysokosprawnej kogeneracji. Powyższe cele mają zostać osiągnięte dzięki wsparciu w postaci premii dopłacanych wytwórcom do ceny energii elektrycznej w ramach następujących systemów:

1) aukcyjny system wsparcia – w formie premii kogeneracyjnej dla jednostek kogeneracji (nowych i znacznie zmodernizowanych) o mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 1 MW i mniejszej niż 50 MW, które wygrają aukcje ogłaszane, przeprowadzane i rozstrzygane przez Prezesa URE,
2) system wsparcia w formie premii gwarantowanej (wysokość premii określana jest przez Ministra Energii w rozporządzeniu) dla:
   – jednostek kogeneracji (istniejących i zmodernizowanych) o mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 1 MW i mniejszej niż 50 MW;
   – małych jednostek kogeneracji (nowych, znacznie zmodernizowanych, istniejących lub zmodernizowanych), wchodzących w skład źródła o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 1 MW,
3) system wsparcia w formie premii gwarantowanej indywidualnej (wysokość premii ustalana jest indywidualnie w drodze decyzji Prezesa URE) dla jednostek kogeneracji (istniejących i zmodernizowanych) o mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 50 MW,
4) system wsparcia w postaci naboru – w formie premii kogeneracyjnej indywidualnej dla jedno-

stek kogeneracji (nowych i znacznie zmodernizowanych) o mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 50 MW, które wygrają nabory ogłaszane i przeprowadzane przez Prezesa URE.

Przed otrzymaniem wsparcia, wszystkie jednostki kogeneracji muszą uzyskać decyzję Prezesa URE o dopuszczeniu do udziału w odpowiednim systemie (postępowanie w tej sprawie prowadzone będzie na wniosek przedsiębiorcy).

Niezależnie od realizacji zadań w zakresie zapewnienia funkcjonowania systemu wsparcia CHP w dotychczas obowiązującym kształcie (ostatnie świadectwa pochodzenia z kogeneracji zostały wydane w 2019 r. za energię wytworzoną do końca 2018 r.), w URE prowadzono działania w zakresie przygotowania do wdrożenia, przewidzianych przepisami ustawy o CHP, czterech ww. nowych systemów wsparcia. W wyniku tych prac opracowano Regulamin Aukcji i Regulamin Naboru, które w wersji dostosowanej do przepisów znowelizowanej ustawy o CHP, zostały zatwierdzone przez ministra właściwego do spraw energii i opublikowane na stronie internetowej URE.

Równolegle do przygotowań związanych z operacyjnym uruchomieniem nowych systemów wsparcia, serwis internetowy URE uzupełniono o podstronę dedykowaną wytwórcom wytwarzającym energię elektryczną z wysokosprawnej kogeneracji, na której zamieszczone zostały wydane przez Prezesa URE komunikaty dotyczące zasad funkcjonowania nowych systemów wsparcia, Regulamin Aukcji, Regulamin Naboru oraz ogłoszenia o aukcji i naborze.

W Informacjach Prezesa URE:

- nr 35/2019 przedstawione zostały zasady funkcjonowania systemu wsparcia w formie premii gwarantowanej, w tym warunki formalne, od spełnienia których ustawodawca uzależnił możliwość skorzystania z tego wsparcia,
- nr 41/2019 wskazane zostały zasady stosowania pojęcia „mocy zainstalowanej elektrycznej" zdefiniowanego w art. 2 pkt 12 ustawy o CHP,
- nr 59/2019 przedstawione zostały zasady funkcjonowania systemu wsparcia w formie premii kogeneracyjnej (aukcje CHP), w tym warunki formalne, od spełnienia których ustawodawca uzależnił możliwość skorzystania z tego wsparcia,
- nr 67/2019 przedstawione zostały zasady funkcjonowania systemu wsparcia w formie premii kogeneracyjnej indywidualnej (nabór CHP), w tym warunki formalne, od spełnienia których ustawodawca uzależnił możliwość skorzystania z tego wsparcia.

Opublikowanie rozporządzenia Ministra Energii z 21 sierpnia 2019 r. w sprawie maksymalnej ilości i wartości energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji objętej wsparciem oraz jednostkowych wysokości premii gwarantowanej w roku 2019 oraz 2020[103] oraz rozporządzenia Ministra Energii z 21 sierpnia 2019 r. w sprawie wartości referencyjnych dla nowych i znacznie zmodernizowanych jednostek kogeneracji w roku 2019[104] umożliwiło Prezesowi URE ogłoszenie 17 września 2019 r. naboru na premię kogeneracyjną indywidualną oznaczonego jako: „Nr NCHP/1/2019", a 13 listopada 2019 r. aukcji na premię kogeneracyjną oznaczoną jako: „Nr ACHP/1/2019".

W okresie 18-20 grudnia 2019 r. odbył się nabór na premię kogeneracyjną indywidualną, który nie został rozstrzygnięty z powodu braku złożenia w naborze co najmniej jednej oferty spełniającej wymagania określone w ustawie o CHP.

W okresie 17-20 grudnia 2019 r. odbyła się aukcja na premię kogeneracyjną za sprzedaż energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji wytworzonej w jednostkach kogeneracji, o których mowa w art. 4 ust. 1 ustawy o CHP (tj. w nowej jednostce kogeneracji o mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 1 MW i mniejszej niż 50 MW lub w znacznie zmodernizowanej jednostce kogeneracji o mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 1 MW i mniejszej niż 50 MW), które uzyskały decyzję o dopuszczeniu do udziału w aukcji, o której mowa w art. 19 ust. 1 wyżej wskazanej ustawy. Wyniki aukcji zostały opublikowane w Biuletynie Informacji Publicznej URE 23 grudnia 2019 r.

Tabela 48. Podsumowanie rozstrzygnięcia aukcji CHP

	Aukcja Nr ACHP/1/2019
Liczba wygranych ofert	5
Liczba wygranych wytwórców	5
Łączna ilość energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji [MWh]	3 633 079,060
Wartość premii kogeneracyjnej [zł]	307 822 451,94
Minimalna wysokość premii kogeneracyjnej [zł/MWh]	60,00
Maksymalna wysokość premii kogeneracyjnej [zł/MWh]	98,13

Źródło: URE.

[103] Dz. U. z 2019 r. poz. 1671.
[104] Dz. U. z 2019 r. poz. 1669.

W ramach systemu wsparcia w formie premii gwarantowanej indywidualnej, zostało złożonych 9 wniosków wytwórców energii elektrycznej w istniejących jednostkach kogeneracji o mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 50 MW, o dopuszczenie do premii gwarantowanej indywidualnej. Dwa z nich zostały wycofane, natomiast w przypadku pozostałych 7 toczy się postępowanie wyjaśniające.

Tabela 49. Zestawienie wydanych w 2019 r. decyzji o dopuszczeniu do nowych systemów wsparcia

Forma systemu wsparcia	Liczba wydanych decyzji
Premia gwarantowana	9
Premia gwarantowana indywidualna	-
Premia kogeneracyjna	6
Premia kogeneracyjna indywidualna	-

Źródło: URE.

5. 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; 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, oraz opłaty kogeneracyjnej, o której mowa w art. 60 ust. 1 ustawy o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, wyrażoną w procentach

– wraz z opinią biegłego rewidenta potwierdzającą prawidłowość wyliczenia wartości współczynnika intensywności zużycia energii elektrycznej.

W konsekwencji podmioty, które zamierzały skorzystać w 2020 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 2019 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 świadectw pochodzenia „zielonych" i „błękitnych" lub uiszczenia opłaty zastępczej oraz ulgi w zakresie wnoszenia opłaty OZE, a także opłaty kogeneracyjnej.

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 dotyczą-

ce 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 przemysłowego[105].

W związku z powyższym, Prezes URE opublikował Informację nr 77/2019 dla odbiorców przemysłowych zamierzających skorzystać w 2020 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, Prezes URE 31 grudnia 2019 r. sporządził i opublikował w Biuletynie Informacji Publicznej URE Informację nr 109/2019 w sprawie wykazu odbiorców przemysłowych, którzy złożyli oświadczenie, o którym mowa w art. 52 ust. 3 ustawy OZE. W wykazie tym znalazło się łącznie 349 podmiotów, z czego 52 to odbiorcy przemysłowi, o których mowa w art. 52 ust. 2 pkt 1 ustawy OZE[106].

Natomiast odbiorcy przemysłowi uczestniczący w 2018 r. w systemie wsparcia OZE, uwzględnieni w Informacji Prezesa URE nr 87/2017 z 28 grudnia 2017 r. (zaktualizowanej Informacją Prezesa URE nr 36/2018 oraz nr 8/2019) 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 2019 r. informacji o ilości energii elektrycznej zakupionej na własny użytek w 2018 r., spełnieniu warunków, o których mowa w art. 53 ust. 1 ustawy OZE oraz o wykonaniu obowiązku, o którym mowa w art. 52 ust. 1 ww. ustawy[107], 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 2019 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 w brzmieniu obowiązującym w odniesieniu do roku obowiązku 2018, 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 dotyczył obowiązek, o którym mowa w art. 52 ust. 1 ustawy OZE.

W wyniku przeprowadzonej w 2019 r. kontroli realizacji wykonania obowiązku przez odbiorców przemysłowych w ww. zakresie Prezes URE wszczął 11 postępowań administracyjnych w związku z ujawnionymi naruszeniami powołanych wyżej przepisów. Spośród wszczętych postępowań, 7 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.

Działając zgodnie z dyspozycją art. 55a ust. 1 ustawy OZE, Prezes URE sporządził i opublikował 30 grudnia 2019 r. w Biuletynie Informacji Publicznej URE Informację nr 105/2019 przedstawiającą wykaz podmiotów objętych sankcją określoną w art. 55 ust. 1 ustawy OZE, tj. tych, które w latach 2019-2023 nie mogą korzystać z ulg przewidzianych dla odbiorców przemysłowych.

Odbiorcy przemysłowi w systemie wsparcia kogeneracji

W 2019 r. odbiorcy przemysłowi realizowali obowiązek, o którym mowa w art. 9a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne (w brzmieniu obowiązującym do 24 stycznia 2019 r.), tj. obowiązek w zakresie uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia z kogeneracji względnie uisz-

[105] Dz. U. z 2016 r. poz. 2054.

[106] 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.

[107] Ostatnia informacja dotyczy odbiorców przemysłowych, o których mowa w przypisie wyżej.

czenia opłaty zastępczej (dalej: „obowiązek CHP") za rok 2018. Do samodzielnej realizacji tego obowiązku uprawnieni byli odbiorcy przemysłowi, którzy w 2017 r. zużyli nie mniej niż 100 GWh energii elektrycznej oraz złożyli oświadczenie, o którym mowa w art. 9a ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne (w brzmieniu obowiązującym do 24 stycznia 2019 r.) oraz zostali ujęci w Informacji Prezesa URE nr 83/2017 z 21 grudnia 2017 r. stanowiącej wykaz odbiorców przemysłowych na rok 2018.

Z kolei od 15 kwietnia 2019 r., podmioty uwzględnione w Informacji Prezesa URE nr 79/2019 w sprawie wykazu odbiorców przemysłowych, którzy złożyli oświadczenie, o którym mowa w art. 52 ust. 3 ustawy OZE, mogły korzystać z ulgi określonej w art. 62 ust. 2 ustawy o CHP, tj. ulgi w zakresie opłaty CHP. Posiadanie statusu odbiorcy przemysłowego zmniejsza podstawę do obliczenia opłaty kogeneracyjnej pobieranej od tego odbiorcy odpowiednio do 80%, 60% lub 15% w stosunku do ilości energii elektrycznej zakupionej na własny użytek, pobranej z sieci i zużytej przez odbiorcę przemysłowego w danym okresie rozliczeniowym. Wysokość należnej ulgi została wskazana w ww. Informacji Prezesa URE nr 79/2019.

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. Spośród 39 odbiorców przemysłowych ujętych w Informacji Prezesa URE nr 83/2017 z 21 grudnia 2017 r., dwóch odbiorców przemysłowych nie wykonało powyższego obowiązku sprawozdawczego, co podlega karze zgodnie z art. 56 ust. 1 pkt 34 ustawy – Prawo energetyczne (w brzmieniu obowiązującym do 24 stycznia 2019 r.).

6. 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 2020 r. 176 sprzedawców zobowiązanych na obszarze działania 176 operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych oraz sprzedawcę zobowiązanego na obszarze działania operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego. Dane na temat wyznaczonych na 2020 r. sprzedawców zobowiązanych zostały zawarte w Informacji Prezesa URE nr 88/2019 z 9 grudnia 2019 r.

7. Kalkulacja stawki opłaty OZE

Opłata OZE – wprowadzona przepisami ustawy OZE – pobierana jest za dostępność energii ze źródeł odnawialnych w krajowym systemie elektroenergetycznym i przeznaczana wyłącznie na pokrycie ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 1 pkt 4 lub ust. 2 pkt 3 ustawy OZE oraz kosztów działalności operatora rozliczeń energii odnawialnej. Zgodnie z art. 96 ust. 1 ustawy OZE, opłatę OZE oblicza się jako iloczyn stawki opłaty OZE oraz sumy ilości energii elektrycznej pobranej z sieci i zużytej przez odbiorców końcowych przyłączonych:

1) bezpośrednio do sieci danego płatnika opłaty OZE,

2) do sieci przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, niebędącego płatnikiem opłaty OZE, przyłączonego do sieci płatnika opłaty OZE,
3) do sieci przedsiębiorstwa energetycznego wytwarzającego energię elektryczną przyłączonego do sieci płatnika opłaty OZE bezpośrednio lub poprzez sieć przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego na ich rzecz usługę przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.

Przepisy ustawy OZE precyzują elementy składowe służące skalkulowaniu wysokości stawki opłaty OZE. Należą do nich:
1) suma środków przeznaczonych na pokrycie ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 1 pkt 4 oraz ust. 2 pkt 3 ustawy OZE (K_{OZEfi}) planowana w oparciu o:
   a) informacje o planowanych przez operatora rozliczeń energii odnawialnej w roku następnym wypłatach na pokrycie ujemnego salda;
   b) maksymalną ilość energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii, jaka może zostać sprzedana w drodze aukcji w następnym roku kalendarzowym, określoną w przepisach wydanych na podstawie art. 72 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, wyliczaną 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 50. Zestawienie wysokości stawek opłaty OZE, wraz ze wskazaniem okresu ich obowiązywania i podstawą dla ustalenia ich wysokości[108)]

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
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
0,00	od 1.01.2020 r. do 31.12.2020 r.	Informacja Prezesa URE nr 84/2019

Źródło: URE.

W myśl art. 98 ust. 4 ustawy OZE istnieje także możliwość zmiany stawki opłaty OZE obowiązującej w danym roku. W świetle brzmienia tego przepisu 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.

[108)] Na podstawie stanu prawnego obowiązującego na dzień sporządzenia niniejszego Sprawozdania.

W 2019 r. Prezes URE nie skorzystał z tego uprawnienia.

8. Wydawanie i umarzanie świadectw pochodzenia, świadectw pochodzenia biogazu rolniczego oraz świadectw pochodzenia z kogeneracji. Wydawanie gwarancji pochodzenia

W 2019 r. Prezes URE wydał 16 516 świadectw pochodzenia OZE na łączny wolumen 20 776 144,689 MWh (za produkcję w 2016 r., 2017 r., 2018 r. i 2019 r.) oraz 661 świadectw CHP na łączny wolumen 14 026 448,900 MWh (za produkcję w 2018 r.). Ponadto Prezes URE wydał 4 184 gwarancji pochodzenia OZE i CHP (za produkcję w 2017 r., 2018 r. i 2019 r.).

Biorąc pod uwagę złożone wnioski o wydanie świadectw pochodzenia, gwarancji pochodzenia i świadectw pochodzenia z kogeneracji, Prezes URE w 103 przypadkach wydał postanowienia o odmowie ich wydania (75 świadectw pochodzenia OZE, 2 świadectwa pochodzenia CHP oraz 26 gwarancji pochodzenia). Przyczyną odmowy było: uchybienie przez wnioskodawców terminom przedłożenia operatorowi systemu elektroenergetycznego wniosków o wydanie świadectw/gwa-

Tabela 51. Gwarancje pochodzenia (CHP) wydane w 2019 r. (za produkcję w 2016 r., 2017 r. i 2018 r.)

	Okres wytwarzania 1.10.2016 r. – 31.12.2016 r.		Okres wytwarzania 1.01.2017 r. – 31.12.2017 r.		Okres wytwarzania 1.01.2018 r. – 31.12.2017 r.	
	ilość energii [MWh]	liczba GP [szt.]	ilość energii [MWh]	liczba GP [szt.]	ilość energii [MWh]	liczba GP [szt.]
Łącznie	1 047	3	5 724	1	2 903 448	19

Źródło: URE.

Tabela 52. Świadectwa pochodzenia z kogeneracji wydane w 2019 r. (za produkcję w 2018 r.) w rozbiciu na poszczególne rodzaje jednostek kogeneracji wraz z wolumenem energii

Rodzaje jednostek kogeneracji	Okres wytwarzania 1.01.2018 r. – 31.12.2018 r.	
	ilość energii [MWh]	liczba SP CHP [szt.]
opalana paliwami gazowymi lub o łącznej mocy elektrycznej zainstalowanej < 1 MW (CHP1)	2 617 825,48	429
o łącznej mocy elektrycznej zainstalowanej ≥ 1 MW, nieopalana paliwami wskazanymi wyżej (CHP2)	11 222 104,44	176
opalana metanem uwalnianym i ujmowanym przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego lub gazem uzyskiwanym z przetwarzania biomasy (CHP3)	186 518,99	56

Źródło: URE.

Tabela 53. Świadectwa pochodzenia wydane w 2019 r. (za produkcję w 2016 r. i 2017 r.) w rozbiciu na poszczególne technologie wytwarzania wraz z wolumenem energii

Rodzaj OZE	Okres wytwarzania 1.01.2016 r. – 31.12.2016 r.		Okres wytwarzania 1.01.2017 r. – 31.12.2017 r.	
	ilość energii [MWh]	liczba SP [szt.]	ilość energii [MWh]	liczba SP [szt.]
Instalacje wykorzystujące biogaz*	866,235	1	2 530,505	1
Instalacje wykorzystujące biomasę	0,000	0	0,000	0
Instalacje wykorzystujące energię promieniowania słonecznego	177,250	4	114,847	5
Instalacje wykorzystujące energię wiatru	0,000	0	0,000	0
Instalacje wykorzystujące hydroenergię	68,890	3	12 908,172	16
Instalacje wykorzystujące technologię współspalania biomasy, biopłynów, biogazu lub biogazu rolniczego z innymi paliwami	0,000	0	0,000	0
Łącznie	**1 112,375**	**8**	**15 553,524**	**22**

* W tym instalacje wykorzystujące biogaz rolniczy.

Źródło: URE.

rancji[109)], a także niespełnienie innych wymogów wynikających z przepisów prawa.

Umarzanie świadectw pochodzenia, świadectw pochodzenia biogazu rolniczego oraz świadectw pochodzenia z kogeneracji

W 2019 r. odbiorcy przemysłowi, przedsiębiorstwa energetyczne, odbiorcy końcowi oraz towarowe domy maklerskie lub domy maklerskie, w celu wywiązania się za lata 2018 i 2019 z obowiązku umorzenia świadectw pochodzenia i świadectw pochodzenia biogazu rolniczego oraz za rok 2018 z obowiązku umorzenia świadectw pochodzenia z kogeneracji względnie uiszczenia opłaty zastępczej, występowały do Prezesa URE z wnioskami o umorzenie tych świadectw.

W 2019 r. Prezes URE wydał 793 decyzje umarzające świadectwa OZE na łączną ilość 14 059 302,220 MWh energii elektrycznej oraz 417 decyzji umarzających świadectwa pochodzenia z kogeneracji na łączną ilość 22 193 190,097 MWh (w przypadku świadectw pochodzenia z kogeneracji wszystkie wnioski o umorzenie zostały rozpatrzone pozytywnie).

Tabela 54. Świadectwa pochodzenia wydane w 2019 r. (za produkcję w 2018 r. i 2019 r.) w rozbiciu na poszczególne technologie wytwarzania wraz z wolumenem energii

Rodzaj OZE	Okres wytwarzania 1.01.2018 r. – 31.12.2018 r.		Okres wytwarzania 1.01.2019 r. – 31.12.2019 r.	
	ilość energii [MWh]	liczba SP [szt.]	ilość energii [MWh]	liczba SP [szt.]
Instalacje wykorzystujące biogaz*	228 116,219	429	705 771,872	1 392
Instalacje wykorzystujące biomasę	1 654 165,282	80	2 539 245,270	188
Instalacje wykorzystujące energię promieniowania słonecznego	20 902,086	416	67 863,758	780
Instalacje wykorzystujące energię wiatru	3 105 340,098	2 261	10 924 589,796	8 345
Instalacje wykorzystujące hydroenergię	110 729,473	744	366 478,976	1 779
Instalacje wykorzystujące technologię współspalania biomasy, biopłynów, biogazu lub biogazu rolniczego z innymi paliwami	393 426,232	26	642 849,728	46
Łącznie	**5 512 679,390**	**3 956**	**15 246 799,400**	**12 530**

* W tym instalacje wykorzystujące biogaz rolniczy.

Źródło: URE.

Tabela 55. Gwarancje pochodzenia (OZE) wydane w 2019 r. w rozbiciu na poszczególne technologie wytwarzania wraz z wolumenem energii (za produkcję w 2018 r. i 2019 r.)

Rodzaj OZE	Okres wytwarzania[110)] 1.01.2018 r. – 31.12.2018 r.		Okres wytwarzania 1.01.2019 r. – 31.12.2019 r.	
	ilość energii [MWh]	liczba GP [szt.]	ilość energii [MWh]	liczba GP [szt.]
Instalacje wykorzystujące biogaz*	271 920	97	164 730	218
Instalacje wykorzystujące biomasę	788 969	24	2 220 583	63
Instalacje wykorzystujące energię promieniowania słonecznego	4 712	20	8 497	46
Instalacje wykorzystujące energię wiatru	4 144 935	826	8 271 838	2 549
Instalacje wykorzystujące hydroenergię	358 691	100	695 372	207
Instalacje wykorzystujące technologię współspalania biomasy, biopłynów, biogazu lub biogazu rolniczego z innymi paliwami	137 998	3	189 194	8
Łącznie	**5 707 225**	**1 070**	**11 550 214**	**3 091**

* W tym instalacje wykorzystujące biogaz rolniczy.

Źródło: URE.

[109)] 45 dni od dnia zakończenia okresu wytworzenia danej ilości energii elektrycznej objętej wnioskiem o wydanie SP OZE (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).

[110)] Zgodnie art. 121 ust. 2 ustawy OZE, wniosek należy złożyć do operatora systemu elektroenergetycznego 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 2018 r. mogły być składane również w 2019 r.

Ponadto Prezes URE wydał 12 decyzji umarzających świadectwa pochodzenia z kogeneracji tzw. „korekcyjnych" na łączny wolumen 10 416,196 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 56. Wolumen energii elektrycznej wynikający z umorzonych SP OZE w 2019 r.

Realizacja obowiązku za rok	Wolumen energii wynikający z umorzonych SP OZE [MWh]		
	„zielonych"	„błękitnych"	„zielonych" i „błękitnych" razem
2018	6 961 835,789	349 870,066	7 311 705,855
2019	6 655 497,242	92 099,123	6 747 596,365
Łącznie	**13 617 333,031**	**441 969,189**	**14 059 302,220**

Źródło: URE.

Tabela 57. Wolumen energii elektrycznej wynikający z umorzonych w 2019 r. świadectw pochodzenia z kogeneracji, w celu realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 9a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne za rok 2018

Rodzaj jednostki kogeneracji	Wolumen energii wynikający z umorzonych SP CHP [MWh]*
CHP1	5 500 735,085
CHP2	16 251 459,540
CHP3	440 995,472
Łącznie	**22 193 190,097**

* 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 uiszczania opłat zastępczych

Obowiązek CHP

Zgodnie z art. 9a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne[111] (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 pochodze nia z kogeneracji, o którym mowa w art. 9l ust. 1 lub uiścić opłatę zastępczą, w terminie określonym w ust. 15. Należy podkreślić, że rok 2018 był ostatnim, za jaki podmioty zobowiązane realizowały obowiązek CHP a termin jego realizacji upłynął 30 czerwca 2019 r.

Prezes URE w 2019 r. zakończył kontrolę realizacji przez ww. podmioty obowiązku CHP za 2014 rok, kontynuował kontrolę realizacji tego obowiązku za lata 2015-2016 oraz rozpoczął gromadzenie danych niezbędnych do przeprowadzenia analizy jego realizacji za lata 2017-2018. Poziom realizacji obowiązku CHP przez podmioty zobowiązane (z uwzględnieniem odbiorców przemysłowych realizujących od 11 września 2013 r. samodzielnie przedmiotowy obowiązek), wg stanu na 31 grudnia 2019 r., przedstawiono w poniższej tabeli.

Tabela 58. Realizacja obowiązku CHP w latach 2013-2018

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	413 558,583	45 261 040,17	754 350,670
2014 r.			
CHP1*	2 196 050,770	117 881 813,89	1 071 652,854
CHP2*	10 605 668,437	97 095 274,26	8 826 843,115
CHP3	611 514,017	48 177 300,78	761 576,048
2015 r.			
CHP1	4 602 096,014	200 000 739,26	1 644 337,246
CHP2	21 021 551,360	95 728 490,39	8 702 590,035
CHP3	416 242,089	79 127 514,88	1 250 830,144
2016 r.			
CHP1	5 239 948,348	321 393 604,84	2 571 148,839
CHP2	21 231 842,844	96 924 450,52	8 811 313,684
CHP3	401 987,674	97 244 556,83	1 543 564,394

[111] Do 3 kwietnia 2015 r. obowiązek ten wynikał z art. 9a ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne.

Rodzaj jednostki kogeneracji	Ilość energii elektrycznej wynikająca z umorzonych ŚP [MWh]	Wielkość uiszczonej opłaty zastępczej [zł]**	Ilość energii wynikająca z wniesionych opłat zastępczych [MWh]
2017 r.			
CHP1	6 609 454,613	342 354 509,59	2 852 954,247
CHP2	20 979 193,815	103 473 190,60	10 347 319,060
CHP3	442 758,255	111 356 541,58	1 988 509,671
2018 r.			
CHP1	7 074 634,045	450 575 513,84	3 918 047,946
CHP2	20 324 634,806	101 530 513,34	11 281 168,149
CHP3	452 181,039	154 585 390,21	2 760 453,397

* 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.

W związku z kontrolą realizacji przez podmioty zobowiązane obowiązku CHP, Prezes URE prowadził w 2019 r. postępowania administracyjne w przedmiocie wymierzenia kar pieniężnych z tytułu jego nie zrealizowania. W okresie tym prowadzone były również 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 2019 r. postępowań przedstawiono w poniższej tabeli, przy czym od części decyzji Prezesa URE w przedmiocie wymierzenia kar pieniężnych zostały złożone odwołania.

Tabela 59. Zestawienie zakończonych w 2019 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	30	6 038 900,99
art. 28	0	1	1	1 050,00
Łącznie	**2**	**1**	**31**	**6 039 950,99**

Źródło: URE.

Obowiązek OZE

Prezes URE w 2019 r. kontynuował kontrolę realizacji obowiązku w zakresie umarzania świadectw pochodzenia lub świadectw pochodzenia biogazu rolniczego, o którym mowa w art. 52 ust. 1 ustawy OZE (dalej: „obowiązek OZE")[112]. Zgodnie z ww. przepisem przedsiębiorstwo energetyczne, odbiorca końcowy, odbiorca przemysłowy oraz towarowy dom maklerski lub dom maklerski, o których mowa w art. 52 ust. 2 ustawy OZE, są obowiązane:

a) 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
b) 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 2019 r. Prezes URE kontynuował kontrolę realizacji tego obowiązku za lata 2015-2016 oraz rozpoczął kontrolę jego realizacji za 2017 r. i 2018 r. W związku z rozpoczętą kontrolą realizacji za lata 2017-2018, na stronie internetowej urzędu 30 sierpnia 2019 r. została zamieszczona informacja zawierająca wezwanie do przekazania informacji na temat sprzedaży energii elektrycznej we wskazanych latach. Na wymienione wezwanie odpowiedziało blisko 1 250 podmiotów zobowiązanych do udzielenia przedmiotowych informacji. Według stanu na 31 grudnia 2019 r., realizacja obowiązku OZE przez podmioty zobowiązane (z uwzględnieniem odbiorców przemysłowych realizujących samodzielnie przedmiotowe obowiązki) kształtowała się jak przedstawiono w poniższej tabeli.

[112] 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 60. Realizacja obowiązku OZE w latach 2013-2018

Rok	Ilość energii elektrycznej wynikająca z umorzonych ŚP [MWh]	Wielkość uiszczonej 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	6 256 596,97	20 853,238
2015	16 769 346,426	3 579 285,87	11 929,760
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
błękitny	368 999,758	0,00	0,000
2017**			
zielony	19 013 074,299	421,84	1,470
błękitny	531 140,903	62 665 223,65	208 863,193
2018**			
zielony	18 724 220,096	149 563 654,41	1 152 439,930
błękitny	475 751,819	44 357 521,04	147 843,620

* Obowiązek został podzielony na okresy półroczne ze względu na wejście w życie 1 lipca 2016 r. rozdziału 4 ustawy OZE.

** Dane dotyczące wielkości uiszczonej opłaty zastępczej ulegają zmianom ze względu na przeksięgowania lub zwroty opłat zastępczych.

Źródło: URE.

W związku z kontrolą realizacji przez podmioty zobowiązane obowiązku OZE, Prezes URE w 2019 r. prowadził postępowania administracyjne w przedmiocie wymierzenia kar pieniężnych z tytułu braku jego realizacji, których zestawienie przedstawiono w poniższej tabeli. Od części decyzji w przedmiocie wymierzenia kar pieniężnych zostały złożone odwołania.

Tabela 61. Zestawienie prowadzonych i zakończonych w 2019 r. postępowań w ramach kontroli realizacji obowiązków OZE

Obowiązek	Liczba decyzji umarzających postępowanie	Liczba decyzji o odstąpieniu od wymierzenia kary	Liczba decyzji o nałożeniu kary pieniężnej	Łączna wysokość nałożonych kar pieniężnych [zł]
OZE	15	0	50	27 263 671,66

Źródło: URE.

10. Wydawanie i umarzanie świadectw efektywności energetycznej

Ustawa o efektywności energetycznej, która weszła w życie 1 października 2016 r., wprowadziła nowe zasady wydawania świadectw efektywności energetycznej. 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 (a 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), mógł 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 ustawy z 15 kwietnia 2011 r. 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 30 czerwca roku następującego po roku, którego dotyczy obowiązek.

W 2018 r. Prezes URE wydał 538 świadectw efektywności energetycznej o łącznej wartości 220 511,415 toe, w tym 52 świadectwa (na wolumen 117 411,988 toe) na „starych" zasadach dla podmiotów, które wygrały dotychczas rozstrzygnięte przetargi na wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej oraz 486 świadectw według „nowych" zasad na wolumen 103 099,427 toe. Ponadto Prezes URE wydał 53 postanowienia o odmowie wydania świadectwa efektywności energetycznej. Najczęstszymi przyczynami odmowy wydawania takiego świadectwa było rozpoczęcie realizacji przedsięwzięcia służącego poprawie efektywności energetycznej przed złożeniem wniosku o jego wydanie (niespełnienie tzw. efektu zachęty) oraz nieujęcie przedsięwzięć wskazanych we wnioskach o wydanie świadectwa efektywności energetycznej w *Szczegółowym wy-*

kazie przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej ogłoszonym w Obwieszczeniu Ministra Energii z 23 listopada 2016 r., na podstawie delegacji ustawowej zawartej w art. 19 ust. 2 ustawy. 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.

Wydawane przez Prezesa URE świadectwa efektywności energetycznej podlegają umorzeniu. Zgodnie bowiem z art. 10 ustawy o efektywności energetycznej jedną z możliwości realizacji obowiązku wynikającego z tego przepisu jest umorzenie świadectw efektywności energetycznej. Przepisy ustawy o efektywności energetycznej stanowią ponadto, że podmiot zobowiązany może zrealizować obowiązek, o którym mowa w art. 10 ust. 1 tej ustawy (w zakresie nierealizowanym opłatą zastępczą) 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 2019 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 2017-2019 oraz w przypadku łącznego rozliczenia obowiązku za okres od 1 października 2016 r. do 31 grudnia 2018 r. i za okres 2017-2018. Szczegółowe informacje w tym zakresie przedstawiono w poniższej tabeli.

Tabela 62. Wolumen umorzonych w 2019 r. świadectw efektywności energetycznej w celu realizacji obowiązku za lata 2016-2019

W celu realizacji obowiązku za rok/okres	Liczba wydanych decyzji [szt.]	Wolumen umorzonych świadectw efektywności energetycznej [toe]
IV kw. 2016 r.	91	25 303,260
2017 r.	73	62 327,764
2018 r.	681	319 379,841
2019 r.	8	11 918,121
IV kw. 2016 r. – 2018 r.	27	16 517,395
2017 r. – 2018 r.	1	22,208
Łącznie	**881**	**435 468,589**

Źródło: 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:

a) 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
b) 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 (w zakresie nierealizowanym opłatą zastępczą) z trzyletnim przesunięciem lub w przypadku złożenia wniosku o łączne rozliczenie do 30 czerwca roku następującego po ostatnim roku z dwuletniego lub trzyletniego okresu realizacji tego obowiązku. Mając na uwadze powyższe terminy, w 2019 r. Prezes URE rozpoczął gromadzenie danych niezbędnych do kontroli wykonania tego obowiązku za IV kwartał 2016 r.

Ponadto Prezes URE realizując nałożony na niego w 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 dane niezbędne do określenia tej wartości, którą następnie opublikował 13 grudnia 2019 r. w Informacji nr 91/2019.

Tabela 63. Realizacja obowiązku efektywnościowego za lata 2013-2018 (według stanu na 31 grudnia 2019 r.)

Rok/Okres	Ilość energii pierwotnej wynikająca z umorzonych świadectw efektywności energetycznej [toe]	Wartość uiszczonej opłaty zastępczej [zł]*	Ilość energii pierwotnej wynikająca z uiszczonej opłaty zastępczej [toe]
Obowiązek z art. 12 dotychczasowej ustawy o efektywności energetycznej			
2013 r.	6 509,732	452 343 155,42	452 343,155
2014 r.	34 788,304	605 211 685,76	605 211,686
2015 r.	133 089,610	529 569 492,46	529 569,492
I-III kwartał 2016 r.	43 601,897	406 185 072,33	406 185,072
Obowiązek z art. 10 ust. 1 ustawy o efektywności energetycznej			
IV kwartał 2016 r.	132 436,168	4 553 746,78	4 553,747
2017 r.	426 586,706	1 057 704,97	705,137
2018 r.	411 495,907	184 779,12	117,320
2019 r.	11 918,121	b/d	b/d
IV kw. 2016 r. – 2017 r.	108,366	0,00	X
IV kw. 2016 r. – 2018 r.	16 517,395	0,00	X
2017 r. – 2018 r.	22,208	0,00	X

* Dane dotyczące wielkości uiszczonej opłaty zastępczej mogą ulec zmianie ze względu na przeksięgowania lub zwroty opłat zastępczych.

Źródło: URE.

W 2019 r. Prezes URE zakończył kontrolę realizacji za rok 2014 obowiązku, o którym mowa w art. 12 dotychczasowej ustawy o efektywności energetycznej, rozpoczął analizę realizacji tego obowiązku za okres 2015 r. – 30 września 2016 r.

W wyniku przeprowadzonej kontroli stwierdzono naruszenia w realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 12 dotychczasowej ustawy o efektywności energetycznej, a także w realizacji obowiązku sprawozdawczego, o którym mowa w art. 14 tej ustawy (tj. obowiązku przedstawienia Prezesowi URE – na jego żądanie – dokumentów lub informacji niezbędnych do oceny wykonania obowiązku, o którym mowa w art. 12 ust. 1 ustawy dotychczasowej). Szczegółowe informacje dotyczące prowadzonych w 2019 r. przez Prezesa URE postępowań karnych w tym zakresie prezentuje poniższa tabela.

Tabela 64. Zestawienie zakończonych w 2019 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	8	77	5 930 820,97
Art. 14	0	1	5 000,00
Łącznie	**8**	**78**	**5 935 820,97**

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 – Prawo przedsiębiorców, 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 oszczędnościach 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 2020 r., wskazując, że do 31 grudnia 2019 r.

do URE wpłynęły 144 zawiadomienia o przeprowadzonych audytach energetycznych przedsiębiorstwa, w tym 5 zawiadomień, które dotyczyły audytu energetycznego przedsiębiorstwa przeprowadzonego w ramach systemu zarządzania energią lub systemu zarządzania środowiskowego. Z przesłanych zawiadomień wynika, że możliwe do uzyskania oszczędności energii finalnej wynoszą 50 001,370 toe/rok.

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

Jedną z kompetencji Prezesa URE jest rozstrzyganie sporów dotyczących odmowy przyłączenia do sieci w zakresie publicznoprawnego obowiązku zawarcia umowy o przyłączenie do sieci. Jest to jeden z nielicznych przypadków ingerencji administracyjnej w regulację stosunków cywilnoprawnych. Decyzja Prezesa URE zastępuje funkcjonalnie oświadczenie woli stron i stanowi samoistną podstawę ukształtowania stosunku zobowiązaniowego w zakresie sprawy spornej między stronami. Podstawa prawna tego działania została określona w art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Zgodnie z tym przepisem przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją paliw gazowych lub energii są obowiązane do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci z podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie do sieci, na zasadzie równoprawnego traktowania, 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 jej zawarcia Prezesa URE i zainteresowany podmiot, podając przyczyny odmowy. Na przedsiębiorstwie energetycznym spoczywa publicznoprawny obowiązek zawierania umów o przyłączenie do sieci, jeżeli spełnione są przesłanki ustawowe, a mianowicie jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia i odbioru, podmiot żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru oraz dysponuje tytułem prawnym do korzystania z nieruchomości, obiektu lub lokalu, do których paliwa gazowe lub energia mają być dostarczane. Konsekwencją istnienia publicznoprawnego obowiązku przyłączenia do sieci, w razie sporu co do istnienia tego obowiązku, jest ukształtowanie umowy o przyłączenie, z ustaloną wysokością opłaty za przyłączenie określoną na podstawie art. 7 ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne. Jak wynika z utrwalonego orzecznictwa sądowego opłata ta pobierana jest za zespolenie (złączenie) instalacji nowego wytwórcy energii z siecią przedsiębiorstwa energetycznego i obejmuje nakłady za wykonanie tego zespolenia, a nie za rozbudowę sieci przedsiębiorstwa na potrzeby przyłączenia. Jak wskazuje obecnie sama ustawa, 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 sieci ciepłowniczej, z pozostałą częścią sieci. Natomiast obowiązek rozbudowy sieci oraz finansowania rozbudowy sieci na potrzeby przyłączenia różnych podmiotów, nie ma charakteru bezwzględnego i aktualizuje się w warunkach określonych w art. 7 ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne. Obowiązek ten spoczywa na przedsiębiorstwie energetycznym w zakresie wynikającym z przepisów wykonawczych wydanych na podstawie art. 9 oraz art. 46 ustawy – Prawo energetyczne oraz w zakresie wynikającym z założeń i planów, o których mowa w art. 19 i 20 tej ustawy.

Jednocześnie Prezes URE nie ma kompetencji do orzekania tzw. „komercyjnych umów o przyłączenie" do sieci, których podstawa została określona w art. 7 ust. 9 ustawy – Prawo energetyczne. Zgodnie z brzmieniem ww. przepisu, w przypadku, gdy przedsiębiorstwo energetyczne odmówi przyłączenia do sieci z powodu braku warunków ekonomicznych, o których mowa w ust. 1, za przyłączenie do sieci przedsiębiorstwo to może ustalić opłatę w wysokości uzgodnionej z podmiotem ubiegającym się o przyłączenie do sieci w umowie o przyłączenie do sieci; wówczas przepisów dotyczących zasad ustalania opłaty za przyłączenie do sieci nie stosuje się. Strony „komercyjnej umowy o przyłączenie" mogą kształtować wysokość opłaty za przyłączenie w sposób dowolny, a więc w sposób wykraczający poza ramy ustawowe.

W orzecznictwie Sądu Najwyższego został przedstawiony także pogląd, zgodnie z którym techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia należy zawsze odnosić do konkretnego obiektu, jaki ma być przyłączany z uwzględnieniem treści składanych w toku procesu ubiegania się o przyłączenia oświadczeń woli jego stron, a także całego kontekstu funkcjonowania przedsiębiorstw sieciowych, zasad i mechanizmów rozbudowy infrastruktury sieciowej, w szczególności zaś jej finansowania oraz inwestycji w nowe moce przyłączeniowe (por. wyrok Sądu Najwyższego z 22 maja 2014 r., sygn. akt III SK 51/13). W postanowieniu z 29 stycznia 2019 r. (sygn. akt I NSZ 1/18) Sąd Najwyższy stwierdził natomiast, że dla ustalenia *„czy zachodzą przesłanki określone w art. 7 ust. 1 PrEnerg konieczne jest zbadanie, czy istnieją warunki ekonomiczne przyłączenia do sieci"*. W ocenie Sądu Najwyższego warunki ekonomiczne powinny być dokonywane z uwzględnieniem treści (zakresu) – uzgodnionego przez przedsiębiorstwo energetyczne z Prezesem URE – planu rozwoju, o którym mowa w art. 16 ustawy – Prawo energetyczne. Wymusza to także ocenę zapewnienia w taryfie przedsiębiorstwa sieciowego – zatwierdzonej przez Prezesa Urzędu – faktycznego przyznania środków na realizację inwestycji ujętej w planie rozwoju (por. postanowienie Sądu Najwyższego z 29 stycznia 2019 r. sygn. akt I NSZ 1/18).

Tabela 65. Dane statystyczne – sprawy sporne dotyczące odmów przyłączenia odnawialnych źródeł energii do sieci elektroenergetycznej w 2019 r.

Liczba rozstrzygnięć	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 decyzje (wydanych w ramach samokontroli)
16	3	7	5	1

Źródło: URE.

Zmiany w obszarze przyłączania do sieci wprowadziła ustawa z 19 lipca 2019 r. poprzez m.in. doprecyzowanie regulacji dotyczących rozpoczęcia biegu terminu na wydanie warunków przyłączenia (art. 7 ust. 8g ustawy – Prawo energetyczne) oraz wymogów w zakresie zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji (art. 7 ust. 8d[5] ustawy – Prawo energetyczne). Ponadto ww. nowela ukształtowała w ramach art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne nową kompetencję Prezesa URE do rozstrzygania spraw dotyczących odmowy dokonania zmiany umowy, o której mowa w art. 7 ust. 2a (termin dostarczenia po raz pierwszy do sieci energii elektrycznej wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii). Przedmiotowa regulacja stanowi szczególną zmianę ustawową, bowiem wykreowała ona możliwość władczego ingerowania organu regulacyjnego – w wąskim zakresie – w treść już zawartych umów o przyłączenie. Natomiast materialnoprawne przesłanki określające dopuszczalność zmiany umowy o przyłączenie zostały uregulowane w art. 81 ust. 9 i art. 184d ustawy OZE.

Część IV. Gazownictwo

1. Rynek gazu ziemnego – sytuacja ogólna

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; umowa kompleksowa dotycząca dostarczania paliw gazowych może także zawierać postanowienia umowy o świadczenie usług magazynowania gazu.

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 dla rynku gazu ziemnego[113)]), w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci – odpowiednio – przesyłowej (IRiESP) bądź dystrybucyjnej (IRiESD), w taryfach przedsiębiorstw energetycznych oraz w umowach o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliwa gazowego.

IRiESP opracowywana jest przez operatora systemu przesyłowego gazowego (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, warunki dotyczące 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 przesyłowego 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. Wyróżniamy trzy obszary bilansowania. W skład tzw. Krajowego Systemu Przesyłowego wchodzą dwa obszary: (i) obszar bilansowania gazu wysokometanowego (KSP_{WM}) oraz (ii) obszar bilansowania gazu zaazotowanego (KSP_{ZA}). Polski odcinek gazociągu Jamał-Europa Zachodnia (SGT) jest trzecim odrębnym obszarem bilansowania. Obszar bilansowania gazu wysokometanowego w Krajowym Systemie Przesyłowym oraz obszar bilansowania SGT łączy punkt właściwy systemu przesyłowego – tzw. Punkt Wzajemnego Połączenia (PWP), przez który istnieje możliwość przesyłania gazu ziemnego.

Bilansowanie handlowe oparte jest na zasadzie rozliczenia dobowego. OSP podejmuje działania bilansujące poprzez zakup i sprzedaż standardowych produktów krótkoterminowych na platformie obrotu zatwierdzonej przez Prezesa URE. Przyczynia się to do zwiększenia płynności rynku produktów krótkoterminowych w Polsce. Towarowa Giełda Energii S.A. prowadzi obrót na następujących rynkach: Rynek Terminowy Towarowy gazu, Rynek Dnia Następnego gazu oraz Rynek Dnia Bieżącego gazu. Od 1 marca 2016 r. możliwy jest także obrót gazem ziemnym przesyłanym gazociągiem jamalskim przy wykorzystaniu instrumentów krótkoterminowych (rynek dnia następnego) – w utworzonym w tym celu punkcie wirtualnym w obszarze bilansowania SGT.

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 ziem-

[113)] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 2 lipca 2010 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (Dz. U. z 2018 r. poz. 1158 z późn. zm.).

nego 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 w danym obszarze bilansowania 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 limit niezbilansowania na poziomie 0 obowiązuje od 1 kwietnia 2019 r. Jest to rezultat przyjętego wcześniej, dopuszczonego rozporządzeniem BAL, stopniowego odchodzenia od stosowania tzw. środka tymczasowego w postaci tolerancji niezbilansowania, którą początkowo ustalono na poziomie 5% ilości paliwa gazowego w fizycznych punktach systemu, a od 1 kwietnia 2018 r. obniżono do 2,5%. 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 określonemu 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 nominacje, w której określa ilość paliwa gazowego dla każdej godziny doby gazowej dla każdego punktu wejścia i wyjścia. W odniesieniu do punktu wirtualnego będącego rynkiem giełdowym nominacje składa podmiot prowadzący rynek giełdowy. 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 operator systemu dystrybucyjnego. Alokacja dokonywana jest na podstawie rzeczywistego lub prognozowanego zużycia paliwa gazowego poszczególnych odbiorców.

IRiESD opracowywana jest przez operatorów systemu dystrybucyjnego gazowego (OSD). 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, swoją instrukcję wraz z informacją o zgłoszonych przez użytkowników systemu uwagach oraz sposobie ich uwzględnienia. Wyjątek od obowiązku zatwierdzenia IRiESD 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 IRiESD na swojej stronie internetowej i udostępniania jej w swojej siedzibie do wglądu. Analogicznie, jak w przypadku IRiESP, IRiESD ma

charakter wiążący dla użytkowników danego systemu dystrybucyjnego i stanowi część umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej.

Usługi magazynowania gazu w instalacjach magazynowych świadczone powinny być na zasadzie równoprawnego traktowania na podstawie umowy o świadczenie usług magazynowania gazu. Operator systemu magazynowania (Gas Storage Poland Sp. z o.o.) opracował Regulamin Świadczenia Usług Magazynowania (RŚUM, regulamin) jako wzorzec umowny mający charakter wiążący dla zleceniodawców usługi magazynowania, na bazie którego realizowane są przedmiotowe usługi. Ustawa – Prawo energetyczne nie przewiduje zatwierdzania RŚUM przez Prezesa URE. Operator systemu magazynowania samodzielnie opracowuje regulamin oraz ewentualne jego zmiany, przeprowadza konsultacje społeczne zmian RŚUM oraz podejmuje decyzję co do uwzględnienia zmian regulaminu. Należy jednak zaznaczyć, że projekt zmiany ustawy – Prawo energetyczne przewiduje przyznanie Prezesowi URE kompetencji do zatwierdzania zasad świadczenia usługi magazynowania.

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 umowny. Dokument ten nie jest zatwierdzany przez Prezesa URE. Wspomniany w poprzednim akapicie projekt ustawy przewiduje przyznanie organowi regulacyjnemu kompetencji do zatwierdzania Instrukcji Terminalu.

W odniesieniu do OSP należy zauważyć, że w Polsce został przyjęty 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 niezależnego operatora systemu (ISO – ang. *independent system operator*), co jest zgodne z dyrektywą 2009/73/WE.

1.1.2. Zatwierdzenie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci

W 2019 r. zmianie uległ zarówno IRiESP Krajowego Systemu Przesyłowego (IRiESP KSP), jak i IRiESP Systemu Gazociągów Tranzytowych Jamał-Europa Zachodnia (IRiESP SGT).

1 stycznia 2019 r. weszła w życie decyzja Prezesa URE z 20 grudnia 2018 r. zatwierdzająca IRiESP KSP[114]. Decyzja ta zakończyła postępowanie administracyjne prowadzone w 2018 r. Natomiast 11 stycznia 2019 r. OSP rozpoczął konsultacje nowych propozycji zmian do Instrukcji IRiESP KSP. Konsultacje te trwały do 25 stycznia 2019 r. Rozpoczęcie nowego procesu zmiany Instrukcji było związane przede wszystkim z koniecznością zakończenia stosowania środków tymczasowych, które zgodnie z przepisami rozporządzenia BAL nie mogły być stosowane po 19 kwietnia 2019 r.

Decyzją z 26 marca 2019 r. Prezes URE zatwierdził IRiESP KSP[115]. W Instrukcji wprowadzono zmiany związane z zakończeniem stosowania środków tymczasowych w rozumieniu rozporządzenia BAL. Do innych istotnych zmian należało wprowadzenie nowych regulacji odnośnie bilansowania systemu wejścia-wyjścia, zasad konwersji przepustowości (mocy umownej) z niepowiązanej na powiązaną, terminów składania wniosków o przydział przepustowości i zakończenia wstępnej technicznej weryfikacji wniosków, przesłanek wstrzymania przesyłania paliwa gazowego, sprzedaży rezerwowej oraz zasad rozliczenia niezbilansowania w obszarze gazu zaazotowanego. Wyłączono również możliwość zmiany przydziału przepustowości w przypadku zmiany parametrów technologiczno-pomiarowych fizycznego punktu wyjścia oraz zmieniono zasady alokacji wykonywanej przez operatora systemu dystrybucyjnego.

[114] Decyzja została opublikowana w Biuletynie Branżowym URE nr 98 (1192) 21 grudnia 2018 r., https://bip.ure.gov.pl/bip/-taryfy-i-inne-decyzje-b/inne-decyzje-informacj/3634,Inne-decyzje-informacje-sprawozdania-opublikowane-w-2018-r.html.

[115] Decyzja została opublikowana w Biuletynie Branżowym URE nr 29 (1223) 27 marca 2019 r., https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/inne-decyzje-informacj/3777,Inne-decyzje-informacje-sprawozdania-opublikowane-w-2019-r.html.

Wprowadzono ponadto obowiązek podawania informacji o podmiotach będących właścicielami paliwa gazowego wprowadzanego do systemu przesyłowego. Decyzja Prezesa URE weszła w życie 1 kwietnia 2019 r. o godz. 6:00.

Ponadto, decyzją z 29 marca 2019 r. Prezes URE zatwierdził również IRiESP SGT[116]. Konsultacje z rynkiem były prowadzone w okresie 22 lutego – 8 marca 2019 r. Podobnie jak w przypadku IRiESP KSP wprowadzenie zmian do Instrukcji wiązało się z koniecznością zaprzestania stosowania środków tymczasowych zgodnie z przepisami rozporządzenia BAL. Ponadto, wprowadzono zmiany dotyczące zasad bilansowania, regulacji dotyczących ogólnych warunków umowy przesyłowej, przepustowości przyrostowej, obowiązku przekazywania danych dotyczących podmiotów będących właścicielami gazu wprowadzanego do systemu przesyłowego oraz zasad uruchamiania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego. Ponadto, w IRiESP znalazły się zasady konwersji przepustowości (mocy umownej) niepowiązanej w przepustowość (moc umowną) powiązaną oraz ograniczania realizacji usług przesyłania w ramach przepustowości na zasadach przerywanych. Podobnie, jak decyzja zatwierdzająca IRiESP KSP, decyzja Prezesa URE weszła w życie 1 kwietnia 2019 r. o godz. 6:00.

[116] Decyzja została opublikowana w Biuletynie Branżowym URE nr 31 (1225) 29 marca 2019 r., https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/inne-decyzje-informacj/3777,Inne-decyzje-informacje-sprawozdania-opublikowane-w-2019-r.html.

1.1.3. Wdrożenie kodeksów sieciowych wraz z oceną efektów dla rozwoju rynku gazu

Przepisy rozporządzeń CAM, BAL, TAR oraz IO podlegają wdrożeniu, albo na podstawie decyzji wydawanych przez organ regulacyjny, albo obowiązują bezpośrednio. Zgodnie z przepisami tych rozporządzeń, Prezes URE wydaje decyzje konkretyzujące powszechnie obowiązujące przepisy rozporządzeń unijnych tzw. kodeksów sieci. Większość przepisów wynikających z powyższych kodeksów sieciowych została wdrożona poprzez zaimplementowanie ich do IRiESP.

Wdrażanie przepisów rozporządzenia BAL

1 kwietnia 2019 r. we wszystkich trzech obszarach bilansowania OSP zaprzestał stosowania środków tymczasowych[117]. 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 środki tymczasowe mogły być stosowane nie dłużej niż do 16 kwietnia 2019 r.

[117] Zgodnie z art. 45 ust. 4 rozporządzenia 312/2014 sprawozdanie dotyczące środków tymczasowych musi przewidywać zakończenie środków tymczasowych nie później niż po upływie pięciu lat od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia. Termin 5 lat upływał 16 kwietnia 2019 r. W związku z tym ostatnie zatwierdzone przez Prezesa URE decyzją z 24 września 2018 r. sprawozdanie dotyczące środków tymczasowych przewidywało zakończenia stosowania tych środków 1 kwietnia 2019 r.

Decyzją z 28 sierpnia 2019 r. Prezes URE ponownie wyraził zgodę na prowadzenie przez OSP obrotu gazem na platformie obrotu 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. Ponadto, zgodnie z ww. decyzją Prezesa URE OSP może prowadzić obrót gazem na terytorium Republiki Czeskiej w celu zbilansowania Krajowego Systemu Przesyłowego gazu wysokometanowego. Możliwość nabycia bądź sprzedaży standardowych produktów krótkoterminowych przez OSP stanowi dodatkową, alternatywną dla transakcji zawieranych na platformie handlowej prowadzonej przez TGE S.A., możliwość podejmowania efektywnych działań bilansujących przez OSP. Wreszcie, OSP może podejmować działania bilansujące na obszarze bilansowania Krajowego Systemu Przesyłowego gazu wysokometanowego w celu zbilansowania obszaru bilansowania SGT. Ww. decyzja zezwala również na przesyłanie gazu do i z tych sąsiadujących obszarów bilansowania w celu realizacji zadań w zakresie bilansowania.

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. Decyzja o wyrażeniu zgody na działania bilansujące na sąsiednich obszarach bilansowania obowiązuje od 1 października 2019 r. do 30 września 2020 r. W 2019 r. OSP nie podejmował działań bilansujących na sąsiednim obszarze bilansowania.

1 stycznia 2019 r. weszła w życie decyzja Prezesa URE z 15 grudnia 2018 r. zatwierdzająca 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"*. Mechanizm zapewnienia neutralności działań bilansujących wprowadza przede wszystkim nowe zasady ustalania wysokości niezbędnych zabezpieczeń, które użytkownicy są zobowiązani przedstawić OSP. 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 weryfikuje wysokość zabezpieczeń za dzień poprzedni i w przypadku stwierdzenia, że ustanowiono zbyt niskie zabezpieczenie, jest on zobowiązany podejmować stosowne 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. OSP rozpoczął weryfikację wysokości zabezpieczeń za styczeń 2019 r. na początku lutego 2019 r.

Ponadto, decyzją z 29 stycznia 2019 r. Prezes URE odmówił zatwierdzenia obowiązku śróddziennego dla punktu Tietierovka stanowiącego punkt wejścia do systemu przesyłowego z Białorusi. Gaz wprowadzany do systemu przesyłowego w tym punkcie jest zużywany przede wszystkim przez mieszkańców Białegostoku. W ocenie Prezesa URE niezbędne jest wybudowanie fizycznego połączenia łączącego gazociąg mający swój początek w punkcie Tietierovka i zasilający rejon Białegostoku. W chwili obecnej ta część sieci przesyłowej nie ma bowiem fizycznych połączeń z pozostałą częścią Krajowego Systemu Przesyłowego.

Prezes URE, decyzją z 30 kwietnia 2019 r. zatwierdził także nową listę punktów właściwych systemu przesyłowego. Zgodnie z przepisami rozporządzenia 715/2009 wydanie decyzji poprzedziły przeprowadzone przez Prezesa URE konsultacje listy punktów właściwych z uczestnikami rynku. Zostały one przeprowadzone od 11 do 25 marca 2019 r. Do listy punktów właściwych został dodany wirtualny punkt wyjścia dla zapasów obowiązkowych. Ponadto, wprowadzono zmiany związane z zaprzestaniem stosowania 1 kwietnia 2019 r. środków tymczasowych. Została również zaktualizowana lista punktów właściwych. Ponadto, wykonując obowiązki związane z publikacją odpowiednich danych na podstawie przepisów rozporządzenia BAL, operator systemu przesyłowego publikuje na stronie internetowej informacje o kosztach i liczbie działań bilansujących.

W 2019 r. w punkcie połączenia międzysystemowego Branice na granicy polsko-czeskiej stosowane były usługi bilansujące. Zasady stosowania usług bilansujących 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.

Wdrażanie przepisów rozporządzenia CAM

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 do rezerwacji przepustowości w punktach połączeń na granicy polsko-niemieckiej oraz z uwagi, że organy regulacyjne nie były w stanie dokonać wspólnie wyboru platformy, zgodnie z art. 37 ust. 3 zd. 4 i 5

rozporządzenia CAM, ACER wszczęła w tej sprawie postępowanie i 16 października 2018 r. wydała 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, która decyzją z 14 lutego 2019 r. uchyliła decyzję Agencji z 16 października 2018 r. o wyborze platformy GSA w odniesieniu do punktów połączeń międzysystemowych Mallnow oraz GCP. W związku z powyższym ACER przeprowadziła ponownie postępowanie w sprawie wyboru platformy do rezerwacji przepustowości w punktach połączeń na granicy polsko-niemieckiej i 6 sierpnia 2019 r. wydała decyzję o wyborze tym razem platformy RBP – Regional Booking Platform, należącej do FGSZ Ltd. OGP Gaz-System S.A. wniosła 7 października 2019 r. odwołanie od przedmiotowej decyzji do Komisji Odwoławczej ACER. W wyniku przeprowadzonego postępowania odwoławczego powyższa Komisja oddaliła odwołanie OGP Gaz System S.A. i utrzymała w mocy decyzję ACER z 6 sierpnia 2019 r.

Brak wyboru ww. platformy do rezerwacji przepustowości w punktach połączeń na granicy polsko-niemieckiej przyczynił się do niewydania przez Prezesa URE i niemiecki organ regulacyjny skoordynowanych decyzji w sprawie zatwierdzenia propozycji projektu przepustowości przyrostowej dla granicy obszaru rynkowego Polska (system przesyłowy gazu ziemnego wysokometanowego grupy E) – GASPOOL. Postępowanie administracyjne prowadzone w powyższej sprawie w koordynacji z Bundesnetzagentur zgodnie z art. 28 ust. 1 i 2 rozporządzenia CAM wszczęte w 2018 r. na wniosek OGP Gaz-System S.A. zostało umorzone decyzją Prezesa URE z 14 maja 2019 r. Decyzja wydana przez Bundesnetzagentur miała charakter warunkowy i miała przestać być wiążąca w przypadku gdy do 30 kwietnia 2019 r. nie nastąpiłoby osiągnięcie porozumienia pomiędzy ONTRAS i OGP Gaz-System S.A odnośnie oferowania na jednej platformie przepustowości w punkcie GCP Gaz-System/ONTRAS albo nie zostałaby wydana decyzja ACER wskazująca platformę, na której miałaby być oferowana rezerwacja przepustowości. Zgodnie natomiast z przepisami regulującymi postępowanie administracyjne prowadzone przez organy administracji Rzeczypospolitej Polskiej, wydanie decyzji warunkowej było w tym przypadku niemożliwe, gdyż przepis prawa materialnego nie przewidywał możliwości czy obowiązku wydania przez Prezesa URE takiej decyzji. Z uwagi na brak koordynacji obu organów regulacyjnych w zakresie zatwierdzenia propozycji projektu w terminie 6 miesięcy od otrzymania wniosku, tj. do 23 kwietnia 2019 r., sprawa została przekazana do ACER.

Zgodnie z art. 26 rozporządzenia CAM, OGP Gaz-System S.A. wraz z operatorami sąsiadujących systemów przesyłowych przeprowadził drugą ocenę zapotrzebowania rynku na zdolności przyrostowe pomiędzy polskim i sąsiadującymi systemami przesyłowymi. Procedura *incremental* rozpoczęła się 1 lipca 2019 r. Na podstawie otrzymanych niewiążących zgłoszeń operatorzy opracowali wspólne sprawozdania z oceny zapotrzebowania rynku. W raportach oszacowano potencjalne zapotrzebowanie na zdolność przyrostową w ramach danego systemu wejścia-wyjścia oraz określono, czy należy zainicjować realizację projektu zdolności przyrostowej. Sprawozdania z oceny zapotrzebowania rynku zostały opublikowane na stronie internetowej OGP Gaz-System S.A.[118)]

Rozporządzenie IO

Na podstawie zgłoszeń uczestników rynku na Gas Network Codes Functionality Platform (FUNC Platform) ACER i ENTSO-G rozpoczęli 24 września 2019 r. prace w sprawie braku harmonizacji interfejsów na platformach rezerwacyjnych. Następstwem powyższych prac było przeprowadzenie publicznych konsultacji, które rozpoczęły się 8 stycznia 2020 r. i trwały do 28 lutego 2020 r. Celem tych konsultacji było zdobycie informacji na temat preferencji użytkowników sieci dotyczących wspólnego formatu i protokołu komunikacji z platformami rezerwacyjnymi. Oczekuje się, że opinie otrzymane od osób bezpośrednio zainteresowanych podczas publicznych konsultacji, dostarczą informacji dotyczących opcji harmonizacji wymiany danych pomiędzy użytkownikami sieci. W sprawie tej odbył się cykl spotkań i warsztatów, a w powyższe prace zaangażowany był także Prezes URE.

Mając na uwadze powyższe działania, proces wdrażania kodeksów sieci należy uznać za efektywny. Zakończone zostało stosowanie środków

[118)] https://www.gaz-system.pl/centrum-prasowe/aktualnosci/informacja/artykul/203048/

tymczasowych na podstawie rozporządzenia BAL i sytuacje w obszarze bilansowania gazu wysokometanowego KSP należy ocenić pozytywnie. Wprowadzono zmiany do mechanizmu neutralności bilansowania, które znacząco poprawią weryfikację wysokości wymaganych przez OSP zabezpieczeń. We wszystkich trzech obszarach bilansowania zostały wdrożone zasady wymagane przez kodeksy sieci, niemniej w obszarze bilansowania gazu zaazotowanego i SGT występują ograniczenia, które uniemożliwiają rozwój płynnego rynku.

Natomiast przeprowadzenie pełnej procedury *incremental* i dokonanie wyboru platformy rezerwacyjnej przepustowości na granicy polsko-niemieckiej wymaga dalszych kroków.

Rozporządzenie NC TAR

W 2019 r. kontynuowane były prace związane z realizacją obowiązków wynikających z rozporządzeniem 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 są stosowane od 31 maja 2019 r. Rozporządzenie NC TAR jest jednym z tzw. „kodeksów sieci", których procedura opracowania i uchwalenia została przewidziana w art. 6 rozporządzenia 715/2009, wiąże ono w całości i jest stosowane bezpośrednio we wszystkich krajach członkowskich Unii Europejskiej.

Celem tej regulacji jest zwiększenie transparentności procesu ustalania taryf za przesyłanie gazu oraz ujednolicenie 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 przyczynić się do większej integracji europejskiego rynku gazu, zwiększenia bezpieczeństwa dostaw i rozwoju połączeń międzysystemowych, co z kolei może poprawić konkurencyjność europejskich przedsiębiorstw i obniżenie rachunków za gaz dla gospodarstw domowych.

Wzmocnieniu stabilności finansowej operatorów systemów przesyłowych gazu ma służyć wprowadzone przez rozporządzenie NC TAR tzw. konto regulacyjne (ang. *regulatory account*). Rozwiązanie to jest stosowane w większości krajów UE, natomiast w warunkach polskich będzie wykorzystane po raz pierwszy w przypadku taryf dla usług przesyłania paliw gazowych. Dzięki jego zastosowaniu będzie możliwe rozliczenie i uwzględnienie w kalkulacji taryf na kolejne lata, różnicy pomiędzy przychodami planowanymi przed rozpoczęciem roku taryfowego i przychodami rzeczywiście zrealizowanymi przez operatora systemu przesyłowego w tym okresie, w ramach uzgadniania konta regulacyjnego, o którym mowa w art. 20 rozporządzenie NC TAR. Stosownie do postanowień art. 18 ust. 1 rozporządzenia NC TAR, niewystarczający lub nadmierny poziom odzyskiwanych przychodów dla danego okresu taryfowego stanowi różnicę pomiędzy wartością faktycznie uzyskanych przychodów związanych ze świadczeniem usług przesyłowych w tym okresie i planowaną wartością przychodu z usług przesyłowych, uwzględnioną w kalkulacji taryfy na dany okres. Dodatnia wartość ww. różnicy oznacza nadmierne odzyskanie przychodów z usług przesyłowych dla danego roku i wpłynie na obniżenie przychodu przyjmowanego do kalkulacji taryfy w kolejnych latach, a ujemna oznacza niewystarczające odzyskanie tych przychodów i spowoduje zwiększenie przychodu przyjmowanego do kalkulacji przyszłych taryf. Dzięki temu mechanizmowi ryzyko przenoszenia na użytkowników systemu przesyłowego skutków nietrafionych prognoz w zakresie m.in. planowanych zamówień zdolności przesyłowej długo- lub krótkoterminowej zostanie wyeliminowane. Pierwszym okresem taryfowym objętym tą regulacją będzie rok 2019, a saldo konta regulacyjnego dla tego roku zostanie uwzględnione w kalkulacji taryfy na 2021 r.

Operator systemu przesyłowego OGP Gaz-System S.A. przeprowadził po raz pierwszy ww. konsultacje w zakresie własnej sieci przesyłowej[119] oraz sieci przesyłowej będącej własnością SGT EuRoPol GAZ S.A.[120] w 2018 r. Po ich zakończeniu opublikował również uzyskane odpowiedzi i ich podsumowanie. Natomiast 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 do-

[119] http://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/taryfa/konsultacje-nc-tar/
[120] http://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/sgt-gazociag-jamalski/taryfa-sgt/konsultacje-nc-tar/

kumentów konsultacyjnych, przeprowadzonych zgodnie z ust. 2 ww. przepisu[121].

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.) był zobowiązany 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 powinny zostać przesłane do ACER i Komisji Europejskiej.

Stosownie do art. 27 ust. 4 rozporządzenia NC TAR Prezes URE decyzją z 29 marca 2019 r. zatwierdził *„Metodę wyznaczania cen referencyjnych nr 1/OGP w zakresie własnej sieci przesyłowej Operatora Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A. na okres: od dnia 1 stycznia 2020 r. do dnia 31 grudnia 2022 r.”*, stanowiącą załącznik do tej decyzji. Zaś decyzją z 29 marca 2019 r. *„Metodę wyznaczania cen referencyjnych nr 1/SGT w zakresie sieci przesyłowej będącej własnością przedsiębiorstwa energetycznego System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A. z siedzibą w Warszawie na okres: od dnia 1 stycznia 2020 r. do dnia 31 grudnia 2022 r.”*, stanowiącą załącznik do tej decyzji. Powyższe decyzje obejmowały wszystkie elementy, określone w art. 26 ust. 1 rozporządzenia NC TAR, i zostały opublikowane w Biuletynie Branżowym URE – Paliwa gazowe, zarówno w wersji polskiej[122], jak i angielskiej[123] oraz zostały przesłane do ACER i Komisji Europejskiej.

Prezes URE po raz pierwszy konsultował kwestie, o których mowa w art. 28 rozporządzenia NC TAR, 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 przerywanej[124] w 2018 r. Konsultacje dotyczyły sieci OGP Gaz-System S.A. oraz sieci przesyłowej będącej własnością SGT EuRoPol GAZ S.A. Wydanie komunikatu dotyczącego 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 miało nastąpić w tym samym terminie co decyzji dotyczących metod wyznaczania cen referencyjnych. 29 marca 2019 r. Prezes URE wydał *Komunikat Nr 24/2019 w sprawie poziomu mnożników, współczynników sezonowych i rabatów, o których mowa w art. 28 ust. 1 lit. a)-c) Kodeksu taryfowego, uwzględnianych w kalkulacji taryf dla usług przesyłania paliw gazowych na okres od dnia 1 stycznia 2020 r. do dnia 31 grudnia 2020 r.*[125] Kolejne konsultacje będą przeprowadzane w każdym okresie taryfowym począwszy od daty podjęcia ww. decyzji przez Prezesa URE.

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 elementów na podstawie art. 27 ust. 4, kalkulację taryfy na podstawie tej decyzji oraz publikację taryfy, musiała zostać zakończona najpóźniej do 31 maja 2019 r. Procedura ta jest powtarzana co najmniej raz na pięć lat, począwszy od 31 maja 2019 r.

Parametry określone w decyzjach Prezesa URE zatwierdzających metodologie cen referencyjnych oraz dotyczące aspektów, o których mowa w art. 28 ust. 1 lit. a)-c) rozporządzenia NC TAR, zostały uwzględnione przez OGP Gaz-System S.A. i SGT EuRoPol GAZ S.A. w kalkulacji taryf na 2020 r., które zostały opublikowane 31 maja 2019 r.[126]

[121] https://www.acer.europa.eu/en/Gas/Framework%20guidelines_and_network%20codes/Pages/Harmonised-transmission-tariff-structures.aspx

[122] Biuletyn branżowy URE – Paliwa gazowe nr 32/2019, https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/inne-decyzje-informacj/3777,Inne-decyzje-informacje-sprawozdania-opublikowane-w-2019-r.html

[123] Biuletyn branżowy URE – Paliwa gazowe nr 41/2019, https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/inne-decyzje-informacj/3777,Inne-decyzje-informacje-sprawozdania-opublikowane-w-2019-r.html

[124] http://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/konsultacje-art-28-nc-t/7848,Konsultacje-w-zakresie-rabatow-mnoznikow-i-wspolczynnikow-sezonowych-do-taryf-na.html?search=88914673268370

[125] https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/konsultacje-art-28-nc-t/7848,Konsultacje-w-zakresie-rabatow-mnoznikow-i-wspolczynnikow-sezonowych-do-taryf-na.html

[126] Biuletyn branżowy URE – Paliwa gazowe nr 47 i 48/2019, https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/paliwa-gazowe/3779,Taryfy-opublikowane-w-2019-r.html

W okresie 14 października – 14 grudnia 2019 r. zostały przeprowadzone drugie konsultacje[127] w zakresie mnożników, współczynników sezonowych, poziomów rabatów na punktach wejścia z terminalu LNG oraz rabatów stosowanych w celu obliczenia cen bazowych standardowych produktów z zakresu zdolności przerywanej i dotyczyły sieci przesyłowej Operatora oraz sieci będącej własnością SGT EuRoPol GAZ S.A. W trakcie konsultacji wpłynęły opinie: organu regulacyjnego bezpośrednio połączonego państwa członkowskiego UE, Operatora, użytkownika systemu przesyłowego oraz dwie opinie organizacji branżowych. Stosownie do przepisu art. 28 ust. 1 Prezes URE, zgodnie z art. 41 ust. 6 lit. a) dyrektywy 2009/73/WE, podejmuje uzasadnioną decyzję dotyczącą aspektów, o których mowa w lit. a)-c) powyżej, biorąc pod uwagę stanowiska organów regulacyjnych bezpośrednio połączonych państw członkowskich. Postanowienia tej decyzji (komunikatu) będą miały zastosowanie w kalkulacji taryf na 2021 r. Komunikat[128] został opublikowany 6 marca 2020 r.

Ponadto, OGP Gaz-System S.A. opublikowała na swojej stronie internetowej informacje, o których mowa w art. 30 rozporządzenia NC TAR[129], dotyczące taryfy nr 13 (na 2020 r.) na 30 dni przed rozpoczęciem okresu taryfowego. Do publikacji tych informacji OGP Gaz-System S.A. została wyznaczona decyzją Prezesa URE z 27 października 2017 r.

W 2019 r. przedstawiciele Prezesa URE uczestniczyli w pracach zespołu zadaniowego ACER ds. taryf, m.in. związanych z przygotowywaniem sprawozdania ACER na temat stosowania metod wyznaczania cen referencyjnych w państwach członkowskich, o którym mowa w art. 36 ust. 5 rozporządzenia NC TAR. Jeżeli chodzi o współpracę w ramach CEER to należy podkreślić współpracę przy przygotowywaniu raportu dotyczącego ram regulacyjnych europejskich sieci energetycznych[130]. Ponadto, w ramach współpracy europejskiej opiniowane były liczne dokumenty ACER, CEER oraz udzielane wyjaśnienia i informacje dla innych regulatorów.

1.2. Rynek hurtowy

Pozyskanie i przepływy gazu ziemnego

Zakupy gazu z zagranicy, w ilości 169,1 TWh, uzupełniane były gazem pochodzącym ze źródeł krajowych w ilości 42,5 TWh. Całkowite dostawy gazu z zagranicy w 2019 r. obejmowały import oraz nabycie wewnątrzwspólnotowe. W 2019 r. nadal istotną część stanowił import z kierunku wschodniego, realizowany w ramach długoterminowego kontraktu zawartego pomiędzy PGNiG S.A. a Gazprom.

Informacje o strukturze dostaw gazu w 2019 r. przedstawiono w poniższej tabeli.

Tabela 66. Struktura dostaw gazu w 2019 r.

Wyszczególnienie	Ilość [TWh]
1. Dostawy z zagranicy	169,1
2. Wydobycie ze źródeł krajowych	42,5
3. Zmiana stanu zapasów	-7,3

Źródło: URE na podstawie danych OGP Gaz-System S.A. i spółek obrotu gazem oraz Ministerstwa Klimatu.

W 2019 r. przez polski system przesyłowy przepłynęło 557,6 TWh gazu wysokometanowego i 8,4 TWh gazu zaazotowanego. Większość gazu wysokometanowego została przetransportowana tranzytem z wykorzystaniem gazociągu jamalskiego. Poniższa tabela prezentuje najważniejsze kierunki przepływu gazu w systemie przesyłowym.

Tabela 67. Bilans przepływów handlowych* gazu wysokometanowego i zaazotowanego w sieci przesyłowej (z uwzględnieniem Systemu Gazociągów Tranzytowych) w 2019 r.

Rodzaj gazu		Gaz wysokometanowy	Gaz zaazotowany
Wejście do systemu razem [TWh]		**557,6**	**8,4**
z tego:	kopalnie i odazotownie	22,0	4,0
	magazyny	18,0	0,0
	dostawy spoza UE (bez LNG)	430,3	0,0
	dostawy z UE	49,7	0,0
	terminal LNG	35,9	0,0
	inne (wejścia z dystrybucji)	1,7	4,4

[127] https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/-2019/84-39,Konsultacje-w-zakresie-rabatow-mnoznikow-i-wspolczynnikow-sezonowych-do-taryf-na.html

[128] Komunikat nr 14 z 6 marca 2020 r. w sprawie poziomu mnożników, współczynników sezonowych i rabatów, o których mowa w art. 28 ust. 1 lit. a)-c) Kodeksu taryfowego, uwzględnianych w kalkulacji taryf dla usług przesyłania paliw gazowych na okres od 1 stycznia 2021 r. do 31 grudnia 2021 r. https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/8754,Komunikat-nr-142020.html

[129] https://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/taryfa/publikacja-nc-tar/

[130] https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/27978c4f-4768-39ad-65dd-70625b7ca2e6

Rodzaj gazu		Gaz wysokometanowy	Gaz zaazotowany
Wyjście z systemu razem [TWh]		**557,6**	**8,4**
z tego:	mieszalnie i odazotownie	0,0	1,8
	magazyny	25,3	0,0
	do sieci dystrybucyjnej	135,3	6,4
	do odbiorców końcowych na sieci przesyłowej	49,3	0,2
	dostawy do UE	328,4	0,0
	dostawy poza UE	14,9	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.

Obrót gazem ziemnym

Na koniec 2019 r. koncesję na obrót paliwami gazowymi posiadało 186 podmiotów wobec 197 na koniec 2018 r. Natomiast 99 przedsiębiorstw aktywnie uczestniczyło w obrocie gazem ziemnym. Przedsiębiorstwa obrotu gazem spoza GK PGNiG pozyskały 118,5 TWh gazu ziemnego. Dane dotyczące zakupu i sprzedaży gazu przez spółki obrotu znajdują się w tabeli poniżej. Wielkość pozyskania gazu nie uwzględnia pozyskania na potrzeby własne przez spółki obrotu objęte monitorowaniem, w tym pozyskania gazu przez przedsiębiorstwa energetyczne będące jednocześnie dużymi odbiorcami końcowymi.

Tabela 68. Wolumeny gazu pozyskiwanego i sprzedawanego w ramach obrotu hurtowego przez ankietowane przedsiębiorstwa obrotu w 2019 r. [TWh]

	Łącznie	GK PGNiG	Pozostałe spółki obrotu
Pozyskanie gazu (zakup i wydobycie)	442,8	324,3	118,5
Hurtowa sprzedaż gazu	196,3	118,0	78,3

Źródło: Dane Ministerstwa Klimatu i URE.

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 lub za pośrednictwem innych podmiotów posiadających status członka giełdy ze swojej własnej grupy kapitałowej mogących zawierać transakcje na rzecz innych podmiotów należących do tej samej grupy kapitałowej.

Obrót giełdowy odbywa się poprzez zawieranie umów sprzedaży (transakcji) pomiędzy członkami giełdy.

W 2019 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, sezonowy i roczny).

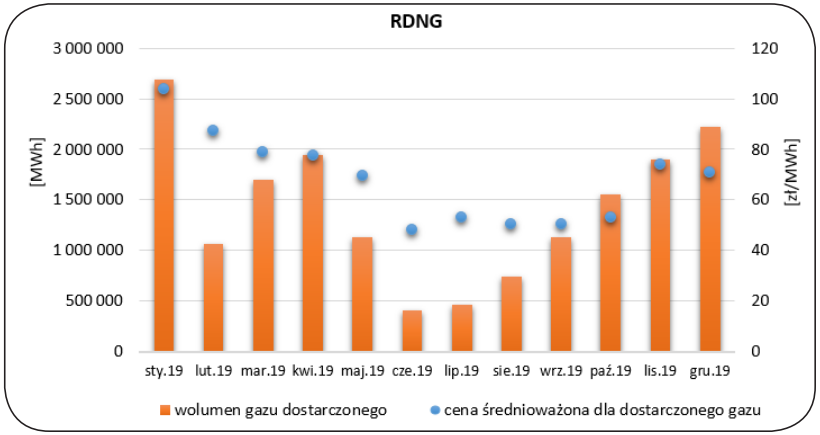
Przedmiotem obrotu na rynku dnia następnego gazu (RDNg) jest dostawa gazu w jednakowej ilości we wszystkich godzinach dnia dostawy. Jest to instrument typu *base*, a jeden kontrakt odpowiada dostawie 1 MWh gazu w każdej godzinie dnia dostawy. Obrót jest prowadzony przez jeden dzień poprzedzający datę dostawy, w systemie *fixingu* oraz notowań ciągłych. Ponadto przedmiotem obrotu na rynku dnia następnego gazu są instrumenty weekendowe z okresem dostawy od godziny 6:00 w sobotę do godziny 6:00 w poniedziałek (weekend gazowy) w jednakowej ilości 1 MWh dla każdej godziny terminu wykonania kontraktu. Notowania instrumentu weekendowego odbywają się na 2 dni poprzedzające okres dostawy.

Obrót na rynku dnia bieżącego (RDBg) prowadzony jest w systemie notowań ciągłych.

Rys. 50-52 (str. 140) pokazują wolumen oraz cenę dostarczonego gazu w wyniku realizacji kontraktów zawartych na rynku dnia następnego, bieżącego i na rynku terminowym towarowym dla instrumentów gazowych.

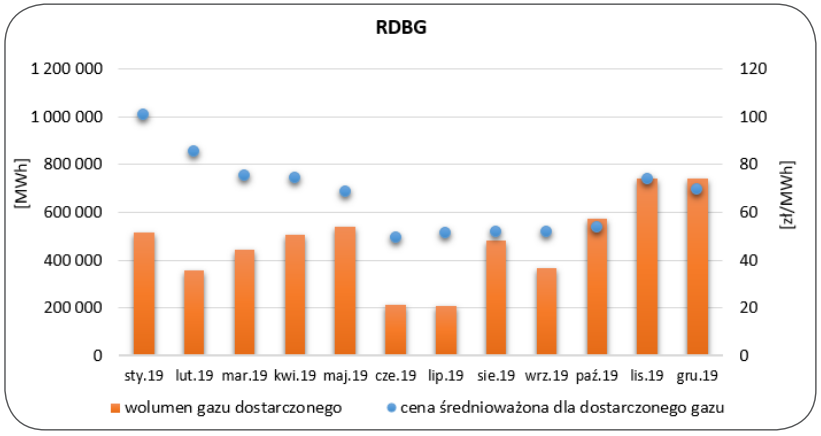
W 2019 r. w wyniku realizacji kontraktów zawartych na TGE S.A. w całym okresie notowania danego rodzaju kontraktu dostarczono 136 394 588 MWh

Rysunek 50. Wolumen oraz cena dostarczonego gazu w wyniku realizacji kontraktów zawartych na rynku dnia następnego gazu (RDNG) w 2019 r.



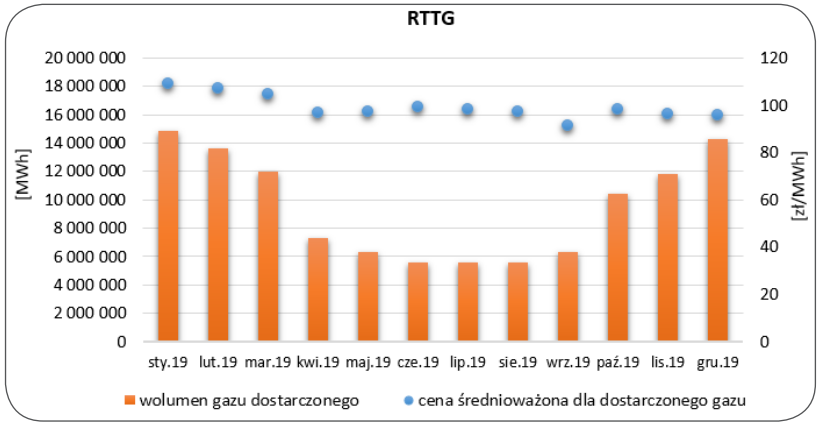
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE S.A.

Rysunek 51. Wolumen oraz cena dostarczonego gazu w wyniku realizacji kontraktów zawartych na rynku dnia bieżącego gazu (RDBG) w 2019 r.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE S.A.

Rysunek 52. Wolumen oraz cena dostarczonego gazu w wyniku realizacji kontraktów zawartych na rynku terminowym towarowym (RTTG), których realizacja następowała w 2019 r.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE S.A.

gazu ziemnego po średniej cenie 95,77 zł/MWh (16 957 418 MWh na rynku RDNG po średniej cenie 73,99 zł/MWh; 5 689 478 MWh na rynku RDBG po średniej cenie 69,02 zł/MWh i 113 747 692 MWh na rynku terminowym RTTG po średniej cenie 100,35 zł/MWh).

Obrót gazem ziemnym wysokometanowym w punkcie wirtualnym OTC

W 2019 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 34,9 TWh gazu ziemnego po średniej cenie 89,75 zł/MWh. Ceny w poszczególnych kwartałach w porównaniu z cenami giełdowymi i cenami przywozu gazu z UE kształtują się jak w poniższej tabeli.

Tabela 69. Porównanie średnich cen gazu ziemnego z kontraktów sprzedaży w punkcie wirtualnym OTC sprzedaży poprzez TGE S.A. oraz zakupu z zagranicy w poszczególnych kwartałach 2019 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	102,85	84,25	76,05	90,37
Średnie ceny z kontraktów sprzedaży poprzez TGE S.A. z dostawą w danym okresie	104,94	92,25	88,29	91,41
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	96,11	66,18	58,54	65,08

Źródło: URE.

1.3. Rynek detaliczny. Sprzedawca awaryjny

Rynek detaliczny

Analiza rynku detalicznego paliw gazowych dokonana została przez Prezesa URE na podstawie przeprowadzonego corocznie monitoringu wybranych spółek obrotu, opracowanego osobno dla gazu wysokometanowego, zaazotowanego oraz LNG. Analiza danych zgromadzonych przez Prezesa URE wykazała, że całkowita sprzedaż paliwa gazowego wysokometanowego i zaazotowanego do odbiorców końcowych wynosiła w 2019 r. 203 579 244 MWh. Zmniejszenie wielkości sprzedaży odnotowano zarówno wśród sprzedawców alternatywnych, jak i GK PGNiG. W porównaniu do 2018 r. nastąpił wzrost zużycia gazu na potrzeby własne wygenerowany głównie przez odbiorców przemysłowych. Sprzedaż gazu do odbiorców końcowych zdominowana była przez podmioty z GK PGNiG. Udział tych podmiotów wynosił 82,77%, i wzrósł w stosunku do roku ubiegłego o 0,69%. Zaobserwowany wzrost udziału GK PGNiG w sprzedaży paliwa gazowego do odbiorców końcowych utrzymujący się od 2017 r. wynikał z istotnego spadku przywozu gazu z zagranicy bezpośrednio przez odbiorców końcowych na własne potrzeby na skutek zmian regulacji prawnych dotyczących zapasów obowiązkowych, jak również za sprawą przejęcia części odbiorców przez PGNiG OD Sp. z o.o. w ramach uruchomienia sprzedaży rezerwowej po upadku kilku spółek obrotu w 2019 r. Pozostałe 17,23% sprzedaży gazu do odbiorców końcowych realizowane było przez alternatywne spółki obrotu dokonujące sprzedaży do odbiorców końcowych w kraju. W tabeli poniżej przedstawiono informacje na temat struktury sprzedaży gazu ziemnego do odbiorców końcowych.

Tabela 70. Struktura sprzedaży gazu ziemnego do odbiorców końcowych w 2019 r. [MWh]

Sprzedaż do odbiorców końcowych gazu wysokometanowego i zaazotowanego

		Sprzedawcy alternatywni	GK PGNiG	Suma
Sprzedaż gazu do odbiorców końcowych przez spółki obrotu działające na terenie kraju		34 961 481	166 581 278	201 542 759
z tego:	przemysł	27 567 285	107 498 662	135 065 947
	rolnictwo	114 947	378 554	493 501
	usługi i użyteczność publiczna	5 193 580	13 153 213	18 346 793
	gospodarstwa domowe	2 085 669	45 550 849	47 636 518
Sprzedaż na potrzeby własne		115 844	1 920 641	2 036 485
Razem		**35 077 325**	**168 501 919**	**203 579 244**

Źródło: Na podstawie danych 62 podmiotów z ankiet URE i Ministerstwa Aktywów Państwowych.

Prezes URE przeprowadził również monitoring sprzedaży gazu w postaci skroplonej (LNG) w 2019 r. Pozyskanie gazu LNG wyniosło 38 744 756 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. 667 296,241 MWh i był realizowany w większości przez alternatywnych sprzedawców.

Tabela 71. Struktura sprzedaży gazu LNG do odbiorców końcowych w 2019 r. [MWh]

Sprzedaż do odbiorców końcowych gazu LNG

		Sprzedawcy alternatywni	GK PGNiG	Suma
Sprzedaż gazu na potrzeby obiorców końcowych		**655 288**	**12 008**	**667 296**
z tego:	przemysł	554 349	12 008	566 357
	rolnictwo	34 036	–	34 036
	usługi i użyteczność publiczna	50 413	–	50 413
	gospodarstwa domowe	16 490	–	16 490

Źródło: Na podstawie danych 62 podmiotów z ankiet URE i Ministerstwa Aktywów Państwowych.

18 czerwca 2019 r. weszły w życie ostatnie przepisy dotyczące sprzedaży rezerwowej określone w ustawie z 9 listopada 2018 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw[131]. Oprócz dotychczas obowiązującej regulacji art. 5ab, szczegółowo wskazującej na obowiązki sprzedawcy, OSD i OSP oraz sprzedawcy rezerwowego w zakresie zapewnienia odbiorcy końcowemu dostaw gazu, w sytuacji, gdy odbiorca nie miał wskazanego sprzedawcy rezerwowego w umowie kompleksowej lub umowie dystrybucji paliwa gazowego (w takim przypadku, zgodnie z art. 5ab ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, OSD lub OSP, działając w imieniu i na rzecz tego odbiorcy końcowego, zawiera ze sprzedawcą z urzędu umowę kompleksową), obowiązuje art. 5aa kompleksowo regulujący zasady sprzedaży rezerwowej dla nowo zawieranych umów, jak również dla dotychczas zawartych, w których wskazano nazwę sprzedawcy rezerwowego. Przepisy te były długo oczekiwanymi rozwiązaniami, które miały zapewnić ochronę odbiorców końcowych w sytuacji nagłego zaprzestania działalności przez dotychczasowe przedsiębiorstwo obrotu, z którym dany odbiorca podpisaną miał obowiązującą kompleksową umowę sprzedaży paliw gazowych.

[131] Dz. U. z 2018 r. poz. 2348.

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 Świnoujściu[132];
  2) obrotu paliwami gazowymi, jeżeli roczna wartość obrotu nie przekracza równowartości 100 000 euro;
  3) obrotu paliwami gazowymi, jeżeli sprzedaż ma na celu likwidację zapasów obowiązkowych gazu ziemnego utrzymywanych zgodnie z art. 25 ust. 10 ustawy o zapasach;
  4) obrotu paliwami gazowymi dokonywanego na giełdzie towarowej w rozumieniu przepisów ustawy z 26 października 2000 r. o giełdach towarowych lub rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany w rozumieniu przepisów ustawy z 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi przez towarowe domy maklerskie lub domy maklerskie prowadzące działalność maklerską w zakresie obrotu towarami giełdowymi oraz przez spółkę prowadzącą giełdę towarową, giełdową izbę rozrachunkową lub Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych S.A., oraz przez spółkę prowadzącą giełdę towarową, 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

[132] Dz. U. z 2019 r. poz. 1554 z późn. zm.

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, w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą, będą wydawane z uwzględnieniem obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego oraz bezpieczeństwa energetycznego.

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 wymaganych 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 2019 r. przedsiębiorcy posiadali 304 ważne koncesje na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie przesyłania paliw gazowych (PPG), dystrybucji paliw gazowych (DPG), obrotu paliwami gazowymi (OPG), obrotu gazem ziemnym z zagranicą (OGZ), skraplania gazu ziemnego i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego (SGZ) oraz magazynowania paliw gazowych (MPG).

Prezes URE w 2019 r. realizował obowiązki w zakresie dotyczącym koncesjonowania przedsiębiorstw gazowniczych przy pomocy Departamentu Rynku Paliw Gazowych (departamentu DRG) oraz oddziałów terenowych[133].

Liczbę koncesji udzielonych w 2019 r. w podziale na poszczególne rodzaje działalności w zakresie paliw gazowych przedstawia poniższa tabela.

Tabela 72. Liczba koncesji udzielonych w 2019 r. i koncesji ważnych na koniec 2019 r.

Paliwa gazowe	Koncesje udzielone w 2019 r. [szt.]	Koncesje ważne na koniec 2019 r. (dotyczy urzędu jako całości) [szt.]
Magazynowanie	0	1
Przesyłanie lub dystrybucja	1	55
Obrót	8*	186**
Obrót gazem ziemnym z zagranicą	2***	53****
Skraplanie gazu ziemnego i regazyfikacja skroplonego gazu ziemnego	2	9
Razem	**13**	**304**

* W tym 1 koncesja wydana dla podmiotu mającego siedzibę za granicą.
** W tym 27 koncesji wydanych dla podmiotów mających siedzibę za granicą.
*** Brak koncesji wydanych dla podmiotów mających siedzibę za granicą.
**** W tym 17 koncesji wydanych dla podmiotów mających siedzibę za granicą.

Źródło: URE.

[133] Dane dotyczące działalności oddziałów terenowych prezentowane są w części XII Sprawozdania.

W ubiegłym roku udzielono także jedną promesę koncesji na dystrybucję paliw gazowych.

W 2019 r. nastąpił nieznaczny spadek liczby podmiotów posiadających koncesję OPG – ze 197 podmiotów na koniec 2018 r. do 186 podmiotów na koniec 2019 r. Ponadto odnotowano niewielki spadek liczby podmiotów posiadających koncesję OGZ – z 55 podmiotów na koniec 2018 r. do 53 podmiotów na koniec 2019 r. Spadek liczby koncesjonariuszy był skutkiem m.in. prowadzonych przez Prezesa URE postępowań w sprawie cofnięcia koncesji (o czym niżej). Jednocześnie w 2019 r. wydano o jedną koncesję OPG oraz o jedną koncesję OGZ mniej niż w 2018 r.

Rok 2019 był drugim z rzędu rokiem (w perspektywie ostatnich 5 lat), w którym liczba podmiotów posiadających ważną koncesję OPG zmalała w stosunku do liczby z roku poprzedniego. Spadek o 5% w zakresie liczby ważnych koncesji OPG nie wydaje się znaczący, niemniej wpisuje się on w zapoczątkowany w 2018 r. trend spadkowy, w zakresie liczby koncesjonariuszy posiadających koncesję OPG – w 2018 r. odnotowano spadek liczby tych koncesji o 1,5%.

Mimo spadku liczby koncesji OPG i OGZ w ostatnim czasie, w perspektywie 5 ostatnich lat w dalszym ciągu mamy do czynienia z ich wzrostem. Na koniec 2014 r. ważne koncesje OPG posiadało 141 podmiotów, natomiast na koniec 2019 r. liczba ta wynosiła 186 podmiotów. Liczba koncesjonariuszy w przeciągu ostatnich 5 lat wzrosła zatem o przeszło 30%. W tej perspektywie czasowej wzrost miał miejsce również w przypadku koncesji OGZ – według stanu na 31 grudnia 2014 r. ten rodzaj koncesji posiadało 48 podmiotów, natomiast na koniec 2019 r. ich liczba wyniosła 53.

Na wysokim poziomie utrzymuje się liczba zagranicznych podmiotów, którym Prezes URE udzielił koncesji umożliwiających wykonywanie działalności na polskim rynku gazu ziemnego. Wśród nich znajduje się wiele podmiotów, które należą do grona największych europejskich graczy na rynku gazu ziemnego. Obecnie ok. ⅓ wszystkich koncesji OGZ obowiązujących na koniec 2019 r. to koncesje posiadane przez podmioty mające siedzibę za granicą.

W 2019 r. Prezes URE:

a) dokonał zmiany koncesji Gas Storage Poland Sp. z o.o. na magazynowanie paliw gazowych w instalacjach magazynowych. W wyniku wprowadzonych zmian dokonano ujawnienia w koncesji nowych pojemności magazynowych PMG Kosakowo oraz dokonano nieznacznej korekty poziomu pojemności magazynowej PMG Mogilno. W koncesji uwzględniono zwiększenie pojemności magazynowej czynnej PMG Kosakowo ze 145,5 mln m^3 do 239,40 mln m^3 oraz zmniejszenie pojemności magazynowej czynnej PMG Mogilno z dotychczasowych 589,85 mln m^3 do 585,40 mln m^3,
b) prowadził postępowanie w sprawie cofnięcia koncesji na obrót paliwami gazowymi udzielonej przedsiębiorcy Polski Prąd i Gaz Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie. Postępowanie zostało wszczęte w 2018 r. 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,
c) 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 2020 r.,
d) wydał 8 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.

Zmiany koncesji/promes koncesji

W 2019 r. wydano 71 decyzji zmieniających koncesje oraz promesy koncesji w zakresie pa-

liw gazowych, w tym 69 decyzji dotyczyło spraw koncesyjnych, a 2 – zmiany promesy. Zmiany dotyczyły przede wszystkim sposobu oznaczenia koncesjonariusza w zakresie nazwy firmy, jak również zmiany siedziby lub adresu koncesjonariusza, zmiany zakresu działalności oraz zmiany terminu ważności koncesji.

Duża część wniosków o zmianę koncesji była 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 tej ustawy, wniosek powinien zostać złożony najpóźniej w terminie 7 dni od dnia zaistnienia tych zmian.

Ponadto, w 2019 r. wydano 2 decyzje w sprawie odmowy zmiany koncesji. Obydwa przypadki dotyczyły zmiany koncesji OPG.

Cofnięcia, uchylenia, stwierdzenia wygaśnięcia koncesji/promes koncesji

W 2019 r. Prezes URE wydał 23 decyzje w sprawie cofnięcia koncesji, z czego 16 dotyczyło koncesji OPG, 4 koncesji OGZ, 2 koncesji DPG i jedna koncesji SGZ. W 12 przypadkach Prezes URE cofnął koncesje działając z urzędu, zaś w pozostałych przypadkach postępowania zostały wszczęte na wniosek przedsiębiorców. Część z ww. decyzji cofających pozostaje jednak nieprawomocna. W 8 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 4 ustawy – Prawo energetyczne), z tego 7 decyzji dotyczyło koncesji OPG, natomiast 1 decyzja koncesji OGZ. 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. Dokonane w 2019 r. cofnięcia koncesji często związane były z prowadzonymi przez Prezesa URE działaniami monitorującymi.

W 2019 r. wydano 1 decyzję w sprawie uchylenia koncesji OPG. Uchylenie nastąpiło na wniosek przedsiębiorcy. Ponadto wydano 4 decyzje stwierdzające wygaśnięcie koncesji, z czego w 3 przypadkach dotyczyło to koncesji OPG, zaś w 1 przypadku koncesji DPG. Powyższe decyzje wydawane były w związku z wnioskami przedsiębiorców i podjętymi przez nich działaniami w zakresie konsolidacji.

Odmowa udzielenia koncesji lub promesy

W 2019 r. Prezes URE wydał decyzję odmawiającą udzielenia koncesji w zakresie OPG. Przyczyną odmowy było niespełnienie warunku określonego w art. 33 ust. 1 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne, tj. wnioskodawca nie dysponował środkami finansowymi w wielkości gwarantującej prawidłowe wykonywanie działalności oraz nie był w stanie udokumentować możliwości ich pozyskania. W przypadku pozostałych rodzajów koncesji nie było przypadków odmowy ich udzielenia. Ponadto, w 2019 r. nie zostały wydane odmowy udzielenia promesy koncesji.

Umorzenie, pozostawienie bez rozpatrzenia lub bez rozpoznania

W 2019 r. umorzono 6 postępowań koncesyjnych. Umorzenia dotyczyły wniosków o udzielenie koncesji (1 na OPG i 1 na DPG) oraz wniosku o zmianę koncesji (1 na OPG), jak również 3 wszczętych z urzędu postępowań w sprawie cofnięcia koncesji (2 w zakresie OPG i 1 w zakresie OGZ).

W 2019 r. 7 wniosków pozostawiono bez rozpoznania. W 6 przypadkach były to wnioski o udzielenie koncesji, z tego w 2 przypadkach wnioski zostały złożone w 2018 r., natomiast w 4 przypadkach wnioski zostały złożone w 2019 r. Wszystkie 6 wniosków zostało pozostawionych bez rozpoznania na podstawie art. 35 ust. 2b ustawy – Prawo energetyczne[134]. W jednym przypadku postępowanie dotyczyło złożonego w 2018 r. wniosku w sprawie zmiany koncesji i zostało zakończone pozostawieniem bez rozpoznania na podstawie art. 64 § 2 Kpa[135].

[134] 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.

[135] Art. 64: jeżeli podanie nie spełnia innych wymagań ustalonych w przepisach prawa, należy wezwać wnoszącego do usunięcia braków w wyznaczonym terminie, nie krótszym niż 7 dni, z pouczeniem, że nieusunięcie tych braków spowoduje pozostawienie podania bez rozpoznania.

2.2. Taryfy i warunki ich kształtowania

8 października 2019 r. Minister Energii podpisał rozporządzenie z 22 września 2019 r. zmieniające rozporządzanie taryfowe gazowe. W ramach nowych przepisów wprowadzono zmiany w definicjach: mocy umownej oraz okresu rozliczeniowego. Dodono § 2a mówiący o zaokrągleniach stosowanych w opłatach. Wprowadzona została zmiana w zakresie kwalifikacji odbiorców pobierających paliwo gazowe w ilości mniejszej niż 110 kWh/h, poprzez wprowadzenie zapisu, że ich kwalifikacja dokonywana jest na podstawie wielkości zużytego paliwa gazowego wyrażonej w jednostkach objętości [m^3]. Celem wprowadzenia zmiany w zakresie kryteriów kwalifikacji do grup taryfowych było doprowadzenie do sytuacji, w której odbiorcy kwalifikowani ze względu na poziom zużycia gazu, kontrolując wskazania gazomierza, uzyskają wpływ na poziom opłat za gaz. Kolejną zmianą jest wprowadzenie możliwości ustalania stawek za wejście i wyjście z systemu przesyłowego wyrażonych w [gr] i w [zł], odniesionych odpowiednio do [kWh/h] i [kWh/dobę] oraz [MWh/h] i [MWh/dobę]. W § 21 ust. 2 i 5 zmieniono zapis dotyczący współczynnika konwersji.

Zmiana rozporządzenia doprecyzowała termin uwzględniania konta regulacyjnego, co wynika z konieczności dostosowania się do wymagań taryfikacji rozporządzenia NC TAR.

Wprowadzone zmiany niewątpliwie stanowią 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.

Taryfy 2019

Spośród prowadzonych w 2019 r. w centrali URE (departamencie DRG) 82 postępowań taryfowych, 60 zakończonych zostało wydaniem decyzji Prezesa URE. Spośród nich, 40 dotyczyło decyzji zatwierdzających przedłożoną taryfę, 11 – decyzji zatwierdzających zmianę taryfy, 2 – zmiany terminu obowiązywania taryfy, 2 – zmiany taryfy i zmiany okresu jej obowiązywania, 5 – umorzenia postępowania w sprawie zatwierdzenia taryfy.

W 2019 r. 8 postępowań dotyczyło 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., 1 postępowanie dotyczyło 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 nieuzasadnionym ich poziomem.

W 2019 r. taryfy ustalane przez przedsiębiorstw energetyczne w zakresie sprzedaży gazu ziemnego, podlegały zatwierdzeniu przez Prezesa URE, w przypadku gdy gaz sprzedawany jest dla odbiorców w gospodarstwach domowych. Kluczowe znaczenie ma taryfa PGNiG OD Sp. z o.o., ponieważ przedsiębiorstwo dostarcza paliwa gazowe do ponad 90% odbiorców w gospodarstwach domowych. Od 15 lutego 2019 r. obowiązywała taryfa nr 7 PGNiG OD, która spowodowała wzrost cen w stosunku do obowiązujących o 2,5%. Główną przyczyną podwyżki cen gazu był obserwowany wzrost kosztów zakupu gazu ziemnego wysokometanowego, nabywanego przez przedsiębiorstwo na TGE, która jest głównym źródłem zakupu tego surowca przez PGNiG OD.

Taryfy PGNiG OD Sp. z o.o.

W 2019 r. Prezes URE prowadził dwa postępowania administracyjne dotyczące taryfy PGNiG OD Sp. z o.o. w sprawie zatwierdzenia ustalonej przez to przedsiębiorstwo taryfy w zakresie dostarczania paliw gazowych.

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. Pierwsza z nich to decyzja podjęta przez Prezesa URE i opublikowana w Biuletynie URE 25 stycznia 2019 r., weszła w życie 15 lutego 2019 r. Druga natomiast – podjęta 16 grudnia 2019 r., została opublikowana w dniu następnym, tj. 17 grudnia 2019 r.

Zatwierdzona 25 stycznia 2019 r. taryfa nr 7 spowodowała wzrost cen gazu jako towaru w sto-

sunku do taryfy obowiązującej o 2,5%. Powodem wzrostu ceny paliw gazowych był wzrost kosztów jego zakupu. Z uwagi na to, że stawki opłat abonamentowych pozostały na niezmienionym poziomie (poza grupami W-2.2 i W-3.6), wzrost średnich cen w obrocie wynosi 2,3% zarówno dla gazu wysokometanowego, jak i dla gazu zaazotowanego (podgrupa Lw i podgrupa Ls).

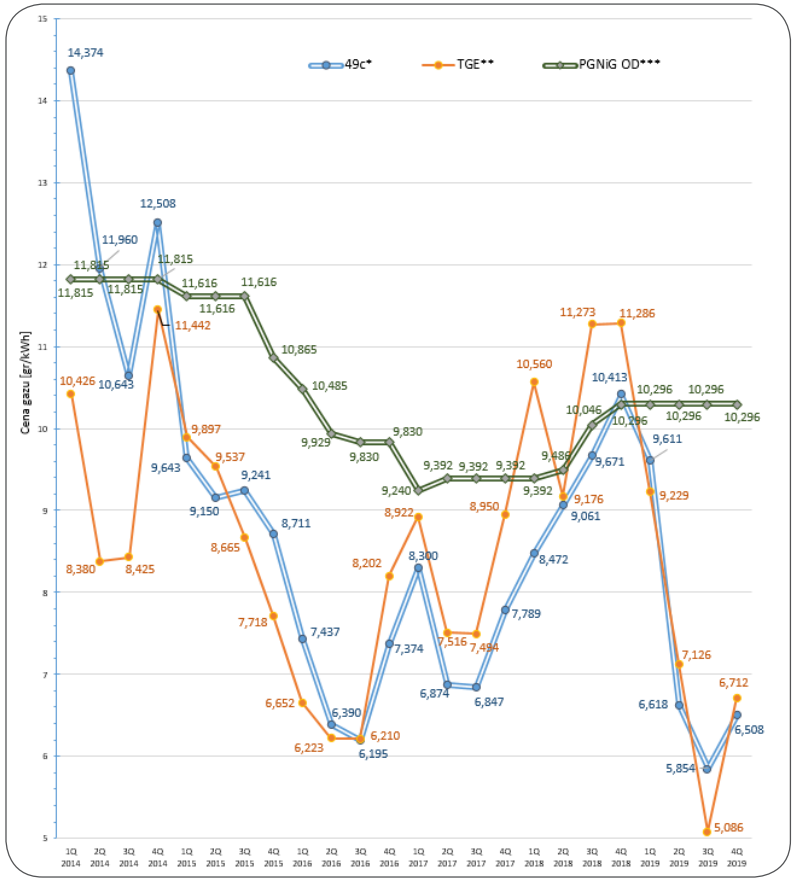
Przedsiębiorstwo świadcząc odbiorcom usługę kompleksową dostarczania paliw gazowych stosuje w rozliczeniach stawki opłat dystrybucyjnych Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. Zważywszy, że ww. stawki uległy obniżeniu, płatności jakimi zostali obciążeni odbiorcy gazu wysokometanowego (grupa E) oraz gazu zaazotowanego (w podgrupach Lw i Ls) nie uległy zmianie.

Następnie decyzją Prezesa URE z 16 grudnia 2019 r. zatwierdzona została taryfa nr 8. Ustalone w niej ceny gazu uległy obniżeniu o 2,9%, a stawki opłat abonamentowych utrzymane zostały na niezmienionym poziomie. Średnie ceny w obrocie wszystkimi rodzajami gazu uległy obniżeniu o 2,6%. Przedsiębiorstwo świadcząc odbiorcom usługę kompleksową dostarczania paliw gazowych stosuje w rozliczeniach stawki opłat dystrybucyjnych Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. Zważywszy, że ww. stawki te są na tym samym poziomie, obniżeniu uległy średnie płatności, jakimi zostali obciążeni odbiorcy, o 1,82% dla odbiorców gazu wysokometanowego, 1,93% dla odbiorców gazu zaazotowanego Lw i 1,89% dla odbiorców gazu zaazotowanego Ls.

W efekcie decyzji z 25 stycznia 2019 r., zmiana 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. przedstawiała się następująco:

a) dla odbiorców zakwalifikowanych do grupy W-1 zużywających paliwo gazowe do przygotowania posiłków, dla średniego rocznego zużycia w kraju wynoszącego 1 312 kWh wyniósł (-) 0,7%, co oznacza spadek średniomiesięcznych płatności o 0,17 zł,
b) 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, płatność nie zmieniła się,
c) 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

Rysunek 53. Ceny gazu ziemnego w latach 2014-2019

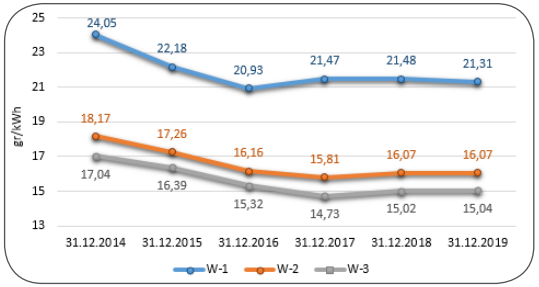


* Średnie kwartalne ceny zakupu gazu ziemnego z zagranicy, publikowane na mocy art. 49c ustawy – Prawo energetyczne.
** Średnie kwartalne ceny obliczone na podstawie średnioważonych miesięcznych cen na TGE na RDN.
*** Ceny paliw gazowych zatwierdzane przez Prezesa URE w taryfach PGNiG OD Sp. z o.o.

Źródło: URE.

wyniósł (+) 0,1%, co oznacza wzrost średniomiesięcznych płatności o 0,27 zł.

Rysunek 54. Jednostkowa płatność dla odbiorców w gospodarstwach domowych w latach 2014-2019



Źródło: URE.

Taryfa Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

W 2019 r. Prezes URE dwukrotnie opublikował decyzje taryfowe w zakresie prowadzonych postępowań administracyjnych przedsiębiorstwa energetycznego – PSG Sp. z o.o. z siedzibą w Tarnowie – największego w skali kraju operatora świadczącego usługi polegające na dystrybucji paliw gazowych.

25 stycznia 2019 r. Prezes URE zatwierdził i opublikował w Biuletynie URE decyzję zatwierdzającą taryfę nr 7, z okresem jej obowiązywania do 31 grudnia 2019 r. Zatwierdzona taryfa nr 7 skutkowała, dla odbiorców gazu ziemnego wysokometanowego i zaazotowanego, obniżeniem wartości średniej opłaty za usługę dystrybucji o ok. 5% oraz dla odbiorców gazu koksowniczego – podwyższeniem wartości średniej opłaty za usługę dystrybucji o 40%. Przedmiotowa taryfa została wprowadzona do stosowania 15 lutego 2019 r.

Następnie 7 czerwca 2019 r. Prezes URE na wniosek przedsiębiorstwa umorzył postępowanie w sprawie zmiany nr 1 taryfy nr 7 dla usług dystrybucji dotyczącej zmiany stawki opłaty za przyłączenie dla podmiotów ubiegających się o przyłączenie zaliczanych do grupy przyłączeniowej B podgrupy I.

Taryfa Gas Storage Poland Sp. z o.o.

Taryfa 1/2019 w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego dla przedsiębiorstwa Gas Storage Poland Sp. z o.o. została zatwierdzona 29 marca 2019 r. na okres 12 miesięcy od dnia wprowadzenia jej do stosowania. W tej taryfie przedsiębiorstwo zmniejszyło pięciokrotnie wielkość pojemności czynnej w pakiecie (z 1 000 MWh do 200 MWh). Jednocześnie, po rozbudowie magazynu Kosakowo zwiększyła się wielkość dostępnej pojemności czynnej magazynów, łącznie do 3 075 mln m^3. Na rok magazynowy rozpoczynający się 15 kwietnia 2019 r. GSP zaoferował łącznie 166 752 pakiety, tj. o 3,6% więcej niż w poprzednim roku magazynowym (w porównywalnych warunkach). Średnie opłaty za usługi magazynowania uległy obniżeniu o ok. 6,3%.

Zakres usług magazynowych przewidzianych w Taryfie 1/2019 nie uległ zmianie w stosunku do Taryfy 1/2018 Gas Storage Poland Sp. z o.o. w 2019 r.

Taryfa EuRoPol GAZ S.A.

31 maja 2019 r. została zatwierdzona taryfa za usługi przesyłania gazu ziemnego wysokometanowego, ustalona przez SGT EuRoPol GAZ S.A. na 2020 r. Obowiązek zatwierdzenia taryf przesyłowych – w tym taryfy SGT EuRoPol GAZ S.A. z tak dużym wyprzedzeniem wynika 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 wtorek lipca), muszą być znane taryfy przesyłowe, które będą obowiązywały w okresie udostępniania produktu, którego dotyczy aukcja.

W kalkulacji taryfy uwzględnione zostały postanowienia decyzji Prezesa URE z 29 marca 2019 r. zatwierdzającej *„Metodę wyznaczania cen referencyjnych nr 1/SGT w zakresie sieci przesyłowej będącej własnością Europol Operatora Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A. na okres: od dnia 1 stycznia 2020 r. do dnia 31 grudnia 2022 r."* oraz *„Komunikatu Nr 24/2019 w sprawie poziomu mnożników, współczynników sezonowych i rabatów, o których mowa w art. 28 ust. 1 lit. a)-c) Kodeksu taryfowego, uwzględnianych w kalkulacji taryf dla usług przesyłania paliw gazowych na okres od dnia 1 stycznia 2020 r. do dnia 31 grudnia 2020 r."*.

Podobnie jak w przypadku taryf SGT EuRoPol GAZ S.A. na rok 2018 i 2019, taryfa zatwierdzona 31 maja 2019 r. nie została wprowadzona do stosowania na skutek odwołania wniesionego od decyzji zatwierdzającej tę taryfę, o czym Prezes URE poinformował 12 czerwca 2019 r., zamieszczając

stosowny komunikat w Biuletynie Branżowym URE – Paliwa gazowe nr 52 (1246). Do rozliczeń za usługi przesyłania gazu świadczone na polskim odcinku gazociągu Jamał – Europa, którego właścicielem jest SGT EuRoPol GAZ S.A., stosowana jest w dalszym ciągu ostatnia prawomocna taryfa tego przedsiębiorstwa, tj. taryfa na 2017 r.

Taryfa OGP Gaz-System S.A.

W 2019 r. w rozliczeniach z tytułu świadczonych przez OGP Gaz-System S.A. usług przesyłania paliw gazowych stosowana była taryfa nr 12, zatwierdzona decyzją Prezesa URE z 1 czerwca 2018 r. na okres do 31 grudnia 2019 r.[136)]

Decyzją z 31 maja 2019 r. Prezes URE zatwierdził *Taryfę dla usług przesyłania paliw gazowych nr 13* na okres od 1 stycznia 2020 r. do 31 grudnia 2020 r.[137)] Obowiązek zatwierdzenia taryfy OGP z tak dużym wyprzedzeniem wynika 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 (odbywającej się w pierwszy wtorek lipca), muszą być znane taryfy przesyłowe, które będą obowiązywały w okresie udostępniania produktu, którego dotyczy aukcja.

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 taryfowego gazowego. Ponadto, w kalkulacji taryfy uwzględnione zostały postanowienia decyzji Prezesa URE z 29 marca 2019 r. zatwierdzającej *„Metodę wyznaczania cen referencyjnych nr 1/OGP w zakresie własnej sieci przesyłowej Operatora Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A. na okres: od dnia 1 stycznia 2020 r. do dnia 31 grudnia 2022 r."* oraz *„Komunikatu Nr 24/2019 w sprawie poziomu mnożników, współczynników sezonowych i rabatów, o których mowa w art. 28 ust. 1 lit. a)-c) Kodeksu taryfowego, uwzględnianych w kalkulacji taryf dla usług przesyłania paliw gazowych na okres od dnia 1 stycznia 2020 r. do dnia 31 grudnia 2020 r."*.

Stawki opłat przesyłowych zostały ustalone na wejściach do oraz wyjściach z systemu przesyłowego (dla gazu ziemnego wysokometanowego i zaazotowanego), w tym dla gazu ziemnego wysokometanowego również na wejściach z oraz wyjściach do instalacji magazynowych.

W taryfie na 2020 r. udział przychodów uzyskiwanych z opłat stałych, zarówno dla gazu wysokometanowego, jak i zaazotowanego, wyniósł 100%. Przyjęty został również podział przychodu na punkty wejścia i wyjścia w proporcji 45/55. Stawki na punktach wejścia i wyjścia do/z instalacji magazynowych zostały ustalone z zachowaniem zasady zastosowanej w taryfie nr 12, tzn. stawki te wynoszą 20% stawek przesyłowych na punktach wejścia i wyjścia do/z sieci przesyłowej gazu ziemnego wysokometanowego innych niż instalacje magazynowe. Na punkcie wejścia do systemu przesyłowego z terminalu LNG zastosowano upust w wysokości 100%, skutkujący brakiem opłat za wprowadzenie gazu do systemu przesyłowego w tym punkcie.

W efekcie taryfy nr 13 nastąpił spadek łącznych kosztów zakupu usług przesyłowych o 1,39% dla PSG Sp. z o.o., oraz o 0,36% dla Gas Storage Poland Sp. z o.o. Natomiast dla pozostałych zleceniodawców usługi przesyłowej spadek łącznych kosztów zakupu usług przesyłowych (łącznie dla wejścia oraz wyjścia z systemu przesyłowego) wyniósł 0% – 5,91%.

Taryfa POLSKIE LNG S.A.

Od 1 stycznia 2019 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 4, zatwierdzona decyzją Prezesa URE z 17 grudnia 2018 r. na okres 12 miesięcy od dnia wprowadzenia do stosowania[138)].

Decyzją z 16 grudnia 2019 r. Prezes URE zatwierdził *Taryfę dla usług regazyfikacji LNG nr 5* na okres 12 miesięcy od dnia wprowadzenia taryfy

[136)] Biuletyn branżowy URE – Paliwa gazowe nr 33/2018 r., https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/paliwa-gazowe/3638,Taryfy-opublikowane-w-2018-r.html.

[137)] Biuletyn branżowy URE – Paliwa gazowe nr 48/2019 r., https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/paliwa-gazowe/3779,Taryfy-opublikowane-w-2019-r.html.

[138)] Biuletyn branżowy URE – Paliwa gazowe nr 93/2018 r., https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/paliwa-gazowe/3638,Taryfy-opublikowane-w-2018-r.html.

do stosowania[139], co zgodnie z informacją przekazaną przez Polskie LNG S.A. do urzędu nastąpiło 1 stycznia 2020 r.

Zatwierdzenie taryfy skutkowało wzrostem średniej stawki za usługi regazyfikacji o 1,9% 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 przeładunek gazu LNG na autocysterny wzrastała o 0,4%. Wynikało to z planowanego wzrostu (o 2,7%) przychodu regulowanego w porównaniu do przychodu dla taryfy nr 4, na który w głównej mierze składał się wzrost kosztu zakupu energii elektrycznej, uprawnień do emisji CO_2 oraz usług obcych związanych z planowanym zwiększeniem zakresu usług świadczonych przez Terminal. W kalkulacji taryfy został również uwzględniony planowany wzrost ilości gazu po regazyfikacji (o 12,7%) w porównaniu do ilości przyjętej do taryfy nr 4.

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 przeładunku 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.

[139] Biuletyn branżowy URE – Paliwa gazowe nr 98/2019 r., https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/paliwa-gazowe/3779,Taryfy-opublikowane-w-2019-r.html.

Statystyka ilościowa prowadzonych postępowań w oddziałach terenowych

W oddziałach terenowych w 2019 r. prowadzonych było łącznie 39 postępowań w sprawie taryf ustalonych przez przedsiębiorstwa, które prowadzą działalność gospodarczą w zakresie określonym w art. 16 ust. 13 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne.

Spośród prowadzonych postępowań, w 21 przypadkach zatwierdzono taryfy oraz wydano 7 decyzji zmieniających obowiązujące taryfy.

Do 31 grudnia 2019 r. w oddziałach terenowych w toku pozostawało 10 postępowań administracyjnych w sprawie zatwierdzenia taryfy dla gazu.

3. Wyznaczanie operatorów systemów gazowych

W świetle obowiązujących regulacji ustawy – Prawo energetyczne operatorów systemów gazowych wyznacza Prezes URE w drodze decyzji:

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

Zgodnie z art. 4e[1] 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 (OSP), operatora systemu dystrybucyjnego (OSD), operatora systemu magazynowania paliw gazowych (OSM), operatora systemu skraplania gazu ziemnego (OSGZ) 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* (rozdzielenia działalno-

ści) 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:

- przesyłaniem, dystrybucją lub magazynowaniem paliw gazowych, lub skraplaniem gazu ziemnego, lub regazyfikacją skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego albo
- przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej.

Ponadto, jak stanowi art. 9d ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne, w celu zapewnienia niezależności operatora systemu przesyłowego oraz operatora systemu połączonego ta sama osoba lub podmiot nie może:

- 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,
- powoływać członków rady nadzorczej, zarządu lub innych organów uprawnionych do reprezentacji operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu połączonego, ani względem systemu przesyłowego lub połączonego oraz bezpośrednio lub pośrednio wywierać decydującego wpływu lub wykonywać praw względem przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi albo wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną,
- 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 ustawy – Prawo energetyczne, 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:

- 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,
- osoby odpowiedzialne za zarządzanie operatorem systemu dystrybucyjnego mają zapewnioną możliwość niezależnego działania,
- operator systemu dystrybucyjnego ma prawo podejmować niezależne decyzje w zakresie majątku niezbędnego do wykonywania działalności gospodarczej w zakresie dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej,
- organ przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo nie może wydawać operatorowi systemu dystrybucyjnego poleceń dotyczących jego bieżącej działalności ani podejmować decyzji w zakresie budowy sieci lub jej modernizacji, chyba że polecenia te lub decyzje dotyczyłyby działania operatora systemu dystrybucyjnego, które

wykraczałyby poza zatwierdzony plan finansowy lub inny równoważny dokument (art. 9d ust. 1e ustawy – Prawo energetyczne).

Co więcej, jak stanowi art. 9d ust. 1h ustawy – Prawo energetyczne, operator systemu przesyłowego, operator systemu dystrybucyjnego oraz operator systemu połączonego nie mogą wykonywać działalności gospodarczej związanej z produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi lub energią elektryczną ani jej wykonywać na podstawie umowy na rzecz innych przedsiębiorstw energetycznych.

W ustawie przewidziano również zakres zwolnień z obowiązków unbundlingu dla OSD gazowych. Zgodnie z art. 9d ust. 7 ww. ustawy – Prawo energetyczne obowiązek wydzielenia prawnego i organizacyjnego OSD gazowego nie dotyczy przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo obsługującego mniej niż sto tysięcy odbiorców przyłączonych do systemu dystrybucyjnego gazowego wchodzącego w skład tego przedsiębiorstwa, jeżeli sprzedaż paliw gazowych przez to przedsiębiorstwo w ciągu roku nie przekracza 150 mln m³, a także przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo obsługującego mniej niż sto tysięcy odbiorców przyłączonych do systemu dystrybucyjnego gazowego wchodzącego w skład tego przedsiębiorstwa, jeżeli sprzedaż przez to przedsiębiorstwo dotyczy paliw gazowych innych niż gaz ziemny wysokometanowy lub zaazotowany, w tym skroplony gaz ziemny, dostarczanych siecią gazową.

W ustawie – Prawo energetyczne 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:

- osoby odpowiedzialne za zarządzanie operatorem systemu magazynowania nie mogą uczestniczyć w strukturach przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo lub przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi, ani być odpowiedzialne, bezpośrednio lub pośrednio za bieżącą działalność w tym zakresie,
- osoby odpowiedzialne za zarządzanie operatorem systemu magazynowania mają zapewnioną możliwość niezależnego działania,
- operator systemu magazynowania ma prawo podejmować niezależne decyzje dotyczące majątku niezbędnego do wykonywania działalności gospodarczej w zakresie magazynowania paliw gazowych,
- organ przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo nie może wydawać operatorowi systemu magazynowania poleceń dotyczących jego bieżącej działalności ani podejmować decyzji w zakresie budowy lub modernizacji instalacji magazynowej, chyba że polecenia te lub decyzje dotyczyłyby działań operatora systemu magazynowania, które wykraczałyby poza zatwierdzony plan finansowy lub inny równoważny dokument.

Ustawa – Prawo energetyczne określa poza tym przesłanki, jakie Prezes URE zobowiązany jest uwzględnić, wydając decyzję operatorską (art. 9h ust. 7) oraz okoliczności, które obligują go do odmowy wyznaczenia danego przedsiębiorcy operatorem systemu (art. 9h ust. 8).

Decyzje w sprawach operatorów systemów gazowych

W 2019 r. Prezes URE wyznaczył dwóch OSD gazowych oraz jednego OSGZ, jak również wydał 19 decyzji dotyczących zmiany decyzji operatorskich, stwierdził wygaśnięcie trzech decyzji w sprawie wyznaczenia OSD oraz umorzył postępowanie w sprawie wyznaczenia OSGZ. Zmiany decyzji operatorskich dotyczyły zarówno operatorów podlegających zasadom *unbundlingu*, jak i operatorów zwolnionych ze stosowania tych zasad.

Według stanu na 31 grudnia 2019 r., na rynku paliw gazowych funkcjonowali następujący operatorzy:

- operator systemu przesyłowego gazowego,
- 53 operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych (w tym jeden prawnie wydzielony),
- operator systemu magazynowania,
- 9 operatorów systemów skraplania gazu ziemnego.

Na terytorium kraju funkcjonuje jeden OSP, którym jest jednoosobowa spółka Skarbu Państwa OGP Gaz-System S.A. Działalność OSP obejmowała w 2019 r. zarządzanie krajowym systemem przesyłowym stanowiącym własność OGP Gaz-

-System S.A., na podstawie decyzji Prezesa URE wyznaczającej spółkę operatorem systemu przesyłowego na okres do 6 grudnia 2068 r.

OGP Gaz-System S.A. pełni ponadto funkcję operatora systemu przesyłowego na polskim odcinku gazociągu Jamał-Europa Zachodnia, którego właścicielem jest spółka SGT EuRoPol GAZ S.A., posiadająca koncesję na przesyłanie paliw gazowych. Operatorstwo na odcinku gazociągu tranzytowego wykonywane jest przez OSP w modelu niezależnego operatora systemu na podstawie decyzji Prezesa URE wyznaczającej z urzędu OGP Gaz-System S.A. jako OSP na okres do 31 grudnia 2025 r.

Na terytorium RP według stanu na 31 grudnia 2019 r. funkcjonował OSD gazowy podlegający wymogom prawnego i funkcjonalnego *unbundlingu*. Tym podmiotem była PSG Sp. z o.o. należąca do GK PGNiG. Spółka ta wykonuje działalność gospodarczą polegającą na dystrybucji paliw gazowych sieciami dystrybucyjnymi o ciśnieniu niskim, średnim i wysokim na potrzeby odbiorców zlokalizowanych na terytorium kraju. Ponadto 52 przedsiębiorstwa energetyczne wykonywały funkcje OSD w zakresie nie podlegającym wydzieleniu prawnemu (*vide* – art. 9d ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne).

W 2019 r. funkcję OSM 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 2019 r. Gas Storage Poland Sp. z o.o. wykonywała swoje zadania w odniesieniu do następujących instalacji magazynowych:

a) PMG „Husów" zlokalizowanym na terenie gmin Łańcut i Markowa o pojemności magazynowej czynnej 500 mln m^3,
b) PMG „Wierzchowice" zlokalizowanym na terenie gmin Milicz i Krośnice o pojemności magazynowej czynnej 1 200 mln m^3,
c) PMG „Mogilno" zlokalizowanym na terenie gmin Mogilno i Rogowo o pojemności magazynowej czynnej 585,4 mln m^3, 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 m^3,
e) PMG „Brzeźnica" zlokalizowanym na terenie gminy Dębica o pojemności magazynowej czynnej 100 mln m^3,
f) PMG „Strachocina" zlokalizowanym na terenie gmin Sanok i Brzozów o pojemności magazynowej czynnej 360 mln m^3,
g) PMG „Kosakowo" zlokalizowanym na terenie gminy Kosakowo o pojemności magazynowej czynnej 239,4 mln m^3.

Zatem na koniec 2019 r. pojemność magazynowa czynna ww. instalacji magazynowych wynosiła łącznie 3 074,8 mln m^3 (34 198,7 GWh).

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". Decyzja zmieniająca koncesję MPG i tym samym umożliwiająca wykonywanie funkcji OSM na nowych, dodatkowych pojemnościach magazynowych PMG „Kosakowo" została wydana w lutym 2019 r. Z kolei w marcu 2019 r. wydano decyzję polegającą na niewielkiej korekcie pojemności magazynowej PMG Mogilno.

Według stanu na 31 grudnia 2019 r., 9 podmiotów posiadało przyznany przez Prezesa URE status operatora systemu skraplania gazu ziemnego.

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. 9h[1] i 9h[2] 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 implementowano dwa modele funkcjonowania operatorów systemów przesyłowych: model pełnego rozdziału właścicielskiego (OU) oraz model niezależnego operatora systemu (ISO). W modelu OU (*ownership unbundling*) podmiot będący operatorem sieci jest równocześnie jej właścicielem i pozostaje on w pełni

niezależny od jakiekolwiek 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. $9h^2$ 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 KE, krajowy organ regulacyjny przyjmuje ostateczną decyzję o certyfikacji OSP, uwzględniając w najwyższym stopniu tę opinię. Decyzja organu regulacyjnego jest publikowana wraz z opinią KE.

Postępowania w sprawie przyznania certyfikatu niezależności

W 2019 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 2019 r. Prezes URE 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.

W lipcu 2019 r. Prezes URE zakończył postępowanie administracyjne wszczęte w 2018 r. względem OGP Gaz-System S.A. w sprawie określenia kryteriów z art. $9h^1$ ust. 7 ustawy – Prawo energetycznego, które nie są spełnione oraz wyznaczenia terminu na podjęcie działań mających na celu spełnienie tych kryteriów. Postępowanie dotyczyło pełnienia przez OGP Gaz-System S.A. funkcji OSP na polskiej części gazociągu jamalskiego i związane było z brakiem realizacji zalecenia wskazanego w ww. decyzji certyfikacyjnej z 19 maja 2015 r. Decyzji nadano rygor natychmiastowej wykonalności.

Również w lipcu 2019 r. Prezes URE zakończył postępowanie administracyjne wszczęte w 2018 r. względem SGT EuRoPol GAZ S.A. w sprawie zobowiązania tego przedsiębiorcy 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. $9h^1$ ust. 7 pkt 2-4 ustawy – Prawo energetyczne oraz wyznaczenia terminu na ich podjęcie. Decyzji nadano rygor natychmiastowej wykonalności.

Ponadto, z uwagi na zmianę przepisów ustawy – Prawo energetyczne wprowadzoną ustawą z 4 lipca 2019 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE przeprowadził w 2019 r. postępowanie administracyjne oraz wydał 19 grudnia 2019 r. decyzję administracyjną w sprawie ustalenia treści umowy o powierzenie obowiązków operatora systemu przesyłowego na polskim odcinku Systemu Gazociągów Tranzytowych Jamał – Europa Zachodnia pomiędzy SGT EuRoPol GAZ S.A. a OGP Gaz-System S.A. Więcej informacji na temat tego postępowania znajduje się w pkt 6.6. niniejszego Sprawozdania.

5. Monitorowanie funkcjonowania operatorów

5.1. Monitorowanie wypełniania zadań przed operatorów systemów dystrybucyjnych, skraplania gazu ziemnego i magazynowania w zakresie warunków dostępu do sieci i instalacji

Monitorowanie wypełniania zadań przez operatorów systemów dystrybucyjnych

Prezes URE corocznie monitoruje wypełnianie realizacji zadań przez operatorów systemu dystry-

bucyjnego, przede wszystkim w ramach postępowania w przedmiocie zatwierdzenia IRiESD oraz coroczne badanie funkcjonowania największego operatora systemu dystrybucyjnego na terenie Rzeczypospolitej Polskiej. Natomiast w przypadku mniejszych OSD, Prezes URE nie zatwierdza przyjętych przez nich IRiESD, niemniej na bieżąco monitoruje zasady prowadzenia przez nich działalności gospodarczej.

W chwili obecnej największym operatorem systemu dystrybucyjnego jest PSG Sp. z o.o. Ponadto, na polskim rynku działa szereg mniejszych operatorów systemów dystrybucyjnych.

Od marca do grudnia 2019 r. Prezes URE prowadził postępowanie w przedmiocie zatwierdzenia IRiESD. Operator dokonał licznych zmian w Instrukcji. PSG Sp. z o.o. trzykrotnie konsultowała z rynkiem proponowane zapisy Instrukcji. Prezes URE zatwierdził IRiESD decyzją z 23 grudnia 2019 r., która weszła w życie 1 stycznia 2020 r. W Instrukcji zawarto szereg nowych regulacji wynikających ze zmian zachodzących na rynku gazu. Przede wszystkim wprowadzono nowy model rozliczenia użytkowników sieci z tytułu różnicy pomiędzy ilością paliwa gazowego wprowadzonego i pobieranego przez nich z sieci dystrybucyjnej (procedura wyrównania). W ramach nowej procedury wyrównania wdrożono roczny okres rozliczeniowy (zamiast miesięcznego) oraz wprowadzono nowe zasady dokonywania alokacji. Bilansowanie handlowe wykonywane przez PSG Sp. z o.o. zostało natomiast ograniczone do lokalnych obszarów dystrybucyjnych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej tej spółki. Wprowadzenie procedury wyrównania powinno ograniczyć ryzyka dla użytkowników sieci związane z niekiedy znaczącymi przepływami finansowymi pomiędzy PSG Sp. z o.o. a użytkownikami sieci. Ponadto zmieniono zasady wykonywania alokacji w zakresie wyznaczania różnicy bilansowej przypisanej spółce. Rozliczenie w ramach procedury wyrównania zostało oparte o średnią ważoną ilością gazu wprowadzonego do systemu dystrybucyjnego z uwzględnieniem indeksu Rynku Dnia Następnego (TGE).

Ponadto, w IRiESD wprowadzono także regulacje dotyczące biogazu i biogazu rolniczego, instalacji LNG, sprzedaży rezerwowej, weryfikacji i kontroli metrologicznej, przedpłatowych układów pomiarowych oraz modelu współpracy z operatorami systemów współpracujących. Wprowadzono także liczne drobne zmiany, głównie o charakterze porządkującym.

Należy również nadmienić, że PSG Sp. z o.o. pozostaje podmiotem odpowiedzialnym za prognozowanie w rozumieniu przepisów rozporządzenia BAL. Zadania podmiotu odpowiedzialnego za prognozowanie zostały opisane w Sprawozdaniu Prezesa URE za 2018 r. Prezes URE w ramach corocznej weryfikacji badał funkcjonowanie podmiotu odpowiedzialnego za prognozowanie.

Ponadto, Prezes URE na podstawie corocznych ankiet monitorował działalność PSG Sp. z o.o. w zakresie bilansowania sieci dystrybucyjnej, w tym kosztów i przychodów uzyskiwanych przez spółkę.

Badaniu podlegała również realizacja obowiązku współpracy z innymi przedsiębiorstwami energetycznymi, zasad świadczenia usług przez OSD, zasad przyłączania do sieci dystrybucyjnej odnawialnych źródeł energii, przypadków wstrzymania świadczenia usługi dystrybucyjnej, a także rozbudowy stacji LNG i świadczenia usług regazyfikacji gazu LNG.

W odniesieniu do tzw. małych OSD, w 2019 r. Prezes URE prowadził działania monitorujące polegające przede wszystkim na weryfikacji zapisów IRiESD wybranych operatorów. Zakres weryfikacji dotyczył m.in. zgodności instrukcji stosowanej przez danego operatora z przepisami prawa, w tym zamieszczenie w instrukcji procedury zmiany sprzedawcy. W 2019 r. Prezes URE zweryfikował Instrukcje czterech tzw. małych OSD. Ponadto, monitorowanie działalności odbywa się poprzez bieżące rozpatrywanie skarg na działalność tych przedsiębiorstw.

Monitorowanie wypełniania zadań przez operatora systemu przesyłowego

Prezes URE monitoruje wypełnianie zadań przez operatora systemu przesyłowego zarówno w ramach prowadzonych postępowań, systematycznego gromadzenia danych, jak również w ramach ankiet wysyłanych do OSP po zakończeniu każdego roku.

Prezes URE monitorował i zbierał informacje m.in. dotyczące systemu gazowego przesyłowego, funkcjonowania połączeń z innymi systemami przesyłowymi, wolumenu przesłanego gazu, wartości oczekiwanej popytu na następne 5 lat oraz na okres 10 i 15 lat. Przede wszystkim jednak

krajowy organ regulacyjny monitoruje wykonanie przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązków z rozporządzenia 715/2009 w okresie sprawozdawczym oraz rozporządzeń wykonawczych Komisji (tzw. kodeksów sieci).

Ponadto, 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.

Monitorowanie wypełniania zadań przez operatora systemu magazynowania

Gas Storage Poland Sp. z o.o. została wyznaczona przez Prezesa URE operatorem systemu magazynowania gazu ziemnego. Spółka ta udostępnia zdolności magazynowe w następujących instalacjach oraz grupach instalacji:

- Grupa Instalacji Magazynowych Kawerna (GIM Kawerna), obejmująca KPMG Mogilno i KMPG Kosakowo,
- Grupa Instalacji Magazynowych Sanok (GIM Sanok), obejmująca PMG Husów, PMG Strachocina, PMG Swarzów oraz PMG Brzeźnica,
- PMG Wierzchowice.

Tabela 73. Pojemności czynne instalacji magazynowych w 2019 r.

Grupa instalacji magazynowych/instalacja magazynowa		Pojemność czynna [mln m³]		Pojemność czynna [GWh]	
GIM Kawerna	KPMG Mogilno	824,8	585,4	9 190,7	6 521,4
	KPMG Kosakowo		239,4		2 669,3
GIM Sanok	PMG Husów	1 050,0	500,0	11 808,0	5 625,0
	PMG Strachocina		360,0		4 050,0
	PMG Swarzów		90,0		1 008,0
	PMG Brzeźnica		100,0		1 125,0
PMG Wierzchowice		1 200,0		13 200,0	
SUMA		**3 074,8**		**34 198,7**	

* Pojemność czynna instalacji magazynowej wyrażona w jednostkach energii została określona na podstawie maksymalnych wartości ciepła spalania w $MFPWE_{OSM}$/$MFPWY_{OSM}$, opublikowanych przez OGP Gaz-System S.A.

Źródło: Opracowanie Gas Storage Poland Sp. z o.o.

Zmiana pojemności czynnej GIM Kawerna w stosunku do wielkości w 2018 r. wynika ze zwiększenia w trakcie 2019 r. pojemności czynnej KPMG Kosakowo oraz zmniejszenia tej pojemności w przypadku KPMG Mogilno.

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 magazynowania w formie pakietu, pakietu elastycznego lub jako usługę rozdzieloną.

W 2019 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. 74 (str. 157) zawiera zestawienie oferowanych zdolności magazynowych w 2019 r.

W trybie wniosku zaoferowano zwalniane zdolności magazynowe będące następstwem wygaśnięcia umów o świadczenie usług magazynowania oraz zdolności magazynowe powstałe w związku z realizowaną budową KPMG Kosakowo.

W trybie aukcji Gas Storage Poland oferował na warunkach przerywanych w ramach UM Krótkoterminowej 505 pakietów na okres 3 miesięcy gazowych w GIM Kawerna. Pakiety były oferowane na okres rozpoczynający się od 1 stycznia 2020 r. od godz. 6:00 do 1 kwietnia 2020 r. do godz. 6:00. Aukcja została przeprowadzona na Platformie Usług Magazynowania (PUM). W aukcji nie uczestniczył żaden podmiot, a zatem nie złożono żadnej oferty i nie przyznano zdolności magazynowych.

W 2019 r. Gas Storage Poland dwukrotnie wprowadzała zmiany do obowiązującego Regulaminu Świadczenia Usług Magazynowania. Regulamin z 21 marca 2019 r. wszedł w życie 14 kwietnia 2019 r. Następnie spółka prowadziła konsultacje zmian do Regulaminu w okresie 2-16 września 2019 r. RŚUM w wersji z 17 października 2019 r. wszedł w życie 1 listopada 2019 r. Na chwilę opublikowania niniejszego Sprawozdania obowiązuje

Tabela 74. Zdolności magazynowe oferowane w trybie wniosku przez Gas Storage Poland Sp. z o.o. w 2019 r.

Instalacja magazynowa	Rodzaj usługi	Warunki świadczenia usługi	Oferowane Zdolności Magazynowe			
			pojemność czynna [MWh]	moc zatłaczania [MWh/h]	moc odbioru [MWh/h]	okres
GIM Kawerna	UM Długoterminowa lub UM Krótkoterminowa	na warunkach ciągłych	1 305 200	958,426	2 238,418	od początku roku magazynowego 2019/2020 rozpoczynającego się 15.04.2019 r. o godz. 6:00 do końca roku magazynowego 2022/2023 kończącego się 15.04.2023 r. o godz. 6:00
			55 000	41,525	94,325	od 1.08.2019 r. od godz. 6:00 do końca roku magazynowego 2022/2023 kończącego się 15.04.2023 r. o godz. 6:00
PMG Wierzchowice	UM Długoterminowa	na warunkach ciągłych	110 000	45,650	124,850	od początku roku magazynowego 2019/2020 rozpoczynającego się 15.04.2019 r. o godz. 6:00 do końca roku magazynowego 2022/2023 kończącego się 15.04.2023 r. o godz. 6:00
GIM Sanok	UM Długoterminowa	na warunkach przerywanych	600	0,240	0,531	od początku roku magazynowego 2019/2020 rozpoczynającego się 15.04.2019 r. o godz. 6:00 do końca roku magazynowego 2022/2023 kończącego się 15.04.2023 r. o godz. 6:00
PMG Wierzchowice	UM Długoterminowa	na warunkach przerywanych	115 400	33,466	54,238	od początku roku magazynowego 2019/2020 rozpoczynającego się 15.04.2019 r. o godz. 6:00 do końca roku magazynowego 2022/2023 kończącego się 15.04.2023 r. o godz. 6:00
GIM Kawerna	UM Krótkoterminowa	na warunkach przerywanych	408 000*	352,512	757,248	do dnia 15.04.2019 r. do godz. 6:00
			329 000*	245,105	564,235	od godz. 6:00 dnia 15.04.2019 r. do godz. 6:00 dnia 1.07.2019 r.
			175 400	130,673	300,811	od godz. 6:00 dnia 1.07.2019 r. do godz. 6:00 dnia 1.06.2020 r.
			10 800	8,046	18,522	od godz. 6:00 dnia 1.10.2019 r. do godz. 6:00 dnia 1.06.2020 r.
			65 800	49,021	112,847	od godz. 6:00 dnia 14.12.2019 r. do godz. 6:00 dnia 1.06.2020 r.

* Zdolności magazynowe udostępnione w ramach procedury uruchomionej w czerwcu 2018 r.

Źródło: Opracowanie własne URE na podstawie danych Gas Storage Poland Sp. z o.o.

Regulamin Świadczenia Usług Magazynowania z 21 października 2019 r.

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 (również w języku angielskim):

- szczegółowe informacje dotyczące mechanizmów alokacji pojemności instalacji magazynowych, w tym usług oferowanych przez OSM i stosowanych przezeń warunków wraz z informacjami technicznymi potrzebnymi użytkownikom instalacji magazynowych do uzyskania skutecznego dostępu do instalacji magazynowych,
- informacje liczbowe o zakontraktowanej i dostępnej zdolności instalacji magazynowych,
- informacje o ilości gazu w każdej instalacji magazynowej lub grupie instalacji magazynowych, ilościach gazu wprowadzonych i pobranych oraz dostępnej zdolności instalacji magazynowych.

Zgodnie z art. 22 rozporządzenia 715/2009, OSM zapewnia możliwość wtórnego obrotu zdolnościami magazynowymi na zasadach określonych w Regulaminie Świadczenia Usług Magazynowania. Obrotowi nie podlegają zdolności magazynowe udostępnione w celu utworzenia i utrzymania zapasów obowiązkowych. W 2019 r. OSM nie otrzymał żadnego wniosku o zbycie na rynku wtórnym zdolności magazynowych zamówionych przez zleceniodawcę usługi magazynowej.

OSM, po zakończeniu roku magazynowego 2019/2020 planuje zwiększenie pojemności czynnej PMG Wierzchowice. Pod koniec grudnia 2019 r. został złożony wniosek o zmianę koncesji MPG w tym zakresie. Ponadto, trwają prace nad rozbudową pojemności KPMG Kosakowo. Zakończenie inwestycji planowane jest na 2021 r.

Monitorowanie wypełniania zadań przez operatora systemu skraplania

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, pojemność zbiorników na LNG wynosi 320 000 m^3, a maksymalna zdolność techniczna 656 Nm^3/h. Zdolność terminalu LNG w Świnoujściu – instalacji do rozładunku, procesowego, składowania i regazyfikacji LNG przeznaczona na cele handlowe w 2019 r., wyniosła 6 781,29 MWh/h (570 000 Nm^3/h), natomiast instalacji do załadunku LNG na autocysterny 400 MWh/h. Zarezerwowana zdolność przeznaczona na cele handlowe wynosiła 570 000 Nm^3. Ilość importowanego LNG za pośrednictwem tego terminalu w 2019 r. była równa 37 581 405,375 MWh.

Operator terminalu LNG w 2019 r. świadczył usługi regazyfikacji paliwa gazowego (długookresowe oraz krótkoterminowe, tzw. spot) oraz usługi dodatkowe.

Od 2019 r. terminal świadczy Usługę Dodatkową Rozdzielonego Procesowego Składowania Skroplonego Gazu Ziemnego. Usługa jest świadczona zgodnie z Taryfą Operatora oraz postanowieniami Umowy Regazyfikacji. Usługa ta jako usługa dodatkowa jest świadczona jedynie Użytkownikom Terminalu posiadającym zarezerwowaną zdolność regazyfikacji. Operator przydziela Użytkownikowi Terminalu Rozdzielone Procesowe Składowanie na złożony przez Użytkownika Terminalu wniosek o przydział zdolności dla Rozdzielonego Procesowego Składowania, chyba że nie będą istnieć techniczne zdolności terminalu umożliwiające przyznanie takiego przydziału.

W 2019 r. nie wystąpiła odmowa zawarcia umowy regazyfikacji. Został złożony jeden wniosek o świadczenie usług regazyfikacji, który dotyczył świadczenia długoterminowych usług regazyfikacji i stanowił zamówienie dodatkowej Średniej Mocy Regazyfikacji. Wniosek ten został rozpatrzony pozytywnie. Dodatkowo, Użytkownik Terminalu złożył 17 wniosków dotyczących zamówienia Usługi Dodatkowej Rozdzielonego Procesowego Składowania Skroplonego Gazu Ziemnego. Wszystkie wnioski zostały rozpatrzone przez Operatora pozytywnie.

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[140]. Ponadto Polskie LNG uruchomiło na międzynarodowej platformie ALSI udostępnianie danych w zakresie nominacji na punkt wyjścia do sieci przesyłowej OGP Gaz-System LNG po regazyfikacji oraz stanu LNG w zbiornikach na terminalu i na bieżąco, w cyklach dobowych, aktualizuje te dane. Platforma ALSI prezentuje dane z Terminalu LNG w Świnoujściu razem z innymi europejskimi terminalami LNG pod adresem: htDS://alsl.Eie.eu/#/.

Realizacja obowiązków z rozporządzenia 715/2009

Prezes URE przeprowadził procedurę weryfikacji czy OSP realizuje zadania i obowiązki nałożone na niego przepisami rozporządzenia 715/2009 oraz wydanych na podstawie art. 8 i art. 23 rozporządzenia 715/2009 rozporządzeń wykonawczych (tzw. kodeksy sieci). Rozporządzenia zawierają również, obok kompetencji do wydawania decyzji przez Prezesa URE, przepisy bezpośrednio adresowane do OSP.

[140] Wskazane informacje znajdują się na stronie internetowej operatora LNG pod adresem: htD://www.Dolskielne.Dl/strefa-klienta/terminal-lne/zdolnosci-terminaiu-lne/. Dane te dostępne są również w języku angielskim: htD://www.DolskielnH.Dl/strefa-klienta/rozDorzadzenie-7152009/.

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 utrzymywania, 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 2019 r. katalog punktów właściwych systemu przesyłowego został zaktualizowany decyzją Prezesa URE.

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 odsprzedanie 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[141].

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 2019 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". Zgodnie z IRiESP i IRiESP SGT 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.

Monitorowanie obejmowało weryfikację czy OSP publikuje informacje zgodnie z wymogami rozporządzenia 715/2009, w tym przede wszystkim załącznika I do tego rozporządzenia. Operator publikował informacje o rynku w odniesieniu do Krajowego Systemu Przesyłowego[142] oraz obszaru bilansowania SGT[143]. Do wiadomości użytkowników rynku podawany jest m.in. katalog punktów systemu przesyłowego (KSP i SGT), informacje o planowanych i nieplanowanych przerwach w dostawach oraz łączne niezbilansowanie sieci. Ponadto, OSP publikuje informacje o technicznych aspektach funkcjonowania systemu przesyłowego oraz zasadach świadczenia usług przez operatora. Część tych informacji znajduje się w zatwierdzonej przez Prezesa URE IRiESP.

Realizacja obowiązków z rozporządzenia BAL

Prezes URE monitorował przede wszystkim wdrożenie nowego mechanizmu neutralności bilansowania. Wprowadzenie tego mechanizmu stanowiło znaczącą zmianę w stosunku do OSP, który zaczął sukcesywnie weryfikować wysokość wymaganych zabezpieczeń począwszy od 1 lutego 2019 r. Monitorowanie obejmowało głównie anali-

[141] 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/.

[142] https://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/system-przesylowy/tsotransparencytemplate/

[143] https://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/sgt-gazociag-jamalski/tsotransparencytemplate0/

zę, czy OSP wykonuje obowiązki wynikające z decyzji zatwierdzającej nowy mechanizm neutralności bilansowania. Opis zasad wprowadzonych na podstawie decyzji Prezesa URE zatwierdzającej mechanizm neutralności bilansowania OSP został zawarty w pkt 1.1.3.

Regulator monitorował również wykonanie obowiązków informacyjnych wynikających z rozporządzenia BAL. OSP publikuje miesięczne zestawienie kosztów i przychodów osiągniętych w ramach działalności związanej z bilansowaniem oraz corocznie, po zakończeniu roku gazowego, informacje o podejmowanych działaniach bilansujących[144]. Ponadto, OSP publikował informacje o działaniach bilansujących na sąsiednim obszarze bilansowania (takie działania nie były podejmowane w roku gazowym 2018/2019) oraz stosowania usług bilansujących w rozumieniu art. 8 rozporządzenia BAL (usługi bilansujące były stosowane jedynie w punkcie Branice).

Ponadto, Prezes URE monitorował, czy OSP prowadzi działania bilansujące oraz wypełnia obowiązki publikacyjne zgodnie z wymogami rozporządzenia BAL.

Realizacja obowiązków z rozporządzenia CAM

OSP przeprowadza regularnie analizy zdolności technicznych w punktach połączeń międzysystemowych w celu maksymalizacji zdolności udostępnianych uczestnikom rynku oraz wypełniając postanowienia art. 6 rozporządzenia CAM, uzgadnia wyniki wyżej wymienionych analiz z operatorami systemów współpracujących. OSP wymienia z operatorami sąsiadujących systemów przesyłowych informacje dotyczące nominacji i renominacji i dokonuje sprawdzenia zgodności nominacji/renominacji w poszczególnych punktach połączeń międzysystemowych, jak również informacje dotyczące planowanych prac w systemach mogących mieć wpływ na realizację transportu gazu przez poszczególne punkty międzysystemowe (operatorzy uzgadniają i synchronizują harmonogramy planowanych prac). Procedury wymiany informacji pomiędzy operatorami są uzgodnione w porozumieniach operatorskich.

Zgodnie z zasadami określonymi w rozporządzeniu CAM, usługa świadczona na zasadach przerywanych dla punktów połączeń międzysystemowych oferowana była dla produktów o czasie trwania dłuższym niż jeden dzień w przypadku, jeśli odpowiedni produkt miesięczny, kwartalny lub roczny oferowany na zasadach ciągłych został sprzedany z premią aukcyjną, został wyprzedany lub nie był oferowany. Produkty dobowe były oferowane, gdy odpowiednie produkty z zakresu zdolności ciągłej zostały wyprzedane lub nie były oferowane.

W 2019 r. zdolność powiązana na zasadach określonych w art. 19 rozporządzenia CAM była oferowana w dwóch punktach połączeń międzysystemowych – w Cieszynie (połączenie z Czechami) oraz PWP (połączenie krajowego systemu przesyłowego z systemem tranzytowym). Na pozostałych punktach międzysystemowych leżących na połączeniu z krajami UE przepustowość na zasadach powiązanych nie była oferowana. W ubiegłym roku trwała procedura wyboru platformy aukcyjnej przez krajowe organy regulacyjne/ACER, zgodnie z art. 37 rozporządzenia CAM (tab. 75 str. 161).

Realizacja obowiązków z rozporządzenia IO

W 2019 r. OSP kontynuował współpracę z operatorami: czeskim NET4GAS, s.r.o. oraz niemieckimi GASCADE Gastransport GmbH i Ontras Gastransport GmbH, zgodnie z zapisami umów międzyoperatorskich oraz kontynuował wypełnianie obowiązków wynikających z rozporządzenia poprzez:

- publikowanie punktów, w których obowiązują aktualne porozumienia operatorskie o prowadzenie konta operatorskiego OBA[145],
- realizację porozumień o prowadzenie konta operatorskiego OBA zawierających szczegółowe ustalenia dotyczące zasad procesu sprawdzania zgodności nominacji, zasad alokacji ilości gazu, procedury komunikacji w przypadku zdarzeń wyjątkowych,
- wspieranie wspólnych rozwiązań w zakresie elektronicznej wymiany informacji związanych z realizacją umów przesyłowych opartych na standardzie elektronicznej wymiany dokumentów (EDI), w wersji opracowanej dla gazownictwa o nazwie EDIG@S[146],

[144] https://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/taryfa/bilansowanie/dzialania-bilansujace-nc-bal/

[145] http://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/do-pobrania/wymiana-danych/punkty-oba/

[146] http://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/do-pobrania/wymiana-danych/edigs/

Tabela 75. Połączenia z innymi systemami przesyłowymi z uwzględnieniem zdolności ciągłych i przerywanych (w tym w systemie SGT oraz uwzględniający dane dotyczące zdolności przerywanej w punkcie połączenia międzysystemowego Hermanowice) w okresie sprawozdawczym

Nazwa operatora systemu	Kraj operatora	Miejsce połączenia	Kierunek dostaw		Całkowita ciągła zdolność przesyłowa*	Zarezerwowane ciągłe zdolności przesyłowe	Niewykorzystane zarezerwowane ciągłe zdolności przesyłowe	Niezarezerwowane ciągłe zdolności przesyłowe	Przesył zrealizowany**
OSGT Gaz-System S.A.	Polska	Punkt Wzajemnego Połączenia	Polska	MWh/rok	100 545 108	74 487 732	10 487 388	26 057 376	64 000 344
				mln m³/rok	9 074	6 724	1 016	2 350	5 708
ONTRAS	Niemcy	GCP Gaz-System/ONTRAS (we)	Polska	MWh/rok	17 776 668	5 917 960	1 920 836	11 858 708	3 997 124
				mln m³/rok	1 594	531	175	1 063	356
ONTRAS	Niemcy	GCP Gaz-System/ONTRAS (wy)	Niemcy	MWh/rok	4 915 446	24	24	4 915 422	0
				mln m³/rok	441	0,002	0,002	441	0,00
Net4Gas	Czechy	Cieszyn rewers	Czechy	MWh/rok	0	0	0	0	197 296
				mln m³/rok	0	0	0	0	18
Net4Gas	Czechy	Cieszyn	Polska	MWh/rok	6 593 915	6 319 020	1 415 218	274 895	4 903 802
				mln m³/rok	587	563	128	24	435
Severomoravske plynarenske	Czechy	Branice	Polska	MWh/rok	15 794	0	0	15 794	2 909
				mln m³/rok	1	0	0	1	0,3
Ukrtransgaz	Ukraina	Drozdowicze	Polska	MWh/rok	49 494 000	41 715 262	0	7 778 738	41 953 975
				mln m³/rok	4 380	3 692	0	688	3 702
Biełtransgaz	Białoruś	Tietierowka	Polska	MWh/rok	2 665 580	1 098 207	241 569	1 567 373	856 638
				mln m³/rok	237	97	21	140	76
Biełtransgaz	Białoruś	Wysokoje	Polska	MWh/rok	61 703 250	32 768 734	728 549	28 934 516	32 040 185
				mln m³/rok	5 475	2 908	52	2 567	2 856
Ukrtransgaz	Ukraina	Hermanowice kier. Ukraina***	Ukraina	MWh/rok	21 978 319	0	0	21 978 319	14 982 975
				mln m³/rok	1 945	0	0	1 945	1 326
Ukrtransgaz	Ukraina	Hermanowice – rewers (uruchomiony 1.12.2019)	Polska	MWh/rok	2 101 800	0	0	2 101 800	0
				mln m³/rok	186	0	0	186	0
Gascade	Niemcy	Mallnow SGT	Niemcy	MWh/rok	314 580 000	339 997 491	11 808 679	0	328 188 812
				mln m³/rok	28 392	32 939	3 652	0	29 287
Gascade	Niemcy	Mallow Rewers SGT	Polska	MWh/rok	67 452 000	48 745 496	7 935 146	18 706 504	40 810 350
				mln m³/rok	6 535	4 722	1 081	1 813	3 641
Gazprom Transgaz Białoruś	Białoruś	Kondratki	Polska	MWh/rok	346 080 000	372 665 055	15 258 005	0	357 407 050
				mln m³/rok	31 235	36 104	4 365	0	31 739
OSGT Gaz-System S.A.	Polska	Punkt Wzajemnego Połączenia Rewers	Polska/ SGT	MWh/rok	0	0	0	0	0
				mln m³/rok	0	0	0	0	0

* Maksymalna ciągła zdolność przesyłowa, jaką operator systemu przesyłowego może zaoferować użytkownikom sieci, biorąc pod uwagę integralność systemu i wymagania eksploatacyjne sieci przesyłowej.
** Przesył zrealizowany liczony łącznie w zakresie zdolności ciągłych i przerywanych.
*** Zdolność przesyłowa w punkcie Hermanowice kier. Ukraina oferowana jest w ramach produktów przerywanych warunkowo ciągłych.

Źródło: Opracowanie OGP Gaz-System S.A.

- wspieranie wspólnych rozwiązań w zakresie wymiany danych w oparciu o protokół AS4[147],
- publikowanie danych dobowych (zgodnie z art. 16 INT NC) dla każdego punktu połączenia międzysystemowego dotyczących liczby Wobbego oraz ciepła spalania[148].

Wszystkie ww. informacje udostępniane są również w języku angielskim.

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

Prezes URE monitorował w 2019 r. warunki przyłączania 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 7 238 przypadków odmowy wydania warunków o przyłączenie do sieci gazowej. Z przedstawianych przez OSD informacji wynika, że 1 766 odmów przyłączenia do sieci było spowodowane brakiem warunków technicznych przyłączenia do sieci – WT, a 5 472 względami ekonomicznymi – WE.

Oddziały terenowe monitorowały także dokonywanie napraw sieci gazowej, w oparciu o otrzymane informacje, w szczególności pochodzące od przedsiębiorstw energetycznych.

Operatorzy wskazali, że wszystkie awarie sieci gazowej były usuwane niezwłocznie przez służby eksploatacyjne oddziału eksploatującego sieć gazową na danym obszarze. Usuwanie awarii, w zależności od jej rodzaju, polegało na wymianie uszkodzonych lub nieszczelnych odcinków sieci gazowej, wspawaniu łaty (w przypadku gazociągów stalowych), wymianie bądź doszczelnieniu armatury gazowej, wymianie uszkodzonych elementów w punktach gazowych oraz usunięciu przyczyn niedrożności gazociągów. Operatorzy wskazywali, że podejmują działania w celu zapobieżenia powstawaniu i zmniejszeniu rozmiarów awarii w infrastrukturze gazowej, w szczególności poprzez prowadzenie kontroli gazociągów, prowadzenie eksploatacji instalacji ochrony przeciw-

Tabela 76. Odmowy przyłączenia do sieci gazowej

Grupa przyłączeniowa/ województwo	A		B-I		B-II		C		WS-2		Razem	
powód odmowy	WE	WT	WE	WT	WE	WT	WE	WT	WE	WT	WE	WT
dolnośląskie	0	0	519	359	5	17	0	5	0	0	**524**	**381**
kujawsko-pomorskie	0	0	335	0	0	0	0	0	0	0	**335**	**0**
lubelskie	0	0	279	0	0	0	0	0	0	0	**279**	**0**
lubuskie	0	1	41	12	1	4	0	2	0	0	**42**	**19**
łódzkie	0	0	879	647	0	0	0	0	0	0	**879**	**647**
małopolskie	0	0	1 748	86	5	2	0	0	0	0	**1 753**	**88**
mazowieckie	0	0	497	377	0	0	0	0	0	0	**497**	**377**
opolskie	0	0	7	0	1	1	0	0	0	0	**8**	**1**
podkarpackie	0	0	197	16	4	3	0	0	0	0	**201**	**19**
podlaskie	0	0	95	3	1	0	0	0	0	0	**96**	**3**
pomorskie	0	0	177	0	1	1	0	2	0	0	**178**	**3**
śląskie	0	0	44	14	0	0	0	1	0	0	**44**	**15**
świętokrzyskie	0	0	110	17	2	0	0	0	0	0	**112**	**17**
warmińsko-mazurskie	0	0	7	0	0	0	0	0	0	0	**7**	**0**
wielkopolskie	0	0	451	104	1	8	0	1	31	2	**483**	**115**
zachodniopomorskie	0	0	34	78	0	2	0	1	0	0	**34**	**81**

Źródło: URE.

[147] http://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/do-pobrania/wymiana-danych/protokol-as4/

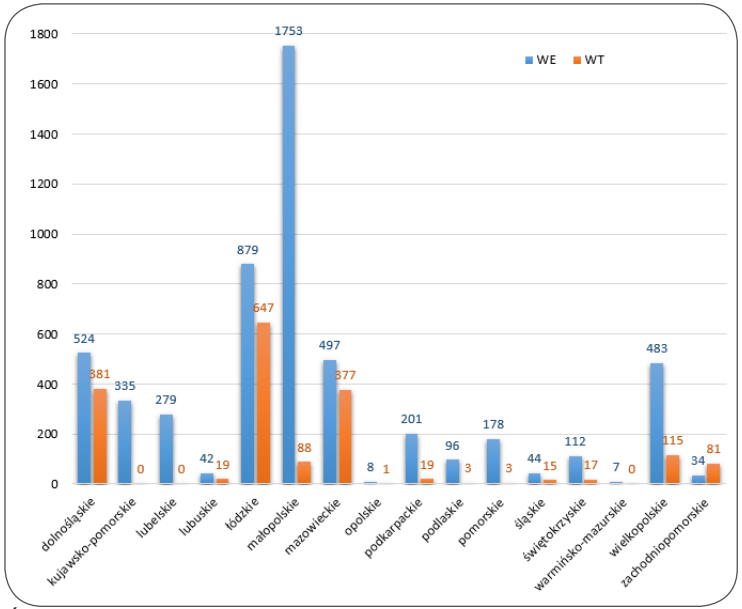
[148] https://swi.gaz-system.pl/swi/public/#!/sgt/wobbeDaily-?lang=pl

korozyjnej gazociągów stalowych, nadzorowanie prac prowadzonych przez podmioty zewnętrzne, jak również usuwanie na bieżąco stwierdzonych podczas kontroli sieci gazowej niezgodności.

Przedstawiając informację dotyczącą awarii sieci gazowej operator systemu gazowego działający na terenie woj. świętokrzyskiego (PSG Sp. z o.o., Oddział Zakład Gazowniczy w Kielcach) jako kryterium dla awarii o znaczącym rozmiarze bądź nietypowym charakterze, przyjął następujące warunki:

- ponad 1 tys. odbiorców, którym wstrzymano dostawę paliwa gazowego,
- znaczne straty materialne,
- śmierć co najmniej 1 osoby,
- hospitalizacja co najmniej 1 osoby.

Rysunek 55. Odmowy przyłączenia do sieci gazowej – przyczyny



Źródło: URE.

Z wyjaśnień operatora wynika, że na terenie woj. świętokrzyskiego w 2019 r. nie wystąpiły awarie spełniające powyższe kryteria. Natomiast na terenie woj. śląskiego (PSG Sp. z o.o., Oddział Zakład Gazowniczy w Zabrzu) wystąpiła jedna awaria spełniająca przyjęte kryteria. Operator w tym zakresie wskazał, że 4 grudnia 2019 r. w Szczyrku nastąpiło uszkodzenie gazociągu średniego ciśnienia DN40 podczas prowadzonych prac budowlanych, polegających na wykonaniu przewiertu sterowanego przez podmiot zewnętrzny, w wyniku którego ok. godz. 18:38 doszło do wybuchu gazu. Roboty te były prowadzone przez podmiot niezwiązany z PSG Sp. z o.o. oraz nie były wykonywane na jej zlecenie. Prace firmy zewnętrznej realizującej przewiert zostały podjęte bez zgłoszenia do spółki PSG zamiaru rozpoczęcia robót, przez co przedsiębiorstwo nie ustanowiło nadzoru nad tymi pracami. W wyniku zdarzenia śmierć poniosło 8 osób znajdujących się w chwili wybuchu w budynku, który został zniszczony. Sytuacja spowodowała wstrzymanie dostaw gazu do ok. 600 odbiorców (340 punktów przyłączeniowych) na terenie Szczyrku. Operator systemu dystrybucyjnego wyjaśnił, że dostawy gazu sukcesywnie wznawiano następnego dnia po zdarzeniu tj. 5 grudnia 2019 r. z wykorzystaniem m.in. mobilnej stacji gazu skroplonego LNG, do odbiorców przyłączonych do wydzielonego odcinka gazociągu DN150 zabezpieczonego na czas prowadzonego postępowania przez Prokuraturę Rejonową.

PSG Sp. z o.o. wskazała ponadto, że na terenie woj. śląskiego (PSG Sp. z o.o., Oddział Zakład Gazowniczy w Zabrzu) w 2019 r. udokumentowano 1 838 awarii na sieci gazowej. Wszystkie z nich bezpośrednio po zaistnieniu zostały zabezpieczone oraz w ponad 95% usunięte. Awarie nieusunięte zostały zabezpieczone, nie stwarzają zagrożenia i są monitorowane podczas kontroli sieci gazowej oraz sukcesywnie likwidowane. Na terenie woj. świętokrzyskiego (PSG Sp. z o.o., Oddział Zakład Gazowniczy w Kielcach) w 2019 r. udokumentowano 248 awarii na sieci gazowej.

W eksploatowanych sieciach gazowych niskiego, średniego i wysokiego ciśnienia oraz stacjach redukcyjnych zlokalizowanych na ternie woj. pomorskiego wystąpiło 187 awarii, w tym 69 awarii z przerwami w dostawie gazu oraz 5 312 incydentów i 1 612 zgłoszeń fałszywych. Natomiast na terenie woj. warmińsko-mazurskiego stwierdzono 82 awarie, w tym 44 awarii z przerwami w dostawach gazu, 3 084 incydentów i 551 zgłoszeń fałszywych. W 2019 r. liczba awarii spowodowana uszkodzeniami mechanicznymi wynikającymi z ingerencji strony trzeciej (najczęściej z prowadzeniem prac ziemnych), wyniosła w woj. pomorskim 143, a w woj. warmińsko-mazurskim – 67. Z kolei liczba pozostałych awarii spowodowanych korozją lub prądami błądzącymi, pęknięciami spoin spowodowanych

naprężeniami/-pęknięciami spawów, rozszczelnieniami połączeń kołnierzowych, wyniosła 44 – woj. pomorskie i 15 – woj. warmińsko-mazurskie.

W zakresie właściwości miejscowej oddziału terenowego w Krakowie w 2019 r. wystąpiły sytuacje awaryjne na sieci gazowej dystrybucyjnej w łącznej liczbie 4 334 (w tym 2 760 awarii w woj. małopolskim oraz 1 574 w woj. podkarpackim). Liczba odbiorców pozbawionych dostaw tego paliwa wskutek ww. awarii wyniosła łącznie 21 804 (w tym 9 616 w woj. małopolskim oraz 12 188 w woj. podkarpackim). Czas trwania przerw w dostawie paliwa gazowego w 2019 r. wyniósł dla woj. małopolskiego 54 877 godz., natomiast dla woj. podkarpackiego – 76 875 godz.

W 2019 r. w systemie dystrybucyjnym gazowym eksploatowanym przez PSG Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie odnotowano:

- 305 awarii na obszarze woj. lubelskiego (w tym 35 w odniesieniu do gazociągów i przyłączy niskiego ciśnienia, 263 w odniesieniu do gazociągów i przyłączy średniego ciśnienia oraz 7 w odniesieniu do punktów i zespołów gazowych oraz układów pomiarowych). Łączny czas przerw w dostawach paliwa gazowego spowodowany ww. awariami wyniósł 391 godz. 37 minut i objął brakiem dostaw 3 661 odbiorców. Przyczynami awarii były uszkodzenia mechaniczne spowodowane działaniami osób trzecich (165 przypadków) oraz awarie mające charakter samoistny – korozja, pęknięcia spoin, rozszczelnienie połączeń (140 przypadków),
- 130 awarii na obszarze woj. podlaskiego (w tym 36 w odniesieniu do gazociągów i przyłączy niskiego ciśnienia, 90 w odniesieniu do gazociągów i przyłączy średniego ciśnienia oraz 2 w odniesieniu do gazociągów wysokiego ciśnienia). Łączny czas przerw w dostawach paliwa gazowego spowodowany ww. awariami wyniósł 370 godz. 3 minuty i objął brakiem dostaw 2 636 odbiorców. Przyczynami awarii były uszkodzenia mechaniczne spowodowane działaniami osób trzecich (31 przypadków), korozja (42 przypadki), pęknięcia spoin, pęknięcia spawów, zgrzewów i połączeń (5 przypadków), rozszczelnienie połączeń (40 przypadków), inne (12 przypadków).

Na terenie woj. kujawsko-pomorskiego w 2019 r. miało miejsce 85 awarii sieci gazowej. Łączny czas trwania przerw w dostawie gazu do odbiorców spowodowany awariami wyniósł 2 197 godz. Z powodu awarii pozbawionych dostaw gazu było 351 odbiorców. Naprawy gazociągów wykonywane były zgodnie z obowiązującą technologią, zależnie od rodzaju sieci i materiału, z którego infrastruktura została wykonana. Ponadto OSD dodatkowo wskazał, że na terenie woj. wielkopolskiego miało miejsce 541 awarii sieci gazowej, w tym 491 awarii spowodowanych przez podmioty zewnętrzne. Czas trwania przerw w dostawie paliwa gazowego wynosił 1 471 godz. 57 minut. Łączna liczba odbiorców, którzy mieli wstrzymaną dostawę paliwa gazowego wyniosła 4 356.

Na terenie woj. zachodniopomorskiego i lubuskiego operatorzy systemów gazowych nie zgłaszali przypadków braku dostaw lub ograniczeń dostaw paliw gazowych do operatorów współpracujących.

Na terenie woj. dolnośląskiego i opolskiego miały miejsce awarie sieci gazowej, wskutek których łączny czas trwania przerw w dostawie gazu do odbiorców wyniósł odpowiednio: 1 696 godz. i ponad 4 godz. Z powodu awarii pozbawionych dostaw gazu na terenie woj. dolnośląskiego było 2 898 odbiorców, natomiast na terenie woj. opolskiego – 288 odbiorców.

5.3. Monitorowanie zmiany sprzedawcy

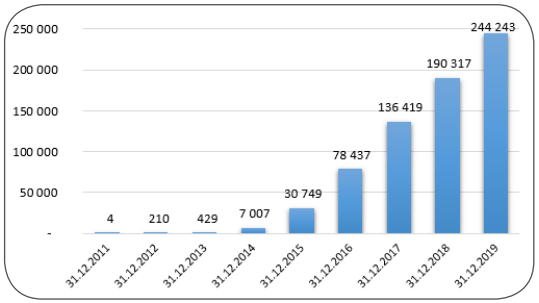
Zasada TPA, uregulowana w art. 4 ust. 2 Prawa energetycznego, oznacza możliwość korzystania przez klienta z sieci OSD w celu dostarczenia gazu lub energii elektrycznej kupionej przez niego u dowolnego sprzedawcy. Od 1 lipca 2007 r. wszyscy odbiorcy gazu uzyskali prawo do swobodnego wyboru i zmiany sprzedawcy. 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. Powyższe 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, a także łatwość dokonania zmiany, czy też liczba konkurencyjnych ofert dostępnych na rynku.

Analiza danych z wypełnionych ankiet wskazuje na wzrost liczby odbiorców dokonujących zmiany sprzedawcy w latach 2011-2019. W 2011 r.

odnotowano jedynie kilka przypadków zmiany sprzedawcy, w 2012 r. ich liczba zwiększyła się do 210, w 2018 r. osiągnęła poziom 190 317, natomiast łączna liczba zmian sprzedawcy od początku ich monitorowania do końca 2019 r. wyniosła już 244 243. Poniższy rysunek pokazuje dynamikę zmian sprzedawcy przez odbiorców (wg liczby przełączeń).

Rysunek 56. Liczba zmian sprzedawcy gazu ziemnego przez odbiorców końcowych (wg liczby przełączeń)



Źródło: Opracowanie własne URE.

Na powyższym rysunku nie zostały uwzględnione przypadki uruchomionej na rzecz odbiorców sprzedaży rezerwowej po zaprzestaniu działalności przez dwie spółki obrotu.

Wartym odnotowania jest fakt, że na 244 243 zmiany sprzedawcy dokonane do końca 2019 r., zdecydowana większość, bo aż 233 230 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 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 ilość 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 2019 r. 149 sprzedawców miało zawarte ważne umowy z OSP, w tym 81 sprzedawców posiadało również umowy z OSD Polską Spółką Gazownictwa Sp. z o.o.

5.4. Ocena realizacji Programów Zgodności

Zgodnie z Informacją Prezesa URE nr 15/2019 w sprawie opublikowania Wytycznych do treści Programów Zgodności opracowywanych przez operatorów systemów dystrybucyjnych i operatora systemu magazynowego, OSD i OSM przekazali do Prezesa URE wnioski o zmianę w Programach Zgodności. Postępowania administracyjne w tej sprawie nie zakończyły się do końca 2019 r.

Na rynku paliw gazowych funkcjonują dwa podmioty zobowiązane do posiadania Programów Zgodności i przedstawiania Prezesowi URE sprawozdań z ich realizacji. Pierwszym z nich jest operator systemu dystrybucyjnego PSG Sp. z o.o., drugim – Gas Storage Poland Sp. z o.o. Oba podmioty wchodzą w skład GK PGNiG.

Zarówno PSG Sp. z o.o., jak i Gas Storage Poland Sp. z o.o. opublikowały swoje Programy Zgodności na stronach internetowych. Wypełniony został obowiązek szkolenia pracowników.

W 2019 r. zarówno OSD, jak i OSM nie stwierdziły 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. po raz kolejny wyróżnia się szczegółowością przedstawionych informacji. W szczególności Inspektor wskazał na wydawanie opinii oraz stanowisk, przede wszystkim z obszaru komunikacji, zakupów, badań i rozwoju, ICT, komunikacji i innowacji. Aktywność obszarów merytorycznych występujących do Inspektora o zajęcie stanowiska odnośnie danego zagadnienia wskazuje na rosnące znaczenie obszaru zgodności w codziennej działalności OSD. Istotna część pytań dotyczyła wspólnego zajmowania nieruchomości przez PSG Sp. z o.o. oraz spółkę obrotu z GK

PGNiG. Mając na względzie treść Wytycznych, Inspektor podnosił, aby nie powstawały nowe sytuacje wspólnego zajmowania nieruchomości przez OSD i przedsiębiorstwo obrotu, ponieważ może to budzić trudności u odbiorców paliwa gazowego w zakresie właściwej identyfikacji ról pełnionych przez poszczególne podmioty na rynku gazu. Dla już istniejących przypadków wspólnego zajmowania nieruchomości, nie dokonano zmian z uwagi na wysokie koszty ich dokonania i końcowe obciążenie tymi kosztami odbiorców paliwa gazowego poprzez taryfę OSD. W zakresie pytań z obszaru systemów IT dotyczących podstawowej działalności OSD, Inspektor podnosił, że ich nabycie powinno być samodzielną decyzją OSD; ponadto Inspektor każdorazowo wskazywał, że zakup wspólny wymaga jasnego uzasadnienia biznesowego, tzn. przedstawienia korzyści, które PSG Sp. z o.o. osiągnie dzięki realizacji zakupu wspólnego w miejsce samodzielnego nabycia. Poza tym, zakup wspólny oznacza wyłącznie przeprowadzenie wspólnego postępowania, nie jest natomiast równoznaczny z legalnością implementacji wspólnych rozwiązań w grupie kapitałowej, które podlegają dalszym obostrzeniom.

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, które dają gwarancję niezależności energetycznej.

Ze względu na wysokie uzależnienie Polski od importu gazu ziemnego z jednego kierunku, oraz skutków ewentualnych zakłóceń w dostawie, konieczne stało się podjęcie działań, które pozwolą zniwelować ewentualne zakłócenia. Planowane działania mają utrzymywać pewność i stabilność dostaw gazu w możliwie jak najdłuższym okresie czasu. Ramy takich 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 zrealizowanych zostało kilka znaczących projektów inwestycyjnych, o podstawowym znaczeniu dla bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego do Polski, dotyczących utworzenia nowych połączeń transgranicznych lub rozszerzenia funkcjonalności połączeń istniejących, co otwiera dodatkowe możliwości realizacji dostaw gazu do Polski z alternatywnych kierunków. Działania obejmowały rozbudowę połączeń międzysystemowych na granicy z Niemcami (Mallnow, Lasów) i budowę połączenia na granicy z Czechami (Cieszyn), a także realizację szeregu zadań umożliwiających oddanie w 2016 r. do użytku terminalu regazyfikacyjnego LNG w Świnoujściu.

Proces rozbudowy połączeń transgranicznych, pomimo niewątpliwego przyczynienia się do poprawy sytuacji, nie został jeszcze ukończony i wymaga dalszej kontynuacji. Współpraca z innymi państwami w tym zakresie w znaczącej mierze jest wspierana programami unijnymi dotyczącymi tzw. Projektów wspólnego zainteresowania (ang. *Project of common interest*, PCI). Status projektu wspólnego zainteresowania jest przyznawany w drodze ustaleń pomiędzy przedsiębiorstwem zamierzającym podjąć się jego realizacji a państwem członkowskim (ew. przedsiębiorstwami i państwami członkowskimi), z udziałem instytucji unijnych (w szczególności Komisji Europejskiej).

Lista PCI to aktualizowane co dwa lata zestawienie transgranicznych projektów infrastruktury energetycznej o strategicznym znaczeniu dla Unii. Inwestycje, które się na niej znajdują, mogą liczyć m.in. na dofinansowanie ze środków europejskich, w formie grantu przyznawanego przez dedykowaną agencję UE (INEA) lub innej formy wsparcia (np. zachęty krajowe – incentives) i korzystać z przyspieszonej procedury wydawania pozwoleń i decyzji administracyjnych (m.in. zasada jednego okienka).

31 października 2019 r. została opublikowana przez Komisję Europejską propozycja nowej listy PCI. Lista ta pomimo istotnych przeszkód uzyskała ostatecznie akceptację Parlamentu Europejskiego, co jest dobrym prognostykiem ukończenia projektów mających stanowić podstawę bezpieczeństwa gazowego naszego regionu.

Wśród projektów ważnych z punktu widzenia bezpieczeństwa dostaw naszego regionu należy wymienić gazociąg Baltic Pipe, terminal FSRU[149)]

[149)] Floating storage and regasification unit.

w Gdańsku do rozładunku LNG, a także połączenia międzysystemowe ze Słowacją i Litwą.

Na liście nie znalazł się projekt połączenia międzysystemowego Polska-Czechy, który do tej pory miał status PCI na wcześniejszych listach Komisji Europejskiej, co było spowodowane pewnymi problemami po stronie czeskiej, mającymi wpływ na postępy realizacyjne.

Projekt Baltic Pipe (połączenie Polska-Dania, korytarz norweski)

Stronami projektu Baltic Pipe są OGP Gaz-System S.A. i Energinet, duński operator systemu przesyłowego. Projekt połączenia gazowego Polska-Dania zakłada budowę gazociągu, który połączy systemy przesyłowe gazu ziemnego Polski i Danii. Korytarz Norweski (w którym poza OGP Gaz-System S.A. i Energinet uczestniczy także norweski OSP Gassco) 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) oraz w dalszej perspektywie do innych krajów Europy Środkowej i Wschodniej oraz regionu Morza Bałtyckiego.

Program Baltic Pipe PL składa się z dwóch kluczowych obszarów:

- części morskiej, która wiąże się z wybudowaniem gazociągu podmorskiego, łączącego duński system przesyłowy z polskim systemem przesyłowym,
- części lądowej wiążącej się z wybudowaniem nowej i rozbudową istniejącej infrastruktury w Polsce, która zapewni możliwość odbioru gazu (budowa tłoczni i gazociągów).

15 kwietnia 2019 r. podpisano z Agencją Wykonawczą ds. Innowacji i Sieci (INEA) umowę dotyczącą dofinansowania prac budowlanych dla Baltic Pipe w ramach instrumentu „Łącząc Europę". Maksymalna wysokość dofinansowania wyniosła 214,9 mln euro. W ramach procesu uzyskiwania pozwoleń niezbędnych do rozpoczęcia prac budowlanych dla gazociągu podmorskiego, w I kwartale 2019 r. złożone zostały raporty OOŚ (ocena oddziaływania na środowisko) wraz z wnioskami o wydanie pozwoleń na budowę (PnB) w Danii i Szwecji (w krajach tych nie uzyskuje się oddzielnych decyzji środowiskowych w odniesieniu do gazociągów podmorskich) oraz raport OOŚ wraz z wnioskiem o wydanie decyzji środowiskowej w Polsce. W lipcu 2019 r. uzyskano decyzję środowiskową dla części lądowej projektu Baltic Pipe zlokalizowanej w Danii, za której powstanie odpowiada OGP Gaz-System. Z kolei w grudniu 2019 r. uzyskano pozwolenie na budowę tego elementu w Danii. 25 października 2019 r. uzyskano pozwolenie na budowę w formie decyzji w Danii dla części podmorskiej (uprawomocnienie nastąpiło 22 listopada 2019 r.). W listopadzie 2019 r. w Polsce uzyskano decyzję środowiskową dla gazociągu podmorskiego w Polsce. Uzyskanie pozwolenia na budowę dla gazociągu podmorskiego w szwedzkiej wyłącznej strefie ekonomicznej planowane jest na 2020 r. W 2019 r. odbył się proces konsultacji transgranicznych w zakresie raportu ESPOO (11 października 2019 r. w Polsce, 17 października 2019 r. w Danii i 24 października 2019 r. w Szwecji).

W części morskiej prowadzone były także prace nad dokumentacją projektową i projektem wykonawczym. Polski OSP uzgodnił również w drodze negocjacji treść umów o skrzyżowaniu (tzw. Crossing Agreements) z właścicielami infrastruktury podmorskiej, z którą będzie krzyżował się Baltic Pipe (w tym z Nord Stream AG oraz Nord Stream 2 AG). Część umów została podpisana w 2019 r., natomiast podpisanie pozostałych przewidziane było na I kwartał 2020 r. Rozpoczęto również dwa kluczowe postępowania dla komponentu morskiego: na dostawę rur oraz roboty budowlano-montażowe. Do kwietnia 2019 r. trwał etap prekwalifikacji potencjalnych dostawców i wykonawców. W przypadku postępowania na dostawę rur, w grudniu 2019 r. wybrano ofertę firmy Europipe GmbH.

Zakończone zostały także badania archeologiczne oraz badania UXO (niewybuchy, wraki, niezidentyfikowane obiekty na dnie morza) w części przybrzeżnej i morskiej trasy gazociągu.

W ramach projektów lądowych w Polsce trwał proces uzyskiwania niezbędnych pozwoleń administracyjnych na realizację prac. 4 lutego 2019 r. uzyskano decyzję środowiskową dla gazociągu Goleniów – Lwówek. W II kwartale raportowanego okresu uzyskano decyzję środowiskową dla gazociągu łączącego (17 maja 2019 r.) oraz potwierdzono brak konieczności uzyskania decyzji środowiskowych dla tłoczni gazu (16 maja 2019 r.). W związku z powyższym możliwe było złożenie wniosków o uzyskanie decyzji lokalizacyjnych we wszystkich projektach lądowych, dla których uzy-

skano komplet wymaganych decyzji lokalizacyjnych.

20 listopada 2019 r. podczas posiedzenia Komitetu Sterującego Baltic Pipe w Brukseli, OGP Gaz-System S.A. przekazała oświadczenie o gotowości do budowy (tzw. Construction Confirmation) dla części lądowej. Energinet przedstawił 28 listopada 2019 r. tożsamy dokument obejmujący swym zakresem cały projekt po stronie duńskiej (Norwegian Tie-In, Danish Expansions oraz CS Everdrup).

14 sierpnia 2019 r. podpisano umowę na dostawy agregatów sprężarkowych dla 3 tłoczni gazu. Ponadto, zostały zatwierdzone projekty budowlane dla wszystkich projektów lądowych w ramach Programu Baltic Pipe PL Onshore.

Projekt połączenia Polska-Słowacja (element korytarza Północ-Południe)

Celem projektu jest budowa nowego transgranicznego gazociągu, który połączy systemy przesyłowe gazu ziemnego Polski i Słowacji. Stronami projektu są OGP Gaz-System S.A. i słowacki operator systemu przesyłowego – Eustream a.s. Połączenie Polska-Słowacja jest częścią europejskiej inicjatywy związanej z budową korytarza północ-południe. Połączenie to stanowi istotny element gazowych połączeń międzysystemowych północ-południe w Europie Środkowo-Wschodniej i Południowo-Wschodniej (NSI East Gas) i przyczyni się do zwiększenia regionalnego bezpieczeństwa dostaw oraz integracji rynków gazu w regionie. W wyniku realizacji projektu, kraje tego regionu uzyskają bezpośredni dostęp do nowych źródeł dostaw gazu z kierunku północnego – takich jak w pełni operacyjne terminale LNG na Morzu Bałtyckim (Terminal LNG w Świnoujściu, Kłajpeda LNG poprzez Połączenie Międzysystemowe Polska-Litwa) oraz z Norwegii (z planowanego gazociągu Baltic Pipe), jak również z kierunku południowego. Pozwoli to na poprawę efektywności rynków gazu w regionie Europy Środkowo-Wschodniej. Projekt będzie miał także pozytywny wpływ na zacieśnianie współpracy pomiędzy Polską i Słowacją.

Po podpisaniu w kwietniu 2018 r. Umowy Connection Agreement (CA), stanowiącej jednocześnie wspólne zobowiązanie stron do realizacji inwestycji (*Final Investment Decision* – FID), obaj operatorzy kontynuowali działania zmierzające do realizacji projektu PL-SK. W lipcu 2019 r. podpisano umowę na roboty budowlane dla gazociągu DN 1000 Strachocina-Granica RP, a w sierpniu 2019 r. rozpoczęto prace budowlane po stronie polskiej. W październiku 2019 r. OGP Gaz-System S.A. podpisała umowę na roboty budowlane dla Węzła Strachocina. Ponadto, w listopadzie 2019 r. uzyskano pozwolenie na budowę dla alternatywnych odcinków gazociągu.

Z uwagi na unieważnienie dwóch postępowań przetargowych na budowę Tłoczni Strachocina, przeprowadzono wielokryteriowe techniczno-ekonomiczne analizy funkcjonowania krajowego systemu przesyłowego z uwzględnieniem projektów, dla których decyzja inwestycyjna już została podjęta i dla których zapewnienie parametrów technicznych jest priorytetem. W ramach prowadzonych analiz sprawdzono możliwość odłożenia w czasie budowy Tłoczni Strachocina, uwzględniając obecnie realizowane inwestycje rozwojowe na podstawie Krajowego Dziesięcioletniego Planu Rozwoju na lata 2020-2029. Analiza hydrauliczna systemu wskazała, że zgodnie z planowanym rozwojem systemu przesyłowego w perspektywie 2020-2029 oraz prognozowanymi przepływami gazu, funkcjonalność połączenia Polska-Słowacja może zostać zrealizowana bez konieczności budowy Tłoczni Strachocina na tym etapie. Mając powyższe uwarunkowania na uwadze, 21 marca 2019 r. operator zdecydował o odroczeniu w czasie decyzji o realizacji zadania inwestycyjnego pn. „Budowa tłoczni Strachocina", z zastrzeżeniem, że decyzja o realizacji tego zadania zostanie podjęta do końca 2023 r.

W związku z powyższą decyzją wydzielone zostało osobne zadanie – budowa węzła gazu Strachocina – umożliwiające połączenie gazociągu DN1000 PL-SK z krajowym systemem przesyłowym.

24 kwietnia 2019 r. do Prezesa URE wysłana została notyfikacja wyżej opisanych zmian wraz z informacją dotyczącą aktualizacji „Analizy kosztów i korzyści oraz Biznes Planu dla transgranicznego połączenia gazowego Polska-Słowacja".

Termin oddania projektu połączenia międzysystemowego Polska-Słowacja do użytku planowany jest na początek 2022 r.

Projekt połączenia Polska-Litwa (GIPL)

Realizacja gazowego międzysystemowego połączenia transgranicznego Polska-Litwa ma na celu

połączenie systemów przesyłowych gazu ziemnego Polski i Litwy, a w konsekwencji także pozostałych krajów bałtyckich z europejską siecią gazową. Połączenie to wpisuje się w główne założenia polityki energetycznej Unii Europejskiej (priorytetowy projekt infrastrukturalny w ramach Planu działań w zakresie połączeń międzysystemowych na rynku energii państw bałtyckich dla gazu – BEMIP) i ma służyć rozwiązaniu problemów związanych z bezpieczeństwem dostaw gazu oraz zakończeniem izolacji państw bałtyckich od rynku gazu UE. Stronami bezpośrednio odpowiedzialnymi za jego realizację są: OGP Gaz-System S.A. i AB Amber Grid (operator litewskiego systemu przesyłowego). Po podpisaniu w maju 2018 r. dwóch umów umowy międzyoperatorskiej, czyli Inter-TSO Agreement (ITA) oraz Connection Agreement (CA), stanowiącej jednocześnie wspólne zobowiązanie stron do realizacji inwestycji (*Final Investment Decision* – FID) obaj operatorzy kontynuowali działania zmierzające do realizacji projektu GIPL. Na początku listopada 2019 r. OGP Gaz-System S.A. uzyskała ostatnie niezbędne pozwolenia na budowę dla transgranicznego połączenia gazowego z Litwą, które w sumie ma mieć długość 343 km na terenie Polski i 165 km na Litwie, a w grudniu 2019 r. OGP Gaz-System S.A. rozpoczęła postępowania przetargowe w celu wyłonienia wykonawców robót budowlanych na odcinek południowy gazociągu. Termin oddania projektu połączenia międzysystemowego Polska-Litwa do użytku planowany jest na koniec 2021 r.

Ważnym elementem projektu połączenia gazowego Polska-Litwa jest także tłocznia gazu w Gustorzynie. Z uwagi na charakterystykę pracy systemu przesyłowego i planowane zwiększenie dostaw gazu z kierunku północnego, tłocznia gazu w Gustorzynie stanowi również ważny element dla projektu Baltic Pipe. Obiekt będzie bowiem odpowiadał za umożliwienie rozprowadzenia gazu m.in. z Norwegii (Baltic Pipe) w kierunku tłoczni, a następnie skierowania tego strumienia m.in. w kierunku Litwy (GIPL). Dzięki budowie takich obiektów jak tłocznia gazu w Gustorzynie, OGP Gaz-System S.A. będzie miała możliwość elastycznego sterowania przepływami i przesyłania tego surowca do odbiorców w całej Polsce, jak również do krajów sąsiadujących. 19 lipca 2019 r. wydana została decyzja lokalizacyjna dla budowy tłoczni gazu Gustorzyn, wraz z infrastrukturą niezbędną dla jej obsługi, na terenie miejscowości Gustorzyn. Ponadto w sierpniu 2019 r. OGP Gaz-System S.A. podpisała umowę na dostawę agregatów sprężających dla tej tłoczni, a w październiku 2019 r. rozpoczęła postępowanie przetargowe w celu wyłonienia wykonawców robót budowlanych tego obiektu.

Rozbudowa terminalu LNG w Świnoujściu

W 2019 r. przeprowadzono szereg prac związanych z programem rozbudowy terminalu LNG w Świnoujściu, obejmujących w szczególności opracowanie dokumentacji technicznej, uzyskanie decyzji administracyjnych, pozyskanie finansowania oraz przeprowadzenie postępowań przetargowych, w tym m.in:

a) 23 stycznia 2019 r. Wojewoda Zachodniopomorski wydał decyzje lokalizacyjne dla projektów „Kolej" oraz „Nabrzeże",
b) 24 kwietnia 2019 r. podpisano umowy o dofinansowanie inwestycji ze środków Unii Europejskiej. Spółka może ubiegać się o zwrot nakładów do maksymalnej kwoty 553 mln zł (128 mln euro) z Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego i Funduszu Spójności w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko,
c) wykonano prace saperskie polegające na sprawdzeniu i oczyszczeniu terenu oraz badania geologiczne,
d) przygotowano dokumentację dla prowadzonych postępowań przetargowych na wybór wykonawców części lądowej oraz części morskiej,
e) 3 października 2019 r. zawarto umowę na dostawę dwóch regazyfikatorów,
f) zamówiono wysoko- i niskociśnieniowe pompy kriogeniczne,
g) wszczęto postępowanie przetargowe na wybór wykonawcy projektu,
h) ze względu na decyzję o zmianie rozwiązań technicznych oraz nowej trasy estakady opracowano aktualizację raportu oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko oraz wystąpiono o zmianę wydanych decyzji środowiskowych dla projektu „Nabrzeże", „Zbiornik" i „Kolej".

Projekt połączenia Polska-Czechy (element korytarza Północ-Południe)

Projekt połączenia międzysystemowego Polska-Czechy zakłada budowę nowego, transgranicznego gazociągu, który połączy systemy przesyłowe

gazu ziemnego obu krajów. Stronami projektu są: OGP Gaz-System S.A. i operator czeskiego systemu przesyłowego – Net4Gas s.r.o. Trasa połączenia to Kędzierzyn – Libhošť, o długości gazociągu na terenie Polski – 54 km, natomiast na terenie Czech – 52 km. W 2019 r. kontynuowano działania mające na celu zabezpieczenie realizacji projektu. Polski odcinek interkonektora Polska-Czechy dysponuje pozwoleniem na budowę.

Projekt połączenia Polska-Ukraina

Projekt połączenia międzysystemowego gazowego Polska-Ukraina zakłada budowę nowego transgranicznego gazociągu, który połączy systemy przesyłowe gazu ziemnego Polski i Ukrainy. Stronami projektu są OGP Gaz-System S.A. i ukraiński operator systemu przesyłowego PJSC UKTRANSGAZ. 19 lutego 2019 r. uzyskano pozwolenie na budowę polskiego odcinka międzysystemowego połączenia systemów przesyłowych RP i Ukrainy, ale nie została podjęta decyzja biznesowa dotycząca rozpoczęcia etapu realizacji gazociągu.

6.2. Uzgadnianie projektów planów rozwoju gazowniczych przedsiębiorstw sieciowych

Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych zgodnie z art. 16 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne są obowiązane do sporządzenia dla obszaru swojego działania planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na te paliwa.

Uzgadnianie projektów planów rozwoju ma na celu zapewnienie zgodności projektu planu z ustawą i przepisami wykonawczymi do tej ustawy oraz zgodności z założeniami polityki energetycznej państwa. Plany rozwoju – ze względu na wieloletni cykl inwestowania oraz zaangażowanie znacznych środków finansowych (dużą kapitałochłonność), które powodują długookresowe konsekwencje finansowe dla przedsiębiorstwa i jego odbiorców – mają bezpośrednie przełożenie na poziom przyszłych taryf przedsiębiorstwa. Uzgadnianie projektów planów rozwoju pozostaje zatem w ścisłym związku z wydawaniem decyzji w sprawie zatwierdzenia taryf.

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

Dodatkowo ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych postanowieniami art. 20 ust. 1 nałożyła na prawnie wyodrębnionych OSD gazowych[150] obowiązek opracowania programu budowy stacji[151] gazu ziemnego oraz przedsięwzięć w zakresie modernizacji, rozbudowy albo budowy sieci niezbędnych do przyłączenia tych stacji. Ustawa ta wdrożyła 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.

Operator systemu przesyłowego (OGP Gaz-System S.A.)

W 2019 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 Sprawozdaniach Prezesa URE za 2017 r. i 2018 r.

27 sierpnia 2019 r. Prezes URE uzgodnił kolejny plan rozwoju OGP Gaz-System S.A. pn. *„Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego. Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia*

[150] OSD gazowy, o którym mowa w art. 9d ust. 1d ustawy – Prawo energetyczne, z wyłączeniem przedsiębiorstw, o których mowa w art. 9d ust. 7 pkt 3 i 4 tej ustawy.

[151] 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 dystrybucyjnej gazowej lub terminalu przeznaczonego do sprowadzania, wyładunku i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego (LNG) wraz z instalacjami pomocniczymi i zbiornikami magazynowymi wykorzystywanymi w procesie regazyfikacji.

obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2020 – 2029" (dalej: KDPR na lata 2020-2029), przy czym poziom nakładów na infrastrukturę własną został uzgodniony na lata 2020-2024, zaś poziom nakładów na infrastrukturę powierzoną OGP Gaz-System S.A. został uzgodniony na lata 2020-2025, tj. do końca okresu obowiązywania koncesji SGT EuRoPol GAZ S.A. będącego właścicielem sieci powierzonej OSP.

W projekcie KDPR na lata 2020-2029 OSP planuje dalszą rozbudowę sieci przesyłowej, w tym w szczególności połączeń międzysystemowych, które poza podniesieniem stopnia dywersyfikacji źródeł i kierunków przesyłania gazu mają umożliwić dostęp do konkurencyjnych rynków. W perspektywie 2022 r. w wyniku realizacji projektów, OGP Gaz-System S.A. przewiduje dalszą znaczną poprawę stopnia dywersyfikacji kierunków i źródeł dostaw. Efekt ten chce osiągnąć dzięki realizacji dwóch połączeń międzysystemowych na południu Polski: z Czechami i Słowacją oraz połączeń: Polska-Dania i Polska-Litwa.

Rozbudowa sieci przesyłowej oraz budowa nowych połączeń transgranicznych zmierza w kierunku zwiększenia wielkości zdolności przesyłowych na tego rodzaju połączeniach i osiągnięcia do 2022 r. całkowitej zastępowalności technicznych zdolności importowych ulokowanych na wschodniej granicy, innymi źródłami importowymi – na połączeniach z państwami UE, jak również źródłami opartymi na gazie LNG.

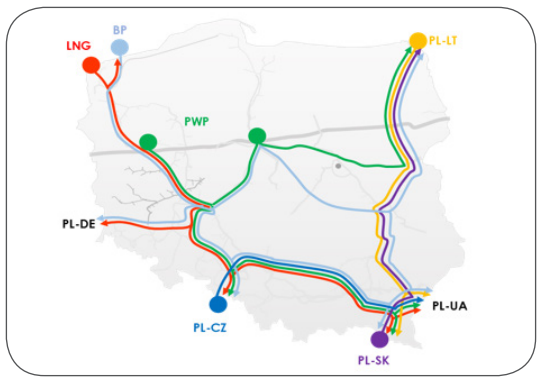
Tabela 77. Techniczne zdolności importowe (poza kontraktem jamalskim) [mld m³]

	2018 r.	2023 r.	2029 r.
GCP Ontras / Gaz-System	1,5	1,5	1,5
Cieszyn	0,5	0,5	0,5
Mallnow / PWP	6,1	6,1	6,1
Terminal LNG	5,0	7,5	10,0
Baltic Pipe	-	10,0	10,0
Litwa	-	1,9	1,9
Czechy Hat*	-	6,5	6,5
Słowacja	-	5,7	5,7
Terminal FSRU	-	-	4,0-8,0

* Brak zaktualizowanego terminu realizacji ze względu na brak porozumienia ze stroną czeską.

Źródło: OGP Gaz-System S.A., „Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego. Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2020 – 2029", str. 91.

Rysunek 57. Potencjalne kierunki tranzytu gazu



Źródło: OGP Gaz-System S.A., „Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego. Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2020 – 2029", str. 60.

Tranzytowe położenie kraju, może sprzyjać rozwojowi zarówno importu, jak i eksportu gazu ziemnego, umożliwiając lokowanie nadwyżkowych wolumenów na płynnych rynkach krajów sąsiednich. Zwiększenie stopnia integracji z krajami UE oraz budowa nowoczesnej, elastycznej infrastruktury wewnątrz kraju ułatwi utworzenie w Polsce regionalnego centrum gazowego (tzw. hub), który przyspieszyłby rozwój krajowego rynku obrotu (rys. 57).

Tabela 78. Przepustowości na wyjściu z systemu przesyłowego OGP Gaz-System S.A. [mld m³/rok]

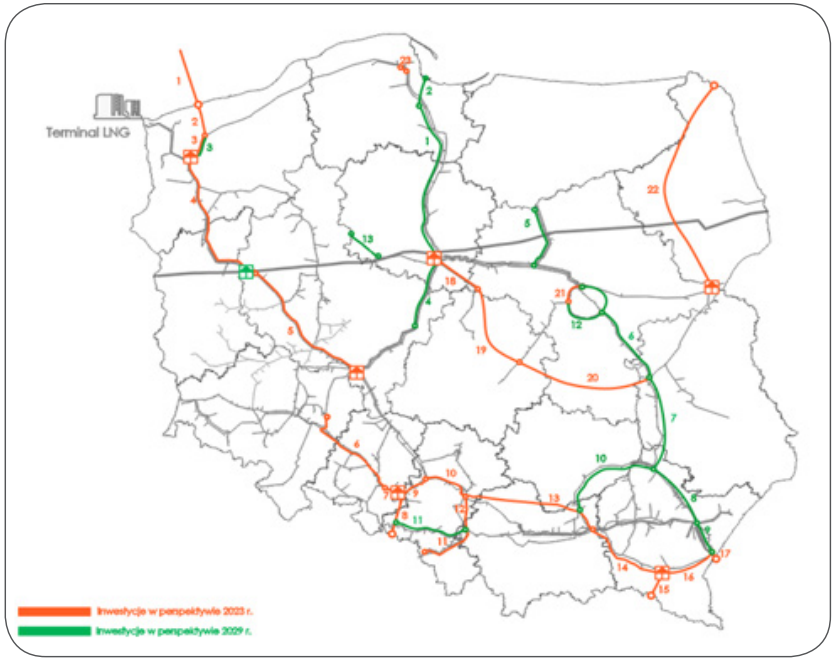
	2018 r.	2023 r.	2029 r.
GCP Gaz-System / Ontras	0,9	0,9	0,9
Litwa	-	2,4	2,4
Cieszyn	-	0,5	0,5
Czechy Hat*	-	5,0	5,0
Słowacja	-	4,7	4,7
Ukraina	1,5	5,0	5,0
Baltic Pipe	-	3,0	3,0

* Brak zaktualizowanego terminu realizacji ze względu na brak porozumienia ze stroną czeską.

Źródło: OGP Gaz-System S.A., „Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego. Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2020 – 2029", str. 91.

W okresie planowania OGP Gaz-System S.A. zakłada znaczący przyrost gazociągów o średnicy DN 1000, które stanowić będą elementy Korytarza Północ-Południe oraz Programu Baltic Pipe wraz z towarzyszącą gazociągowi Baltic Pipe rozbudową polskiego systemu gazowego. Gazociągi te zlokalizowane będą głównie w zachodniej i południowej

Rysunek 58. Inwestycje strategiczne planowane w latach 2020-2029



Źródło: OGP Gaz-System S.A., „Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego. Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2020 – 2029", str. 71.

części Polski. Dzięki takim parametrom możliwe będzie realizowanie dostaw ze źródeł na północy kraju do odbiorców położonych na południu i wschodzie Polski, a także do krajów sąsiednich.

Poza nowymi zadaniami gazociągowymi o charakterze strategicznym, OGP Gaz-System S.A. planuje budowę nowych gazociągów (4 tys. km), modernizację eksploatowanych gazociągów, budowę i rozbudowę tłoczni systemowych (przewiduje się przyrost mocy zainstalowanej w tłoczniach o ok. 194 MW).

W ramach projektu Baltic Pipe zaplanowano budowę tłoczni na terytorium Danii w miejscowości Everdrup, na połączeniu systemu duńskiego z gazociągiem podmorskim Baltic Pipe. W zależności od scenariuszy ruchu w systemie możliwe będzie wprowadzenie modyfikacji zakładanych parametrów tych obiektów albo też wybudowanie dodatkowych obiektów (rys. 58).

Obecnie OGP Gaz-System S.A. prowadzi prace analityczne i projektowe związane z budową polskiej części Korytarza Północ-Południe, który pozwoli na zapewnienie pełnego i efektywnego połączenia sieci przesyłowej z europejskim systemem gazociągów magistralnych. Umożliwi on realizację pełnej integracji rynków Europy Środkowo-Wschodniej, co jest zgodne z unijną polityką energetyczną.

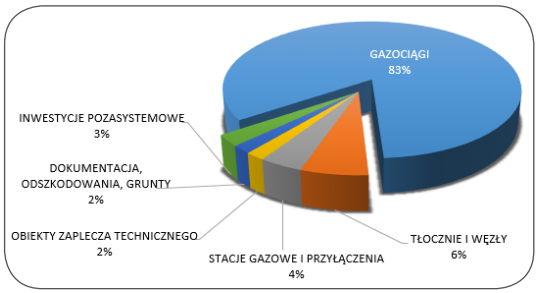
Tabela 79. Inwestycje strategiczne planowane w latach 2020-2029

Inwestycja	Średnica DN [mm]	Długość [km]
INWESTYCJE W PERSPEKTYWIE 2023		
Baltic Pipe	900	273
Gazociąg łączący gazociąg podmorski z KSP	1 000	40
Goleniów – Płoty	700	41
Goleniów – Lwówek	1 000	188
Lwówek – Odolanów	1 000	165
Zdzieszowice – Wrocław	1 000	130
Zdzieszowice – Kędzierzyn	1 000	19
Kędzierzyn – Granica RP (Polska – Czechy)	1 000	55
Tworóg – Kędzierzyn	1 000	43
Tworóg – Tworzeń	1 000	56
Skoczów – Komorowice – Oświęcim	500	53
Oświęcim – Tworzeń	700	50
Pogórska Wola – Tworzeń	1 000	168
Strachocina – Pogórska Wola	1 000	98
Strachocina – Granica RP (Polska – Słowacja)	1 000	59
Hermanowice – Strachocina	700	72
Hermanowice – Granica RP (Polska – Ukraina)	1 000	1,5
Gustorzyn – Leśniewice	1 000	60
Leśniewice – Rawa Mazowiecka	1 000	100
Rawa Mazowiecka – Wronów	1 000	156
Rembelszczyzna – Mory	700	29
Hołowczyce – Granica RP (Polska – Litwa)	700	343
Wiczlino – Reszki	700	8
INWESTYCJE W PERSPEKTYWIE 2029		
Kolnik – Gustorzyn	1 000	200
Kolnik – Gdańsk (FSRU)	1 000	60
Goleniów – Płoty	1 000	41
Adamów – Gustorzyn	700	82
Płońsk – Uniszki Zawadzkie	700	72
Warszawa Północ – Wronów	1 000	165

Inwestycja	Średnica DN [mm]	Długość [km]
Rozwadów – Końskowola – Wronów	700	103
Jarosław – Rozwadów	700	60
Hermanowice – Jarosław	700	39
Swarzów – Zborów – Rozwadów	700	130
Racibórz – Oświęcim	700	90
Mory – Wola Karczewska	700	91
PMG Damasławek – Mogilno	1 200	50

Źródło: OGP Gaz-System S.A., „Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego. Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2020 – 2029", str. 70.

Rysunek 59. Struktura wydatków inwestycyjnych w 2019 r.



Źródło: „Ankieta dotycząca działalności przedsiębiorstwa za rok sprawozdawczy 2019", OGP Gaz-System S.A., s. 31.

W 2019 r. OSP realizował zadania inwestycyjne w systemie przesyłowym w dwóch podstawowych obszarach:

a) obszar rozwoju: budowa nowych obiektów systemowych oraz modernizacja istniejących, mające na celu zwiększenie możliwości technicznych systemu przesyłowego,
b) obszar bezpieczeństwa: zadania modernizacyjne i odtworzeniowe, wynikające z potrzeb technicznych lub eksploatacyjnych.

Stopień realizacji inwestycji pod względem finansowym w 2019 r. przez OSP wyniósł 93,1% w stosunku do poziomu nakładów uzgodnionych na wskazany rok.

W 2019 r. OGP Gaz-System S.A. zakończyła budowę i oddała do eksploatacji:

a) gazociąg relacji Lwówek – Odolanów, etap I Lwówek – Krobia o długości 113,5 km i średnicy DN 1 000 mm,
b) gazociąg relacji Zdzieszowice – Kędzierzyn Koźle o długości 17 km i średnicy 1 000 mm,
c) gazociąg DN 400 Mory – Piotrków Trybunalski na odcinku Wolbórz – Piotrków Trybunalski,
d) stację pomiarową Meszcze.

W 2019 r. OGP Gaz-System S.A. prowadziła także 15 zadań związanych z w nowymi gazociągami, znajdującymi się na etapie projektowania (w tym 3 w ramach Programu Baltic Pipe) oraz prowadziła 12 zadań inwestycyjnych związanych z nowymi gazociągami, znajdującymi się na etapie realizacji.

W obszarze bezpieczeństwa OSP realizował 402 zadania inwestycyjne, z czego zakończył 129 zadań (68%).

SGT EuRoPol GAZ S.A. (SGT)

Przedsiębiorstwo SGT EuRoPol GAZ S.A., w oparciu o koncesję[152] na przesyłanie paliw gazowych, w związku z art. 22 i art. 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., wyznaczona została OGP Gaz-System S.A.[153]

W 2019 r. SGT EuRoPol GAZ S.A. dysponowała uzgodnionym planem rozwoju na lata 2019-2022, który został opisany w Sprawozdaniu Prezesa URE za 2018 r. Plan ten został uzgodniony przez Prezesa URE 16 lipca 2018 r. W związku z obowiązkiem corocznej aktualizacji tego planu, w 2019 r. przedsiębiorstwo to wystąpiło do Prezesa URE z wnioskiem o aktualizację planu rozwoju na lata 2020-2022, 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. 27 sierpnia 2019 r. plan ten został uzgodniony[154] na lata 2020-2022.

Operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSD)

OSD podlegający wydzieleniu prawnemu – Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.

Przedsiębiorstwo PSG Sp. z o.o. jest operatorem sieci dystrybucyjnych wchodzącym w skład

[152] Decyzja Prezesa URE z 18 lipca 2008 r. nr PPG/-102/3863/W/2/2008/BP.

[153] Decyzja Prezesa URE z 17 listopada 2010 r. nr DPE-4720-4(8)/2010/6154/BT.

[154] Pismo z 27 sierpnia 2019 r. znak: DRG.DRG-3.4311.8.2019.RTu.

GK PGNiG. PSG Sp. z o.o. świadczy usługi dystrybucji paliw gazowych, tj.:
a) gazu ziemnego wysokometanowego E,
b) gazu ziemnego zaazotowanego Lw,
c) gazu ziemnego zaazotowanego Ls,
d) gazu koksowniczego.

W 2019 r. obowiązywał uzgodniony w 2017 r. plan rozwoju PSG Sp. z o.o. w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2018-2022, który został opisany w Sprawozdaniu Prezesa URE za 2017 r. oraz uzgodniony w 2018 r. plan PSG Sp. z o.o. dotyczący stacji CNG/LCNG do zasilania pojazdów mechanicznych, przedstawiony w Sprawozdaniu za 2018 r.

Mając na uwadze obowiązek aktualizacji planu rozwoju, wynikający – dla operatora systemu dystrybucyjnego gazowego – z art. 16 ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne, w 2019 r. PSG Sp. z o.o. złożyła wniosek o uzgodnienie projektu planu rozwoju na lata 2020-2024. Projekt ten zawierał część dotyczącą dystrybucji paliw gazowych oraz aktualizację wyodrębnionego programu budowy stacji gazu ziemnego oraz przedsięwzięć w zakresie modernizacji, rozbudowy albo budowy sieci niezbędnych do przyłączenia tych stacji, o którym mowa w art. 20 ust. 1 ustawy o elektromobilności (dalej: Program CNG/LCNG).

24 października 2019 r. został uzgodniony projekt planu PSG Sp. z o.o. w części dotyczącej dystrybucji paliw gazowych. Natomiast aktualizacja Programu CNG/LCNG z przedmiotowego projektu planu rozwoju nie została uzgodniona z powodu niespełniania wymagań art. 78 ust. 2 ustawy o elektromobilności. Program ten uwzględniał bowiem mniejszą liczbę planowanych punktów tankowania sprężonego gazu ziemnego (CNG) niż określona w art. 60 ust. 2 tej ustawy. Wobec powyższego w zakresie Programu CNG/LCNG aktualny pozostał plan i uzgodnienie z 2018 r.

Uzgodniony plan rozwoju PSG przewiduje w horyzoncie 2020-2024 m.in.:
a) budowę ok. 344 tys. nowych przyłączy o łącznej długości ok. 3 tys. km,
b) budowę nowych gazociągów o łącznej długości ok. 11 tys. km,
c) budowę 860 nowych stacji redukcyjno-pomiarowych,
d) budowę 3 nowych stacji LNG,
e) instalację ok. 355 tys. nowych gazomierzy i układów pomiarowych dla nowych odbiorców,
f) realizację 551 zadań inwestycyjnych związanych z ekspansją na niezgazyfikowane tereny,
g) modernizację/wymianę ok. 9 tys. km gazociągów wraz z przyłączami,
h) modernizację ok. 3 tys. stacji gazowych (redukcyjno-pomiarowych),
i) wymianę/legalizację gazomierzy i układów pomiarowych dla ponad 3 mln przyłączonych odbiorców,
j) realizację 1 662 zadań inwestycyjnych z zakresu modernizacji.

Na poziom uzgodnionych nakładów inwestycyjnych, we wskazanym horyzoncie czasowym (2020-2024):
a) 43,2% stanowią zadania inwestycyjne na sieci dystrybucyjnej związane ze wzrostem zapotrzebowania na gaz, tj. związane z przyłączaniem nowych odbiorców i ekspansją gazociągów na nowe (niezgazyfikowane) tereny,
b) 48,8% stanowią zadania inwestycyjne na sieci dystrybucyjnej niezwiązane ze wzrostem zapotrzebowania na gaz (modernizacja i odtworzenie),
c) 8,0% stanowią pozostałe zadania inwestycyjne (pozasieciowe), tj. związane z łącznością, pomiarami, informatyką, zapleczem technicznym, obsługą klienta, pogotowiem gazowym itp.

3 grudnia 2019 r. przedsiębiorstwo złożyło drugi w 2019 r. wniosek o uzgodnienie projektu planu rozwoju (również dotyczący okresu 2020-2024).

OSD 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, dotyczy 17 operatorów systemów dystrybucyjnych nie podlegających prawnemu wydzieleniu. W stosunku do 2018 r. liczba operatorów nie podlegających prawnemu wydzieleniu, zobowiązanych do uzgadniania planów rozwoju z Prezesem URE wzrosła o 3 podmioty. Kolejny przyrost tej liczby przewidywany jest w 2020 r.

Według stanu na 31 grudnia 2019 r., pięciu operatorów miało uzgodniony plan rozwoju na lata 2019-2023, jeden na lata 2020-2023, zaś jedenastu na lata 2020-2024. W związku z tym, że ww. plany co do zasady aktualizowane są co dwa lata, w 2019 r. uzgodniono plany rozwoju dla dwunastu operatorów systemu dystrybucyjnego.

Łącznie uzgodnione nakłady na realizację zadań inwestycyjnych operatorów sieci dystrybucji prawnie niewyodrębnionych na 2019 r. wzrosły w stosunku do 2018 r. o blisko 25%.

6.3. Weryfikacja lub ustalanie wielkości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego

W 2019 r. prowadzonych było 26 postępowań o ustalenie lub weryfikację zapasów obowiązkowych gazu ziemnego. Spośród prowadzonych postępowań:

a) 20 zakończono wydaniem decyzji na podstawie art. 25 ust. 3 ustawy o zapasach,
b) 3 zakończono wydaniem decyzji na podstawie art. 25 ust. 5 ustawy o zapasach,
c) 3 umorzono.

W 8 przypadkach odmówiono wszczęcia postępowania z uwagi na bezzasadność wniosków w kontekście braku przywozu gazu ziemnego z zagranicy w okresie od 1 kwietnia 2018 r. do 31 marca 2019 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 ziemnego[155] (dalej: „Rozporządzenie o ograniczeniach").

Stosownie do postanowień art. 58 ust. 1 i ust. 2 ustawy o zapasach operatorzy systemów przesyłowych gazowych, operatorzy systemów dystrybucyjnych gazowych oraz operatorzy systemów połączonych gazowych lub przedsiębiorstwa energetyczne pełniące funkcję tych operatorów są obowiązani do opracowania planu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego dla odbiorców przyłączonych do ich sieci. Stosownie do art. 58 ust. 4 ograniczenia wynikające z planów ograniczeń nie mają zastosowania do odbiorców w gospodarstwach domowych. Zgodnie z art. 58 ust. 17 ustawy o zapasach, ww. operatorzy aktualizują corocznie plany wprowadzania ograniczeń i przedkładają je, do 15 listopada danego roku, Prezesowi URE do zatwierdzenia w drodze decyzji.

Rozporządzenie w § 5 ust. 1 wskazuje, że operatorzy sporządzają plany dla odbiorców, o których mowa w § 4 ust. 1 pkt 1 tego rozporządzenia, tj. pobierających gaz ziemny w punktach 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 m^3/h.

Ograniczeniami w poborze gazu ziemnego objęci są, zgodnie z 4 ust. 1 Rozporządzenia, odbiorcy spełniający łącznie następujące warunki:

a) 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 m^3/h oraz
b) ujęci w planach wprowadzania ograniczeń, o których mowa w art. 58 ust. 1 ustawy o zapasach.

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:

a) 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 m^3/h,
b) 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.

[155] Dz. U. z 2007 r. Nr 178, poz. 1252.

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. Zgodnie z art. 58 ust. 3 ustawy o zapasach wielkości te, określone w zatwierdzonych planach wprowadzania ograniczeń, stają się integralną częścią umów sprzedaży, umów o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji gazu ziemnego oraz umów kompleksowych, w rozumieniu art. 5 ust. 2 pkt 1 i 2 oraz ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne.

Do URE wpłynęło od obowiązanych do tego operatorów łącznie 50 wniosków o zatwierdzenie planu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego na sezon 2019/2020 (w poprzednim sezonie 2018/2019 – 52 wnioski), z czego 49 wniosków w 2019 r., natomiast 1 wniosek już w 2020 r. Na zmniejszenie liczby wniosków miał wpływ proces łączenia się spółek OSD.

Tabela 80. Wielkości maksymalnych poziomów poboru gazu ziemnego wysokometanowego na krajowej sieci przesyłowej i sieciach dystrybucyjnych powiązanych z krajową siecią przesyłową dla 2 i 10 stopnia zasilania (stan na styczeń 2020 r.)

Sieć gazowa	Pobór godzinowy					Pobór dobowy				
	2 stopień		10 stopień		Redukcja	2 stopień		10 stopień		Redukcja
	[kWh/h]	[tys. m³]	[kWh/h]	[tys. m³]	[%]	[kWh/d]	[mln m³]	[kWh/d]	[mln m³]	[%]
przesyłowa	10 304 203	939,3	7 167 475	653,4	30,44	245 546 611	22,383	170 172 771	15,513	30,70
dystrybucyjna	7 855 173	716,1	4 578 960	417,4	41,71	182 210 331	16,610	106 194 995	9,680	41,72
RAZEM	18 159 376	1 655,4	11 746 435	1 070,8	35,31	427 756 942	38,993	276 367 766	25,193	35,39

Źródło: URE.

W 2019 r. w zakresie planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu na sezon 2019/2020 Prezes URE zatwierdził 35 planów ograniczeń. Postępowania w sprawie pozostałych planów ograniczeń opracowanych na okres 2019/2020 były kontynuowane w 2020 r.

W przypadkach, o których mowa w art. 54 ustawy o zapasach (tj. zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa, nieprzewidzianego wzrostu zużycia gazu ziemnego przez odbiorców, wystąpienia zakłóceń w przywozie gazu ziemnego, awarii w sieciach operatorów systemów gazowych, zagrożenia bezpieczeństwa funkcjonowania sieci gazowych lub zagrożenia bezpieczeństwa osób), oraz wprowadzeniu przez Radę Ministrów na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej ograniczeń w poborze gazu ziemnego, pobór gazu ziemnego wysokometanowego z sieci krajowej może być ograniczany poprzez wprowadzanie kolejnych stopni ograniczeń zasilania od 2 do 10. Drugi stopień zasilania odpowiada średniej godzinowej i dobowej ilości gazu, jaką pobierał odbiorca w danym punkcie wyjścia z systemu gazowego w okresie od 1 lipca roku poprzedzającego do 30 czerwca roku, w którym został opracowany plan ograniczeń[156]. Dziesiąty stopień zasilania odpowiada zaś minimalnej godzinowej i dobowej ilości gazu ziemnego pobieranej przez odbiorcę w danym punkcie wyjścia z systemu gazowego, niepowodującej zagrożenia bezpieczeństwa osób ani uszkodzenia lub zniszczenia obiektów technologicznych. Stopnie zasilania od 3 do 9 określają z kolei wartości godzino-

[156] Chyba, że istnieją techniczne uzasadnione przesłanki innego sposobu określenia 2 stopnia zasilania.

we i dobowe pośrednie między stopniem zasilania 2 a 10 – zmniejszające się proporcjonalnie, chyba że istnieją techniczne uzasadnione przesłanki innej zmienności stopni zasilania, przy zachowaniu stopniowej redukcji poboru gazu ziemnego między 2 a 10 stopniem zasilania (tab. 80 str. 176).

W 2019 r. nie wprowadzono ograniczeń w poborze gazu ziemnego na terenie kraju.

6.5. Kontrolowanie obowiązków właściciela sieci przesyłowej raz 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 OSP 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 OSP 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 sieci operatora systemu warunków i kryteriów niezależności, o których mowa w art. 9d ust. 1-1c, oraz warunków, o których mowa w art. 9h[1] 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 2019 r. monitorowaniu podlegało 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 decyzji certyfikacyjnej z 19 maja 2015 r. Prezes URE, działając na podstawie art. 9h[1] ust. 12 w związku z art. 9h[1] ust. 7 i ust. 11 ustawy – Prawo energetyczne, wydał w lipcu 2019 r. decyzję administracyjną względem OGP Gaz-System S.A. określającą kryteria z art. 9h[1] ust. 7 ustawy – Prawo energetycznego, które nie są spełnione oraz wyznaczył termin na podjęcie działań mających na celu spełnienie tych kryteriów. Decyzji nadano rygor natychmiastowej wykonalności.

Ponadto, również w lipcu 2019 r. Prezes URE, działając na podstawie art. 9h ust. 14 w związku z art. 9h[1] ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne, wydał decyzję administracyjną 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. 9h[1] ust. 7 pkt 2-4 ustawy – Prawo energetyczne oraz wyznaczył termin na ich podjęcie. Decyzji nadano rygor natychmiastowej wykonalności.

6.6. Ustalanie treści umowy powierzającej pomiędzy właścicielem sieci przesyłowej a operatorem systemu przesyłowego wyznaczonym na tej sieci

Na mocy ustawy z 4 lipca 2019 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne[157)] wprowadzono szereg zmian do art. 9h ustawy – Prawo energetyczne. Powyższa nowelizacja weszła w życie 2 sierpnia 2019 r. i zgodnie z uzasadnieniem miała na celu umożliwienie operatorowi systemu przesyłowego skutecznego wykonywania przez niego obowiązków, o których mowa w art. 9c ustawy – Prawo energetyczne, przy jednoczesnym poszanowaniu uprawnień właściciela sieci przesyłowej gazowej.

157) Dz. U. z 2019 r. poz. 1435.

W ustawie przewidziano, mający substytucyjny charakter, mechanizm nakazujący Prezesowi URE wszczęcie postępowania w sprawie wydania decyzji zastępującej umowę powierzającą pełnienie obowiązków operatora systemu przesyłowego gazowego, jeżeli nie otrzyma informacji o zawarciu kolejnej umowy. W myśl przepisów tej nowelizacji, Prezes URE korzysta z przewidzianej w art. 9h ust. 3e ustawy – Prawo energetyczne kompetencji do wydania decyzji, zastępującej umowę powierzającą jedynie wówczas, gdy strony dotychczasowej umowy powierzającej nie dojdą do porozumienia w zakresie treści kolejnej umowy w określonym w ustawie terminie.

Zgodnie z art. 9h ust. 3b ustawy – Prawo energetyczne, w przypadku wyznaczenia przez Prezesa URE przedsiębiorstwa energetycznego operatorem systemu przesyłowego gazowego na sieci przesyłowej gazowej wchodzącej w skład systemu przesyłowego, który 3 września 2009 r. należał do przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, na okres dłuższy niż okres obowiązywania umowy powierzającej pełnienie obowiązków operatora systemu przesyłowego gazowego z wykorzystaniem tej sieci, właściciel sieci przesyłowej gazowej, w terminie 90 dni przed dniem wygaśnięcia dotychczasowej umowy, zawiera z operatorem systemu przesyłowego gazowego albo operatorem systemu połączonego gazowego kolejną umowę powierzającą pełnienie obowiązków operatora systemu przesyłowego gazowego. Z kolei, w myśl art. 9h ust. 3d ww. ustawy operator systemu przesyłowego gazowego albo operator systemu połączonego gazowego niezwłocznie przekazuje Prezesowi URE informację o zawarciu kolejnej umowy powierzającej pełnienie obowiązków operatora systemu przesyłowego gazowego, o której mowa w ust. 3b, lub o jej zmianie oraz przesyła Prezesowi URE aktualną kopię tej umowy. Zgodnie zaś z art. 9h ust. 3e ustawy – Prawo energetyczne, w przypadku nieotrzymania, w terminie 90 dni przed dniem wygaśnięcia dotychczasowej umowy, informacji o zawarciu kolejnej umowy powierzającej pełnienie obowiązków operatora systemu przesyłowego gazowego, o której mowa w ust. 3b, Prezes URE, w drodze decyzji, ustala treść umowy powierzającej pełnienie obowiązków operatora systemu przesyłowego gazowego.

W związku z faktem, że dotychczasowa umowa powierzająca z 25 października 2010 r. obowiązywała do 31 grudnia 2019 r., termin wskazany w art. 9h ust. 3e ustawy – Prawo energetyczne upływał 3 października 2019 r. W powyższym terminie Prezes URE nie otrzymał informacji o zawarciu kolejnej umowy powierzającej pełnienie obowiązków operatora systemu przesyłowego gazowego, o której mowa w art. 9h ust. 3b ustawy – Prawo energetyczne. W świetle powyższego, Prezes URE 4 października 2019 r. był obowiązany wszcząć postępowanie administracyjne w sprawie ustalenia treści umowy powierzającej pomiędzy SGT EuRoPol GAZ S.A. a OGP Gaz-System S.A.

Powyższe postępowanie zostało zakończone decyzją z 19 grudnia 2019 r., na mocy której Prezes URE ustalił treść umowy o powierzenie obowiązków operatora systemu przesyłowego na polskim odcinku Systemu Gazociągów Tranzytowych Jamał – Europa Zachodnia pomiędzy SGT EuRoPol GAZ S.A. a OGP Gaz-System S.A.

Umowa ustalona ww. decyzją weszła w życie 1 stycznia 2020 r. i będzie obowiązywała do 31 grudnia 2022 r. Określa ona m.in. obszar wykonywania działalności gospodarczej przez operatora, zasady realizacji obowiązków przez strony oraz zasady korzystania przez OGP Gaz-System S.A. z majątku SGT EuRoPol GAZ S.A., a także wynagrodzenie należne obu spółkom z tytułu realizacji umowy.

6.7. Monitorowanie wypełniania obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego. Ustawa o zapasach

Opisując zagadnienia związane z utrzymywaniem zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w 2019 r. można wydzielić dwa podokresy – od początku roku do 30 września i okres od 1 października do końca roku. Graniczna data 30 września w przypadku poszczególnych podmiotów określała termin, w którym zmieniał się zakres obowiązku zapasowego, w szczególności wejście w nowy obowiązek lub jego zakończenie.

W 2019 r. dla obydwu okresów obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych tj. do 30 września 2019 r. i od 1 października 2019 r. zakres podmiotowy obowiązku zapasowego był zbliżony do zakresu z 2018 r. i obejmował większą grupę podmiotów niż w okresach sprzed nowelizacji ustawy o zapasach. Do utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego (dalej także jako „obowiązek zapasowy") były zobowiązane dwie kategorie podmiotów:

a) przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą, zwane dalej „przedsiębiorstwami" oraz
b) podmioty dokonujące przywozu gazu ziemnego, zwane dalej „podmiotami"

łącznie zwane dalej „podmiotami zobowiązanymi".

Do pierwszej kategorii kwalifikują się zarówno przedsiębiorstwa posiadające koncesję 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 RP w ramach nabycia wewnątrzwspólnotowego 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.

Omawiając 2019 r. należy wskazać na powszechność obowiązku zapasowego, wiążącego się z brakiem instytucji zwolnienia z obowiązku utrzymywania zapasów gazu ziemnego, która funkcjonowała w okresie przed nowelizacją ustawy o zapasach. Zwolnienia te były udzielane przez Ministra Energii (wcześniej: Ministra Gospodarki), na rzecz przedsiębiorstw deklarujących spełnienie określonych kryteriów.

Przez cały 2019 r. obowiązywały przepisy dopuszczające realizację obowiązku zapasowego w trzech różnych formułach:

- na podstawie umowy magazynowania z OSM krajowym,
- na podstawie umowy magazynowania z OSM zagranicznymi,
- w ramach tzw. umowy biletowej z przedsiębiorstwem energetycznym prowadzącym działalność w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą lub obrotu paliwami gazowymi (zleceniobiorca). Umowa biletowa polega na umożliwieniu podmiotom zobowiązanym zlecenie wykonania obowiązku utworzenia i utrzymania zapasów obowiązkowych innemu przedsiębiorstwu energetycznemu. Możliwe jest utworzenie zapasu na paliwie gazowym zarówno należącym do zleceniodawcy, jak i zleceniobiorcy, tak utworzone zapasy można utrzymywać w zarówno w kraju, jak i za granicą.

Zadania Prezesa URE wynikające z ustawy o zapasach odnosiły się m.in. do ustalenia lub weryfikacji wolumenu zapasów obowiązkowych, wyrażenia zgody lub odmowy wyrażenia zgody na zawarcie umowy biletowej, kontrolowania podmiotów zobowiązanych w zakresie prawidłowości realizacji obowiązku zapasowego, sankcjonowania nieprawidłowości.

Ocena drugiego roku funkcjonowania ustawy o zapasach w znowelizowanej formule

Zaobserwowane zjawiska związane z utrzymywaniem zapasów obowiązkowych świadczą o zasadności podjęcia głębszych zmian systemowych, nakierowanych na eliminację dostrzeżonych do tej pory problemów związanych z tworzeniem i utrzymywaniem zapasów. Uwagi zgłaszane w pierwszych okresach obowiązywania nowych zasad nakierowane były na usprawnienie funkcjonalności przyjętych mechanizmów i miały przede wszystkim charakter doprecyzowujący i porządkowy, a ich celem było ułatwienie stosowania przyjętych przepisów w sposób jednoznaczny. Korekty te zostały wdrożone, jednakże nie w każdym z przypadków przełożyły się na płynną realizację ustawy, co świadczy o potrzebie podjęcia dalszych kroków dostosowawczych. Niezależnie od dotychczas wdrożonych działań doraźnych, do rozważenia jest podjęcie prac nad nową formułą zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, która mogłaby przyczynić się do wyeliminowania występujących niedogodności. Trudności te związane są w szczególności ze zmianą formuł realizacji obowiązku zapasowego i przechodzeniem z jednego rodzaju umowy na drugi, a także z długotrwałością egzekwowania naruszeń ustawy w trybie administracyjnym, od chwili stwierdzenia naruszenia do spowodowania jego zaprzestania. Całościowa analiza uwarunkowań wskazuje, że wartą rozważenia jest np. formuła zapasów agencyjnych, utrzymywanych przez wyspecjalizowaną instytucję, na rzecz podmiotów zobowiązanych.

Udzielanie wyjaśnień w zakresie stosowania ustawy o zapasach

W związku z wagą 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. Stosowne informacje zostały przedstawione w Informacji nr 30/2019 z 23 kwietnia 2019 r. w sprawie obowiązku informacyjnego przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą i podmiotów dokonujących przywozu gazu ziemnego. Komunikat zwracał uwagę na fakt, że 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 paliwowego państwa w zakresie gazu ziemnego oraz konieczności wypełnienia zobowiązań międzynarodowych* (obejmującym art. 49-62 ustawy o zapasach) 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 ustawy o zapasach).

Kolejną grupą spraw było udzielanie wyjaśnień przedsiębiorcom i ich stowarzyszeniom, dotyczących podlegania pod obowiązek zapasowy oraz sposobów jego wypełnienia. W związku z możliwościami wprowadzonymi w przepisach przejściowych ustawą o zmianie ustawy o zapasach, pytania odnosiły się również do możliwości uwolnienia się z obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w kontekście zaprzestawania przywozu gazu i rezygnacji z koncesji OGZ.

Wyrażenie przez Prezesa URE zgód na zawieranie tzw. umów biletowych

Rok 2019 był trzecim 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 ustawy o zapasach, przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą i podmiot dokonujący przywozu gazu ziemnego mogą zlecić, na podstawie umowy, wykonywanie zadań w zakresie utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego innemu przedsiębiorstwu energetycznemu wykonującemu działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą lub przedsiębiorstwu energetycznemu wykonującemu działalność gospodarczą w zakresie obrotu paliwami gazowymi. Podstawowe wymogi co do treści takiej umowy zawarto w art. 24b ust. 3 ustawy. Dodatkowo, ustawa o zapasach wskazuje, że w przypadku gdy zapasy obowiązkowe gazu ziemnego, utrzymywane zgodnie z art. 24b ust. 1, nie stanowią majątku przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą lub podmiotu dokonującego przywozu gazu ziemnego, zlecającego utrzymywanie tych zapasów, umowa powinna zawierać także postanowienia gwarantujące zlecającemu prawo nabycia tych zapasów w okresie jej obowiązywania oraz określać sposób ustalania ceny odsprzedaży tych zapasów (art. 24b ust. 4).

Zgodnie z art. 24b ust. 6 ww. ustawy, przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą i podmiot dokonujący przywozu gazu ziemnego (jako podmioty zobowiązane do realizacji obowiązku zapasowego) przed zawarciem umowy biletowej, są obowiązane do przedłożenia projektu tej umowy Prezesowi URE oraz uzyskania zgody na jej zawarcie. Prezes URE, w drodze decyzji, wyraża zgodę albo odmawia wyrażenia zgody na zawarcie umowy, o której mowa w ust. 1, w terminie 30 dni od dnia otrzymania kompletnego wniosku o wyrażenie zgody na zawarcie umowy, o której mowa w ust. 1 (art. 24b ust. 7). Przesłanki odmowy wyrażenia zgody na zawarcie ww. umowy przez Prezesa URE określa art. 24b ust. 8 ustawy. Przepis ten stanowi, że Prezes URE odmawia wyrażenia zgody na zawarcie umowy biletowej jeżeli:

(1) projekt tej umowy nie zawiera postanowień, o których mowa w art. 24b ust. 3 ustawy o zapasach, (2) lokalizacja lub parametry techniczne instalacji magazynowych i sieci gazowych, do których instalacje te są przyłączone, nie zapewniają możliwości dostarczenia całkowitej ilości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego do systemu gazowego w okresie nie dłuższym niż 40 dni.

W przypadku realizacji obowiązku zapasowego w oparciu o umowy biletowe, w 2019 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).

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 sześciu podmiotom zobowiązanym. Żaden z przedłożonych Prezesowi URE w 2019 r. wniosków o wyrażenie zgody na zawarcie umowy biletowej na sezon 2019/20 nie spotkał się z odmową. Dla porównania, odnośnie okresu kończącego się 30 września 2019 r. (sezon 2018/19), zapas obowiązkowy w tym okresie był utrzymywany w formule biletowej w przypadku 14 podmiotów, natomiast 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 z powodu nie spełnienia kryteriów dotyczących okresu obowiązywania umowy biletowej (art. 24b ust. 3 pkt 5 ustawy o zapasach, zgodnie z którym okres obowiązywania umowy biletowej odpowiada lub jest wielokrotnością okresu, o którym mowa w art. 25 ust. 4 lub ust. 5 tejże ustawy).

Wszystkie 6 przypadków umów biletowych na sezon 2019/20 dotyczyło utrzymywania zapasów na terytorium Polski, nie było przypadku utrzymywania zapasów na terytorium innego państwa członkowskiego UE w formule usługi biletowej. Dla porównania, w poprzednim sezonie 13 przypadków umów biletowych dotyczyło utrzymywania zapasów na terytorium Polski, a 1 dotyczył utrzymywania zapasów na terytorium innego państwa członkowskiego UE.

Monitorowanie wypełniania obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego

W 2019 r. monitorowanie wypełniania obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego było realizowane podobnie jak w roku ubiegłym. Podmioty zobowiązane przekazują informacje 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 2019 r.

Monitoring bieżący wykazał, że do 30 września 2019 r. 17 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 czego zapas utrzymywało 16 przedsiębiorstw oraz 2 podmioty. Brak realizacji obowiązku dotyczył jednego przedsiębiorstwa.

W drugiej części 2019 r., rozpoczynającej się 1 października 2019 r., 14 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 12 przedsiębiorstw energetycznych oraz 2 podmioty utworzyły zapas obowiązkowy, natomiast wobec dwóch przedsiębiorstw wszczęte zostało postępowanie ws. wymierzenia kary pieniężnej w związku z naruszeniem obowiązku tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego.

Biorąc pod uwagę formuły realizacji obowiązku zapasowego, w drugim podokresie 2019 r. rozpoczynającym się 1 października 2019 r. zapasy obowiązkowe zostały utworzone na podstawie umowy zawartej bezpośrednio z operatorem systemu magazynowania w Polsce w przypadku 6 podmiotów, umowy zawartej z operatorem systemu magazynowania za granicą w przypadku 3 podmiotów,

w przypadku umowy biletowej przez 6 podmiotów, z czego wszystkie podmioty utrzymują zapas obowiązkowy w kraju.

W 2019 r. nastąpił wzrost liczby podmiotów zobowiązanych i spadek liczby podmiotów faktycznie utrzymujących zapasy obowiązkowe.

W omawianym okresie 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 powyżej. 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 2019 r. w dalszym ciągu 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 (sprowadzających gaz ziemny i nie mających statusu przedsiębiorstwa prowadzącego działalność w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą).

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 celu identyfikacji podmiotów zobowiązanych do realizacji przedmiotowego obowiązku wykorzystano dane z zasobów urzędu, OSP oraz Ministerstwa Finansów (podmioty, które zadeklarowały przywóz gazu ziemnego w ww. okresie).

Do URE wpłynęły ogółem informacje od 53 przedsiębiorstw posiadających koncesję OGZ oraz dwóch podmiotów dokonujących przywozu w rozumieniu art. 2 pkt 14a ustawy o zapasach.

Z informacji przekazanych przez przedsiębiorstwa i podmioty obowiązane do przekazywania informacji w 2019 r., wynikają w szczególności następujące spostrzeżenia:

a) zapasy obowiązkowe gazu ziemnego utrzymywane były do 30 września 2018 r. przez 17 przedsiębiorstw lub podmiotów i 19 podmiotów od 1 października 2018 r.,
b) w pierwszym podokresie obowiązek był wypełniony przez wszystkie podmioty zobowiązane, natomiast w drugim brak realizacji obowiązku odnotowano w jednym przypadku,
c) nie wszystkie podmioty zobowiązane posiadają procedury postępowania w sytuacji kryzysowej, o których mowa w art. 49 ust. 1 ustawy o zapasach. W związku z takim stanem rzeczy wystąpiono do właściwych operatorów o wyjaśnienia dotyczące statusu i problemów odnośnie uzgadniania procedur postępowania, o których mowa w art. 49 ust. 1 ustawy o zapasach, z uwagi 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.

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 2019 r. weryfikacja technicznych możliwości dostarczenia zapasów obowiązkowych przez operatora systemu przesyłowego gazowego lub operatora systemu połączonego gazowego utrzymywanych w okresie od 1 października 2019 r. do 30 września 2020 r. była realizowana na podstawie tych samych przepisów jak w 2018 r.

W przypadku zapasów obowiązkowych utrzymywanych na terenie Polski, OSP – na podstawie art. 24 ust. 3a – otrzymuje od OSM charakterystyki instalacji magazynowej, w których są utrzymywane zapasy, wykaz podmiotów utrzymujących zapasy obowiązkowe i ilość tych zapasów.

W przypadku zapasów obowiązkowych utrzymywanych poza terytorium RP, OSP – na podstawie art. 24a ust. 2 – otrzymuje od przedsiębior-

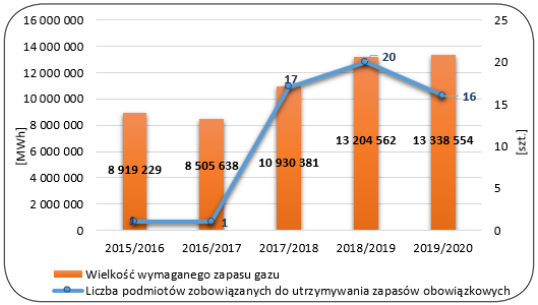
stwa energetycznego prowadzącego działalność w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą oraz podmiotu dokonującego przywozu dokumenty umożliwiające weryfikację technicznych możliwości dostarczania do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej krajowej całkowitej ilości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, w szczególności umowy o świadczenie usług magazynowania gazu ziemnego oraz świadczenie usług przesyłania gazu ziemnego zapewniają możliwość dostarczenia, na zasadach ciągłych i w każdych warunkach, całkowitych ilości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego utrzymywanych poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej krajowej.

W odniesieniu do zapasów obowiązkowych utrzymywanych od 1 października 2018 r. do 30 września 2019 r. OSP, stosownie do dyspozycji art. 24 ust. 3b, poinformował Prezesa URE o pozytywnej weryfikacji 17 podmiotów utrzymujących zapasy obowiązkowe, w tym trzech utrzymujących je instalacjach magazynowych poza granicami Polski.

W odniesieniu do zapasów obowiązkowych utrzymywanych od 1 października 2019 r. do 30 września 2020 r. Prezes URE wezwał OSP do przekazania informacji o już przeprowadzonych weryfikacjach. OSP poinformowało, że na początek sezonu zapasowego pozytywnie zweryfikowane zostały dwa podmioty, w tym jeden utrzymujący zapasy obowiązkowe za granicą, natomiast trzy były w trakcie weryfikacji. Przepisy ustawy o zapasach nie przewidują terminu dla weryfikacji technicznych możliwości dostarczania zapasów obowiązkowych przed rozpoczęciem sezonu zapasowego.

Zapasy obowiązkowe gazu ziemnego w liczbach

Rysunek 60. Wielkość wymaganych zapasów obowiązkowych w latach 2015-2019



Źródło: URE.

W 2019 r. zapasy obowiązkowe gazu ziemnego nie zostały uruchomione.

6.8. 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 rządowej[158] w związku z § 1 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z 9 grudnia 2015 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Energii[159], 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 2019 r. był minister właściwy do 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.

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

[158] Dz. U. z 2017 r. poz. 888.
[159] Dz. U. z 2015 r. poz. 2087.

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 zagranicy, 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 2019 r. przeprowadził monitoring przestrzegania przepisów ww. rozporządzenia dywersyfikacyjnego przez przedsiębiorstwa energetyczne posiadające w 2018 r. koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą. Monitoringiem objętych zostało 57 podmiotów. W związku z koniecznością uzupełnienia informacji i przekazanej dokumentacji, działania te były kontynuowane w 2020 r. Ponadto, w 2019 r. wymierzone zostały pierwsze kary z tytułu naruszenia określonego w art. 32 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne obowiązku dywersyfikacyjnego.

Ponadto, Prezes URE, mając na uwadze treść art. 32 ust. 1 pkt 4 i ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, w udzielanych koncesjach OGZ 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, 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 OGZ Prezes URE weryfikuje, czy wnioskodawca złożył oświadczenie zawierające zobowiązanie do przestrzegania obowiązku dywersyfikacyjnego.

Koncesje OGZ i związany z nimi obowiązek utrzymywania 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 także zwrócić uwagę, że zgodnie z art. 41 ust. 2a ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE cofa koncesję OGZ 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.

Podsumowanie oceny bezpieczeństwa dostaw gazu

Realizowane w 2019 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 ujednolicania zasady funkcjonowania i rozwoju sieci oraz zapewnienia bezpieczeństwa dostaw. Ponadto wzmacnianie 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, zasadniczo stwierdzić należy, 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 m^3/rok w przeliczeniu na gaz wysokometanowy).

Odnosząc się do infrastruktury gazowej Polski należy stwierdzić, że obecny stopień jej rozwoju, choć ulegający stopniowej poprawie, uniemożliwia w pełni szybką i skuteczną reakcję na zakłócenia w dostawach. Szczególnego znaczenia nabiera tu konieczność intensyfikacji prac na rzecz budowy i rozbudowy połączeń wzajemnych oraz dywersyfikacji dróg i źródeł zaopatrzenia. Obecny stan infrastruktury, nastawiony na przesyłanie gazu ze wschodu na zachód, a także dominujący udział importu z kierunku wschodniego są istotnymi czynnikami uwzględnianymi w analizach rozwojowych. Dodatkowym elementem jest rosnące zainteresowanie możliwościami przesyłania gazu z Polski do krajów sąsiednich.

Również tworzone przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych plany ograniczeń w poborze gazu ziemnego na wypadek sytuacji awaryjnych sprzyjają zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego w przypadkach: zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa, nieprzewidzianego wzrostu zużycia gazu ziemnego przez odbiorców, wystąpienia zakłóceń w przywozie gazu ziemnego, awarii w sieciach operatorów systemów gazowych oraz zagrożenia bezpieczeństwa funkcjonowania sieci. Niemniej 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:

a) minimalizację skutków realizacji scenariuszy kryzysowych,
b) likwidację wąskich gardeł w systemie przesyłowym w celu usprawnienia rozpływów gazu ziemnego w sieci i na połączeniach międzysystemowych,
c) 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.

Część V. Realizacja obowiązków wynikających z rozporządzenia REMIT

Obowiązki wynikające z rozporządzenia REMIT

Zadania Prezesa URE związane z realizacją obowiązków wynikających z rozporządzenia REMIT w 2019 r. nie uległy zmianie i obejmują w szczególności:

1) przeprowadzanie kontroli lub postępowań wyjaśniających w sprawach dotyczących podejrzenia o manipulacje na hurtowym rynku energii oraz niezgodnego z prawem wykorzystywania informacji wewnętrznej w zakresie produktów energetycznych sprzedawanych w obrocie hurtowym, które nie są instrumentami finansowymi,

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 bieżąca 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.

Szczególną rolę w zakresie monitorowania nadużyć wynikających z rozporządzenia REMIT pełnią podmioty zajmujące się zawodowo pośredniczeniem w zawieraniu transakcji na hurtowych rynkach energii (PPATs – ang. *Persons professionally arranging transactions*), które mają obowiązek tworzenia i utrzymywania skutecznych mechanizmów i procedur służących identyfikacji przypadków naruszenia zakazu wykorzystywania informacji wewnętrznych oraz zakazu manipulacji na rynku. W 2019 r. w Polsce działalność uznawaną za właściwą dla PPATs aktywnie prowadziły trzy podmioty: TGE S.A., PSE S.A. oraz OGP Gaz-System S.A.

Podmioty te zobowiązane są do powiadamiania Prezesa URE, w przypadku posiadania uzasadnionych podstaw, aby podejrzewać, że dana transakcja na hurtowym rynku energii może stanowić naruszenie zakazów manipulacji lub niezgodnego z prawem wykorzystywania informacji wewnętrznej. Dodatkowo podmioty te prowadzą okresowe szkolenia dla uczestników rynku w celu aktualizacji 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 URE[160]. Uczestnicy rynku mogą także przesyłać do URE na dedykowaną skrzynkę e-mail[161] 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"[162] 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 2019 r. w systemie CEREMP było zarejestrowanych łącznie ok. 14 655 uczestników rynku, podczas gdy liczba uczestników rynku z Polski wyniosła 650 (ok. 4,4% wszystkich zarejestrowanych podmiotów). Wzrost zarejestrowanych uczestników rynku z Polski w 2019 r. w porównaniu z 2018 r. wyniósł ok. 3,5%. Raportowanie przez uczestników hurtowego rynku energii informacji o zawartych transakcjach oraz zleceniach[163] 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., posiadających status tzw. Registered Reporting Mechanism (RRM). Na koniec 2019 r. w całej Unii Europejskiej było 120 podmiotów posiadających status RRM. W 2019 r. publikowanie przez uczestników rynku informacji wewnętrznych odbywało się na stronach internetowych tych uczestników, jak również za pośrednictwem zarejestrowanych w ACER Platform Informacji Wewnętrznych. W Polsce dostępna nieodpłatnie dla każdego uczestnika rynku Platforma Informacji Wewnętrznej dla energii elektrycznej prowadzona jest przez TGE S.A. tzw. Giełdowa Platforma Informacyjna (GPI)[164]. Platforma ta została zarejestrowana w ACER i funkcjonuje jako RIS (Regulated Information Services). W 2019 r. o certyfikację ACER dla Platformy Infor-

[160] http://www.ure.gov.pl/pl/urzad/prawo/prawo-wspolnotowe/remit/6013,REMIT.html

[161] REMIT.rejestracja@ure.gov.pl

[162] https://www.acer-remit.eu/portal/home

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

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

macji Wewnętrznej w zakresie rynku gazu ziemnego (Gas Inside Information Platform GIIP) ubiegał się OGP Gaz-System S.A.

Postępowania wyjaśniające

W 2019 r. do Prezesa URE wpłynęło 7 powiadomień o podejrzeniu próby manipulacji/manipulacji na hurtowym rynku energii złożonych przez polskich PPATs na podstawie art. 15 rozporządzenia REMIT.

Jedno z tych powiadomień dotyczyło działań uczestników rynku na TGE S.A. w odniesieniu do kontraktów rocznych z dostawami energii elektrycznej na 2019 r. (instrument BASE_Y-19), objętych już postępowaniem wyjaśniającym zarządzonym przez Prezesa URE 19 grudnia 2018 r. Przedmiotowe postępowanie zostało zakończone złożeniem przez Prezesa URE 29 maja 2019 r. zawiadomienia o podejrzeniu popełnienia przestępstwa.

W 2019 r. Prezes URE, na podstawie art. 23p ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, zarządził przeprowadzenie trzech postępowań wyjaśniających, których celem było ustalenie, czy zachodzi uzasadnione podejrzenie manipulacji lub próby manipulacji na rynku określonej w przepisach rozporządzenia REMIT. Dwa z ww. postępowań dotyczyły spraw zgłoszonych Presowi URE przez PPATs w 2018 r.

Powyższe trzy postępowania wyjaśniające nie zostały zakończone w 2019 r. W świetle art. 23p ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne postępowanie wyjaśniające może trwać nie dłużej niż 6 miesięcy.

W przypadku pozostałych pięciu powiadomień, które wpłynęły do Prezesa URE w 2019 r., do końca 2019 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 rozporządzenia REMIT ani do przeprowadzenia kontroli REMIT, o której mowa w art. 23c ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

Dodatkowo za pośrednictwem internetowej platformy do zgłaszania naruszeń rozporządzenia REMIT prowadzonej przez ACER (Notification Platform), w 2019 r. podmioty zagraniczne złożyły powiadomienia o podejrzeniu dokonania manipulacji/próby manipulacji na hurtowym rynku energii przez dwóch polskich uczestników rynku działających na rynkach energii w innych krajach Unii Europejskiej. W jednym przypadku, w ramach współpracy z ACER i z innymi organami regulacyjnymi, Prezes URE został poproszony przez ACER, w charakterze organu wspomagającego, o pomoc dla prowadzącego organu regulacyjnego z innego kraju UE w zebraniu pewnego zakresu materiału dowodowego.

W 2019 r. przedstawiciele Prezesa URE uczestniczyli w pracach grup roboczych ACER oraz w spotkaniach, na których dyskutowane były kwestie sposobu prowadzenia nadzoru hurtowego rynku energii, w tym m.in. kwestie doprecyzowania definicji oraz publikowania informacji wewnętrznych przez uczestników rynku, w szczególności za pośrednictwem platform „Inside Information Platforms" spełniających wymogi ACER i rekomendowanych przez Agencję w kontekście wypełnienia przez uczestników rynku kryteriów skuteczności i terminowości podania do publicznej wiadomości informacji wewnętrznych, wynikających z art. 4 rozporządzenia REMIT, czy też udoskonalania alertów do monitorowania ewentualnych przypadków manipulacji na hurtowym rynku energii.

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 zaszłości 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. Dokonując analizy 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 2019 r. w oddziałach terenowych URE oraz w departamencie DRE. Taryfy dla ciepła kształtowane są na bazie wielkości planowanych na pierwszy rok stosowania taryfy, a więc naturalnymi są odstępstwa od wskazanych średnich cen i stawek opłat. Co więcej, taryfy dla ciepła najczęściej obowiązują w okresach nie pokrywających się z rokiem kalendarzowym, więc sprawozdanie „za rok", będzie odbiegało od wielkości podanych na podstawie danych zawartych we wniosku o zatwierdzenie taryfy.

Tabela 81. Średnioważone ceny ciepła oraz średnioważone stawki opłat za usługi przesyłowe dla pierwszego roku stosowania taryf dla ciepła zatwierdzonych w 2019 r.

Województwo	Przedsiębiorstwa prowadzące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania ciepła		Przedsiębiorstwa prowadzące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła	
	liczba przedsiębiorstw	średnioważona cena ciepła [zł/GJ]	liczba przedsiębiorstw	średnioważona stawka opłaty za usługi przesyłowe [zł/GJ]
Mazowieckie	27	39,81	24	14,84
Dolnośląskie	23	48,22	25	18,88
Opolskie	12	45,79	10	17,89
Kujawsko-pomorskie	20	46,01	17	20,45
Wielkopolskie	25	46,96	24	19,26
Pomorskie	19	44,03	20	24,89
Warmińsko-mazurskie	19	43,78	17	18,50
Małopolskie	14	47,76	13	23,57
Podkarpackie	16	48,17	18	20,99
Śląskie	38	43,85	39	18,04
Łódzkie	27	43,34	29	15,45
Świętokrzyskie	16	39,65	16	18,88
Zachodniopomorskie	23	46,43	19	19,88
Lubuskie	7	46,45	5	20,55
Lubelskie	14	39,30	15	16,02
Podlaskie	11	47,31	11	19,36
Ogółem kraj	**311**	**44,31**	**302**	**18,47**

Źródło: URE.

Tabela 82. Średnioważone ceny ciepła dla pierwszego roku stosowania taryf zatwierdzonych w 2019 r. w zależności od rodzaju paliwa podstawowego zużywanego w źródłach ciepła

Województwo	Średnioważona cena ciepła [zł/GJ]					
	miał węgla kamiennego	węgiel brunatny	gaz ziemny	olej opałowy lekki	olej opałowy ciężki	paliwa pozostałe
Mazowieckie	39,54	-	73,06	241,05	34,66	27,54
Dolnośląskie	48,95	22,52	45,17	82,74	-	-
Opolskie	42,67	-	62,86	100,24	-	50,74
Kujawsko-pomorskie	44,10	-	51,25	92,72	-	35,31
Wielkopolskie	45,51	54,14	64,77	99,92	-	41,40
Pomorskie	43,12	-	80,15	119,68	-	34,75
Warmińsko-mazurskie	43,12	-	70,81	88,77	-	45,36
Małopolskie	46,66	-	72,60	-	-	33,15
Podkarpackie	47,91	-	48,82	-	-	46,27
Śląskie	43,94	-	77,83	104,73	-	40,61
Łódzkie	45,20	25,28	65,51	101,88	-	54,22
Świętokrzyskie	38,82	-	80,81	-	-	-
Zachodniopomorskie	46,63	-	73,62	106,06	-	38,57
Lubuskie	53,48	84,40	45,62	-	-	88,40
Lubelskie	40,50	-	37,13	-	-	-
Podlaskie	44,75	-	72,60	106,48	-	48,60
Ogółem kraj	**43,90**	**27,56**	**53,93**	**168,70**	**34,66**	**41,22**

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 koncesjono-

wanych przedsiębiorstw ciepłowniczych. Badanie przeprowadzane jest w I kwartale każdego roku. Opis sektora ciepłowniczego za 2018 r. został zamieszczony w publikacji pt. *„Energetyka cieplna w liczbach – 2018"* i opublikowany we wrześniu 2019 r. na stronie www.ure.gov.pl. Publikacja dotycząca 2019 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.

Do zadań oddziałów terenowych URE w 2019 r. należało m.in. prowadzenie postępowań administracyjnych i wydawanie decyzji w sprawie udzielenia koncesji (promesy koncesji), a także zmiany, cofnięcia lub stwierdzenia jej wygaśnięcia na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłania, dystrybucji oraz obrotu ciepłem, zgodnie z właściwością terytorialną poszczególnych oddziałów terenowych URE.

Oddziały terenowe URE miały także obowiązek wszczynania i prowadzenia postępowań administracyjnych w sprawach dotyczących zatwierdzania taryf dla przedsiębiorstw energetycznych objętych obowiązkiem uzyskania koncesji odpowiednio do właściwości w danym oddziale terenowym URE oraz objętych obowiązkiem uzyskania koncesji udzielanych przez departament DEK w zakresie wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w kogeneracji w źródłach odnawialnych, w tym w źródłach, w których występuje współspalanie paliw kopalnych i biomasy lub biogazu.

Szczegółowe dane liczbowe dotyczące działalności oddziałów terenowych przedstawione są w cz. XII niniejszego Sprawozdania.

Zakres obowiązków departamentu DRE w 2019 r. obejmował m.in. prowadzenie postępowań administracyjnych i przygotowywanie projektów decyzji w sprawie udzielenia, zmiany, cofnięcia lub stwierdzenia wygaśnięcia koncesji (promesy koncesji), a także zmiany, cofnięcia lub stwierdzenia jej wygaśnięcia 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, którzy zakupili ciepło w łącznej ilości co najmniej 150 000 GJ.

Dla powyżej określonych podmiotów, departament DRE w swoich obowiązkach miał także prowadzenie postępowań administracyjnych w sprawie zatwierdzenia taryfy oraz przygotowywanie projektów decyzji w tym zakresie.

2.1. Koncesje

W 2019 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 2019 r. liczba koncesjonariuszy zajmujących się działalnością gospodarczą związaną z zaopatrzeniem odbiorców w ciepło, według stanu na 31 grudnia 2019 r., utrzymała się na poziomie zbliżonym do roku ubiegłego. Na krajowym rynku ciepła koncesje na prowadzenie działalności w zakresie zaopatrzenia odbiorców w ciepło posiadało 396 przedsiębiorstw. Były to koncesje na wytwarzanie ciepła, przesyłanie i dystrybucję ciepła oraz obrót ciepłem, łącznie 816 szt.

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 kon-

cesjonowane, konsolidacji przedsiębiorstw oraz ograniczania zakresu działalności skutkującego brakiem obowiązku posiadania koncesji.

Przedsiębiorstwa ciepłownicze są coraz częściej zainteresowane rozszerzeniem swojej działalności. Szukają przede wszystkim możliwości wejścia na nowe, nawet małe rynki lokalne. Działalność niektórych firm ciepłowniczych znacznie wykracza poza pierwotny obszar funkcjonowania i ukierunkowuje się na inne województwa, nie tylko ościenne. Wejście na nowe rynki ciepła następuje zazwyczaj poprzez przejęcie innych przedsiębiorstw ciepłowniczych. Jednocześnie ze względu na zmniejszenie zużycia ciepła przez odbiorców indywidualnych, które jest wynikiem m.in. termomodernizacji budynków, a także ocieplaniem się klimatu, firmy ciepłownicze zmuszone są optymalizować swoją działalność i poszukiwać nowych klientów, a także nowych form sprzedaży ciepła (np. dostarczając do odbiorców chłód wytworzony w absorpcyjnych lub adsorpcyjnych agregatach wody lodowej).

Udzielanie koncesji/promes koncesji

W 2019 r. udzielono łącznie 17 koncesji w zakresie ciepłownictwa (5 w zakresie wytwarzania ciepła, 8 w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła oraz 4 w zakresie obrotu ciepłem) oraz 9 promes koncesji (8 w zakresie wytwarzania ciepła oraz 1 na przesyłanie i dystrybucję ciepła). Wydano również decyzję o odmowie udzielenia koncesji na wytwarzanie ciepła oraz decyzję odmawiającą udzielenia koncesji na przesyłanie i dystrybucję ciepła.

Zmiany koncesji/promes koncesji

W omawianym okresie dokonano 210 zmian koncesji oraz 2 zmiany promes koncesji na wytwarzanie ciepła. Powodami zmian udzielonych koncesji były: zmiana terminu obowiązywania koncesji, zmiany adresów, nazw koncesjonariuszy, zakresu prowadzonej działalności, parametrów urządzeń wytwórczych. W przypadku dwóch koncesji (wytwarzanie oraz przesyłanie i dystrybucja ciepła) nastąpiła ich sukcesja w trybie art. 494 ustawy z 15 września 2000 r. Kodeks spółek handlowych[165] (połączenie spółek kapitałowych i przejęcie koncesji spółki przejmowanej przez spółkę przejmującą).

Cofnięcia, stwierdzenia wygaśnięcia koncesji/promes koncesji

W 2019 r. w związku z trwałym zaprzestaniem wykonywania działalności gospodarczej lub niepodjęciem działalności objętej koncesją, bądź też z uwagi na naruszenie warunków koncesji, cofnięto i stwierdzono wygaśnięcie 19 koncesji, w tym 9 na wytwarzanie, 8 na przesyłanie i dystrybucję oraz 2 na obrót ciepłem.

Umorzenie, pozostawienie bez rozpoznania

W okresie sprawozdawczym w 4 przypadkach pozostawiono wnioski bez rozpoznania na podstawie art. 35 ust. 2b ustawy – Prawo energetyczne, 1 wniosek zwrócono, a 15 postępowań umorzono, w wyniku wystąpienia okoliczności powodujących ich bezprzedmiotowość lub na wniosek strony.

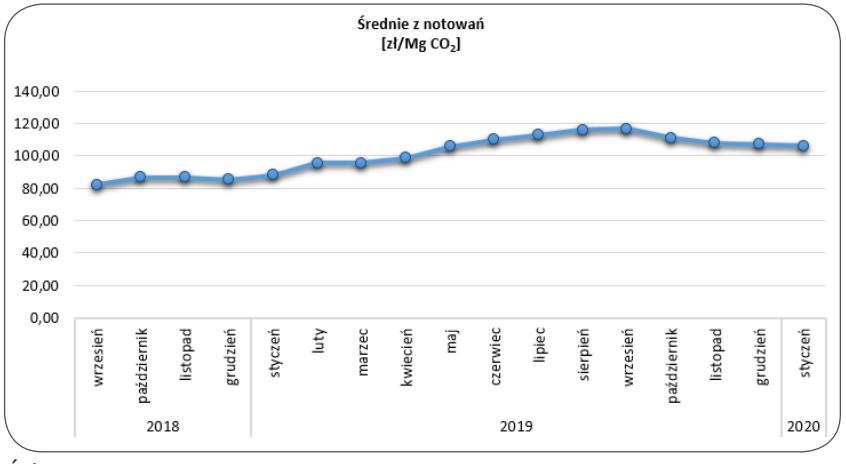
2.2. Taryfy i warunki ich kształtowania

Zgodnie z art. 47 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje ustalają taryfy, które podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE. Przepisy regulujące sposób kształtowania taryf dla ciepła zawarte są w rozporządzeniu taryfowym ciepłowniczym (w okresie sprawozdawczym obowiązywało rozporządzenie z 2017 r.).

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 27 marca 2019 r.). Wskaźniki zmian średnich cen ciepła ze źródeł nie posiadających jednostek kogeneracji miały bezpośrednie przełożenie na kształtowanie wysokości wskaźnika zmiany przychodów ze sprzedaży ciepła wytworzonego w jednostkach kogeneracji. Należy zwrócić uwagę, że uprosz-

[165] Dz. U. z 2019 r. poz. 505 z późn. zm.

Rysunek 61. Średnie ceny uprawnień do emisji CO_2 na giełdzie ICE obliczane na koniec każdego miesiąca w okresie wrzesień 2018 – styczeń 2020 uwzględniające średnią cenę uprawnień do emisji dwutlenku węgla w kontraktach terminowych notowanych na giełdzie ICE, z dostawą na ostatni miesiąc roku kalendarzowego, w którym dokonywano obliczeń (wyjątek stanowi grudzień, w którym uwzględniano dostawę w roku następnym), określoną jako średnia z ostatnich 60 dostępnych sesji notowań. Ceny określone podczas poszczególnych sesji notowań zostały przeliczone na zł według ogłoszonego przez Narodowy Bank Polski (NBP) średniego kursu 3 euro w dniu, w którym odbywała się sesja notowań, a jeżeli nie został ogłoszony średni kurs w tym dniu, stosowano ogłoszony przez NBP kurs w najbliższym dniu poprzedzającym dzień sesji notowań



Źródło: URE.

czony 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 latach 2018-2019 wzrost cen paliw i kosztów emisji CO_2 będzie miał wpływ na kształtowanie cen ciepła wytworzonego w jednostkach kogeneracji dopiero we wnioskach składanych po 31 marca 2020 r., tj. po opublikowaniu nowych średnich cen ciepła wytworzonego w jednostkach nie będących jednostkami kogeneracji, o których mowa w art. 23 ust. 2 pkt 28 lit. c) ustawy – Prawo energetyczne.

W 2019 r. Prezes URE zatwierdził taryfy dla 151 źródeł, w których ciepło wytwarzane jest w kogeneracji, z czego dla 147 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 2019 r. zatwierdzono ogółem 351 taryf dla ciepła przedsiębiorstw energetycznych. Prowadzono 442 postępowania administracyjne w sprawie zatwierdzenia taryf, z czego 76 nie zostało zakończonych w 2019 r. W 4 przypadkach odmówiono zatwierdzenia taryfy, w 3 przypadkach postępowanie zostało zawieszone, a w 8 umorzone.

W 2019 r. prowadzono 144 postępowania dotyczące zmian taryf dla ciepła, z czego w 111 przypadkach zatwierdzono zmiany obowiązujących taryf dla ciepła, w tym w 58 przypadkach zmiany taryf były związane ze wzrostem cen paliw na rynku. W 7 przypadkach odmówiono zmiany taryfy, w 15 przypadkach umorzono postępowanie w sprawie zmiany taryfy, w jednym przypadku pozostawiono bez rozpoznania, a 10 postępowań nie zostało zakończonych w roku sprawozdawczym.

Tab. 83 (str. 192) przedstawia liczbę zatwierdzonych przez Prezesa URE taryf dla źródeł ciepła wytworzonego w jednostkach kogeneracji w okresie 2014-2019, wskaźnikowe ceny ciepła i ich zmiany w przypadku metody kosztowej i uproszczonej.

Oddziały terenowe URE oraz departament DRE uwzględniały w prowadzonych postępowaniach w sprawie zatwierdzania taryf dla ciepła (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 cie-

Tabela 83. Taryfy dla źródeł, w których ciepło wytwarzane jest w jednostkach kogeneracji w latach 2014-2019

Rok	Taryfy zatwierdzone		Cena ciepła		Średnia zmiana cen w stosunku do cen ostatnio stosowanych	
	[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
2019	147	4	38,91	59,33	5,07	4,67

Źródło: URE.

pła. 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 2014-2020

ROK	Wytwarzanie I kwartał	Wytwarzanie II – IV kwartał	Dystrybucja I kwartał	Dystrybucja 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
2019	2,96	6,12	1,07	2,66
2020	6,51	3,84	3,18	3,31

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 uwzględniał okoliczności, które nie zostały w Modelu przewidziane. Zawsze dotyczyło to zindywidualizowanej oceny wniosku o zatwierdzenie taryfy dla ciepła.

2.3. Inne działania

Wśród pozostałych spraw z zakresu ciepłownictwa wymienić należy zgłaszane przez przedsiębiorstwa ciepłownicze odmowy przyłączenia do sieci ciepłowniczej. Oddziały terenowe systematycznie są informowane przez przedsiębiorstwa ciepłownicze o powodach odmów przyłączania podmiotów do sieci ciepłowniczej. W 2019 r. wpłynęło 478 tego rodzaju informacji, z czego 216 powiadomień dotyczyło obiektów do 50 kW, a 262 obiektów powyżej 50 kW.

Tabela 85. Odmowy przyłączenia do sieci ciepłowniczych

Województwo	Powód odmowy	
	WE	WT
Dolnośląskie	7	7
Kujawsko-pomorskie	6	-
Lubelskie	7	1
Lubuskie	1	1
Łódzkie	23	-
Małopolskie	39	8
Mazowieckie	160	-
Opolskie	-	-
Podkarpackie	-	2
Podlaskie	-	1
Pomorskie	139	1
Śląskie	10	15
Świętokrzyskie	-	-
Warmińsko-mazurskie	-	1
Wielkopolskie	25	6
Zachodniopomorskie	10	8
Razem	**427**	**51**

Źródło: URE.

Część VII. Paliwa ciekłe i biopaliwa ciekłe

1. Rynek paliw ciekłych – sytuacja ogólna, charakterystyka rynku

Rok sprawozdawczy był kolejnym rokiem, w którym odnotowano wzrost konsumpcji paliw ciekłych w odniesieniu do roku poprzedniego. Sprzedaż podstawowych paliw ciekłych wzrosła o 4%[166]. Liczba przedsiębiorstw energetycznych posiadających koncesje paliwowe w 2019 r. wyniosła 6 019, co w porównaniu do 2018 r. oznacza spadek o 3,15%. Taki trend na rynku utrzymuje się od początku 2017 r., od kiedy to zwiększyły się kompetencje Prezesa URE wobec podmiotów działających na rynku paliw ciekłych.

W ocenie Prezesa URE mechanizm sprzedaży paliw ciekłych w szarej i czarnej strefie jest nadal obecny na polskim rynku i konieczne są dalsze zmiany legislacyjne zmierzające do zmniejszenia skali takich działań. W roku sprawozdawczym zostały wprowadzone zmiany związane z systemem monitorowania przewozu gazu płynnego LPG, zwiększenie obowiązków, w tym rejestracyjnych dla podmiotów działających na rynku olejów opałowych oraz została zmieniona występująca w ustawie – Prawo energetyczne definicja paliw ciekłych poprzez wskazanie, że paliwami ciekłymi są produkty wymienione w ustawie niezależnie od ich przeznaczenia. Segmenty rynku paliw ciekłych wymagające dalszych zmian prawnych, co nie zmieniło się w odniesieniu do lat poprzednich, 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 2019 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 (67%)[166]. Należy jednak zauważyć zwiększone ilości dostaw ropy naftowej również z innych kierunków, co było spowodowane zarówno dywersyfikacją dostaw, jak również przejściowym brakiem dostaw z kierunku wschodniego spowodowanych zatłoczeniem do rurociągów zanieczyszczonego surowca.

Wyprodukowane przez rodzimych producentów benzyny silnikowe i oleje napędowe zaspokoiły zapotrzebowanie krajowe na te gatunki paliw, odpowiednio w 96% i 76%. Przywóz z zagranicy oleju napędowego stanowił 23% oleju dostępnego w kraju. W przypadku gazu płynnego (LPG) udział ilości paliw przywiezionych wyniósł 83%[166].

Obrót hurtowy paliwami ciekłymi podobnie jak w latach poprzednich opierał się na usługach przedsiębiorców, którzy kupowali paliwa wytworzone w kraju lub zagranicą i następnie odsprzedawali 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-

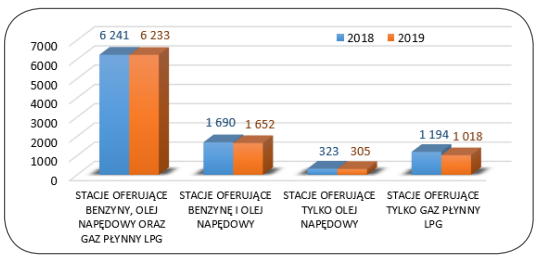
[166] Źródło: Polska Organizacja Handlu i Przemysłu Naftowego.

płonem iskrowym prowadzony jest, co do zasady, na stacjach paliw ciekłych. Natomiast sprzedaż oleju napędowego do klientów końcowych wykonywana jest przy wykorzystaniu stacji zakładowych oraz poprzez dostawy do kontenerowych stacji paliw ciekłych należących do odbiorców, a także poza stacjami paliw ciekłych.

Na terenie kraju funkcjonowało w roku sprawozdawczym 9 208 stacji paliw ciekłych, eksploatowanych przez przedsiębiorców posiadających koncesje w zakresie paliw ciekłych, sprzedających co najmniej jedno paliwo ciekłe. Stacji paliw ciekłych oferujących:

- benzyny silnikowe, oleje napędowe i gaz płynny (LPG) – było 6 233,
- benzyny silnikowe i oleje napędowe – było 1 652,
- tylko olej napędowe – było 305,
- tylko gaz płynny (LPG) – było 1 018.

Rysunek 62. Liczba poszczególnych stacji paliw ciekłych

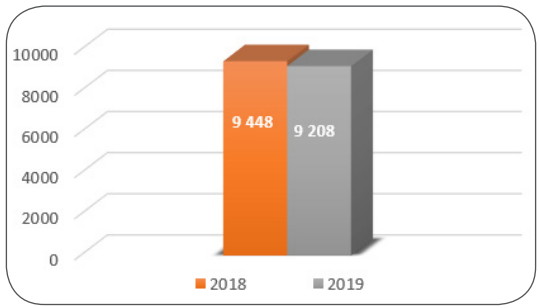


Źródło: URE.

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.

Rysunek 63. Ogólna liczba stacji paliw w latach 2018-2019



Źródło: URE.

W 2018 r. ogólna liczba stacji paliw ciekłych eksploatowanych przez przedsiębiorców posiadających koncesję na obrót paliwami ciekłymi wynosiła 9 448. W 2019 r. zaobserwowano zmniejszenie liczby działających na rynku stacji paliw ciekłych do poziomu 9 208, tj. spadek o 240 stacji.

Biorąc pod uwagę liczbę eksploatowanych stacji paliw, niezmiennie dominuje Polski Koncern Naftowy ORLEN S.A. Drugim operatorem pod względem liczby użytkowanych stacji paliw jest Shell Polska Sp. z o.o., trzecie miejsce zaś należy do BP Europa SE Spółka europejska Oddział w Polsce Kraków. Tuż za podium znalazł się Lotos Paliwa Sp. z o.o. oraz CIRCLE K POLSKA Sp. z o.o.

Lista Koncesjonariuszy z największą liczbą stacji paliw ciekłych prezentuje się następująco:

Tabela 86. 20 największych sieci stacji paliw ciekłych[167)]

Nazwa	Stacje paliw ciekłych
Polski Koncern Naftowy ORLEN S.A.	1 363
Shell Polska Sp. z o.o.	382
BP Europa SE Spółka europejska Oddział w Polsce Kraków	369
Lotos Paliwa Sp. z o.o.	329
CIRCLE K POLSKA Sp. z o.o.	275
AMIC POLSKA Sp. z o.o.	116
ANWIM S.A.	54
Watis Sp. z o.o.	45
CARREFOUR POLSKA Sp. z o.o.	42
MGR GRUPA Sp. z o.o.	41
PW ALICJA Sp. z o.o.	34
BM REFLEX Sp. z o.o. Sp.k.	31
Przedsiębiorstwo Wielobranżowe PIEPRZYK Sp. z o.o.	30
AS 24 Polska Sp. z o.o.	30
TESCO (Polska) Sp. z o.o.	29
OLKOP Sp. z o.o.	24
AUCHAN POLSKA Sp. z o.o.	23
GROSAR Sp. z o.o.	23
HAWA S.A.	23
HIL-GAZ Paweł Hildebrański	21

Źródło: URE.

[167)] Zestawienie nie obejmuje stacji franczyzowych.

Nieznacznie zmalała natomiast 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, dlatego 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 ciekłych[168)]

Nazwa	Stacje paliw ciekłych
CARREFOUR POLSKA Sp. z o.o.	42
TESCO (Polska) Sp. z o.o.	29
AUCHAN POLSKA Sp. z o.o.	23
Jeronimo Martins Polska S.A.	16

Źródło: URE.

Usługi logistyczne na rynku paliw ciekłych świadczone są w oparciu o infrastrukturę magazynowania, przeładunku i przesyłania paliw ciekłych oraz środków transportu paliw ciekłych: cystern drogowych, cystern kolejowych, cystern kontenerowych oraz statków. Z przesłanych do Prezesa URE informacji o rodzajach i lokalizacji infrastruktury paliw ciekłych wykorzystywanej do prowadzonej działalności wynika, że aktualnie eksploatowane są 823 instalacje magazynowania, 757 instalacji przeładunku i 15 instalacji przesyłania paliw ciekłych (o łącznej długości 1 127,08 km). Środki transportu paliw ciekłych stanowią: cysterny drogowe (6 041), cysterny kolejowe (3 897), cysterny kontenerowe (53) oraz statki (17).

Ceny paliw ciekłych nie podlegają regulacji Prezesa URE. Są one wyznaczane 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 2019 r. do URE wpłynęły łącznie 44 informacje, przekazane przez Prezesa UOKiK, dotyczące 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 zdecydowanie mniejsza niż w 2018 r., kiedy to Prezes URE otrzymał informacje o 77 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

W 2019 r. na rynku paliw ciekłych nastąpiły kolejne zmiany przepisów prawa. Nowelizacja Prawa energetycznego dokonana ustawą z 4 lipca 2019 r. o zmianie ustawy o podatku od towarów i usług oraz niektórych innych ustaw[169)], zwana dalej: ustawą zmieniającą, znacząco wpłynęła na realizację zadań z zakresu paliw ciekłych realizowanych przez Prezesa URE w 2019 r., w szczególności w zakresie koncesjonowania rynku paliwowo-energetycznego, w związku przede wszystkim z opublikowaniem nowego rozporządzenia wykonawczego.

Ustawa z 4 lipca 2019 r., która weszła w życie 1 września 2019 r., w art. 2 pkt 1 dokonała zmiany art. 3 pkt 3b ustawy – Prawo energetyczne poprzez zmianę określeń niektórych rodzajów paliw ciekłych oraz poprzez objęcie tych paliw ciekłych stosownymi obowiązkami wobec Prezesa URE, niezależnie od ich przeznaczenia.

Jednocześnie zobowiązała ona wszystkich przedsiębiorców prowadzących przed 1 września 2019 r. działalność polegającą na wytwarzaniu, magazynowaniu, przeładunku, przesyłaniu lub dystrybucji oraz obrocie paliwami ciekłymi, w tym obrocie nimi z zagranicą do złożenia wniosków o udzielenie koncesji lub zmianę posiadanych koncesji w celu dostosowania ich treści do defini-

[168)] Zestawienie nie obejmuje stacji franczyzowych.

[169)] Dz. U. z 2019 r. poz. 1520.

cji paliw ciekłych, o której mowa w art. 3 pkt 3b ustawy – Prawo energetyczne w terminie 3 miesięcy od dnia wejścia w życie rozporządzenia wydanego na podstawie art. 32 ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne.

Zgodnie z przywołanym powyżej zmienionym art. 3 pkt 3b ustawy – Prawo energetyczne, przez paliwa ciekłe należy rozumieć nośniki energii, w tym zawierające dodatki: półprodukty rafineryjne, gaz płynny LPG, benzyny ciężkie, benzyny silnikowe, benzyny lotnicze, paliwa typu benzynowego do silników odrzutowych, paliwa typu nafty do silników odrzutowych, inne rodzaje nafty, oleje napędowe, w tym lekkie oleje opałowe, ciężkie oleje opałowe, benzyny lakowe i przemysłowe, biopaliwa ciekłe, smary – określone w załączniku A rozdział 3 do rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 1099/2008 z 22 października 2008 r. w sprawie statystyki energii[170], których szczegółowy wykaz ustanawiają przepisy wydane na podstawie art. 32 ust. 6 ww. ustawy.

W związku z nowymi przepisami, 28 listopada 2019 r. Minister Aktywów Państwowych wydał rozporządzenie w sprawie szczegółowego wykazu paliw ciekłych, których wytwarzanie, magazynowanie lub przeładunek, przesyłanie lub dystrybucja, obrót, w tym obrót z zagranicą, wymaga koncesji oraz których przywóz wymaga wpisu do rejestru podmiotów przywożących[171]. Rozporządzenie, które weszło w życie 1 grudnia 2019 r., szczegółowo opisało kody paliw ciekłych przy zastosowaniu nazw oraz klasyfikacji Nomenklatury Scalonej (kody CN).

Należy także zaznaczyć, że rok 2019 był kolejnym z rzędu, w którym kontynuowano rozpatrywanie wniosków przedsiębiorców wynikających ze zmian przepisów prawa wprowadzonych jeszcze w 2016 r. oraz zmian wprowadzonych w roku sprawozdawczym.

Niezależnie od liczby prowadzonych postępowań dotyczących zasygnalizowanych powyżej zmian, przedsiębiorcy działający na rynku paliw ciekłych składali do URE również inne wnioski, wynikające ze zmian w prowadzonej przez nich działalności. W 2019 r. do organu koncesyjnego wpłynęło łącznie 1 651 wniosków.

Warto wskazać, że tylko same oddziały terenowe w okresie sprawozdawczym prowadziły 3 138 spraw związanych z koncesjonowaną działalnością przedsiębiorstw paliwowych.

Wytwarzanie paliw ciekłych

W 2019 r. udzielono 1 koncesję na wytwarzanie paliw ciekłych. Wydano również 6 decyzji w przedmiocie zmiany koncesji tego rodzaju, obejmujących oznaczenie siedziby koncesjonariusza lub zmiany przedmiotu i zakresu wykonywanej działalności koncesjonowanej. Ponadto, w 2019 r. utraciła ważność 1 koncesja na wytwarzanie paliw ciekłych (na skutek cofnięcia). Dane dotyczące ważnych na 31 grudnia 2019 r. koncesji na wytwarzanie paliw ciekłych zawiera tab. 88.

Przesyłanie lub dystrybucja paliw ciekłych

W 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 przeładunek paliw ciekłych

W 2019 r. Prezes URE udzielił dwóch koncesji na magazynowanie i przeładunek paliw ciekłych. Dokonano również 12 zmian decyzji w tym zakresie. W roku sprawozdawczym utraciły moc obowiązującą dwie koncesje na magazynowanie paliw ciekłych w związku z jej cofnięciem. Dane dotyczące ważnych na 31 grudnia 2019 r. koncesji na magazynowanie paliw ciekłych zawiera tab. 88 (str. 197).

Obrót paliwami ciekłymi

Koncesjonowanie działalności gospodarczej polegającej na obrocie paliwami ciekłymi w 2019 r. obejmowało przede wszystkim dokonanie zmian już wydanych koncesji w związku z nowelizacjami ustawy – Prawo energetyczne. Udzielano również nowych koncesji przedsiębiorcom, którzy złożyli wniosek o przedłużenie posiadanej koncesji po terminie wskazanym w art. 39 ustawy – Prawo energetyczne albo rozpoczynali wykonywanie

[170] Dz. Urz. UE L 304 z 14.11.2008 r., str. 1 z późn. zm.
[171] Dz. U. z 2019 r. poz. 2332.

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/lub finansowych) lub został skazany za przestępstwo mające związek z działalnością koncesjonowaną. Umorzenie postępowania następowało, gdy przedsiębiorca w jego trakcie rezygnował z zamiaru wykonywania działalności koncesjonowanej. Natomiast wniosek przedsiębiorcy pozostawiany był bez rozpoznania, gdy wnioskodawca nie uzupełnił brakującej dokumentacji poświadczającej, że spełnia on warunki określone przepisami prawa, wymagane do wykonywania działalności koncesjonowanej.

Prezes URE w 2019 r. udzielił 339 koncesji na obrót paliwami ciekłymi, co w porównaniu do 2018 r. oznacza zmniejszenie o 8% (wówczas udzielono 370 tego rodzaju koncesji). Nie oznacza to jednak, że na rynek paliw ciekłych weszła grupa nowych podmiotów. Jak wspomniano, zdecydowana większość nowo udzielonych koncesji stanowi kontynuację koncesji, których przedłużenie nie było możliwe w trybie ich zmiany, lecz wymagało udzielenia nowej koncesji podmiotowi, który na rynku paliw ciekłych funkcjonował już w latach wcześniejszych.

Równocześnie Prezes URE odmówił udzielenia koncesji w 18 przypadkach, zaś w 39 – odmówił dokonania zmiany koncesji.

Dokonano również 1 848 zmian obowiązujących koncesji, co oznacza niższą liczbę zmian (o 25%) w odniesieniu do zmian dokonanych w 2018 r. (wówczas wydano 2 472 zmian koncesji).

W 2019 r. utraciło moc obowiązującą 396 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 2019 r. koncesji na obrót paliwami ciekłymi zawiera tab. 88.

Obrót paliwami ciekłymi z zagranicą

W 2019 r. Prezes URE udzielił dwóch koncesji na obrót paliwami ciekłymi z zagranicą oraz dokonał trzech zmian decyzji. Ponadto w roku sprawozdawczym utraciło swoją ważność 6 koncesji tego rodzaju.

Tabela 88. Koncesjonowanie paliw ciekłych

Paliwa ciekłe	Koncesje udzielone w 2019 r.	Koncesje ważne na koniec 2019 r.	Koncesje ważne na koniec 2018 r.
Wytwarzanie	1	33	33
Magazynowanie lub przeładunek	2	45	45
Przesyłanie lub dystrybucja	0	2	2
Obrót	339	5 990	6 199
Obrót z zagranicą	2	39	43
Razem	**344**	**6 109**	**6 322**

Źródło: URE.

Cofnięcie i wygaśnięcie koncesji

W 2019 r. Prezes URE wydał łącznie 405 rozstrzygnięć w zakresie cofnięcia i wygaśnięcia koncesji dotyczących działalności gospodarczej dotyczącej paliw ciekłych.

Rozstrzygnięcia w zakresie stwierdzenia wygaśnięcia ww. koncesji dotyczyły m.in.:

1) 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,
2) ponadto koncesja udzielona przedsiębiorstwu energetycznemu, stosownie do zapisów ustawy – Prawo energetyczne (art. 42), wygasa przed upływem czasu, na jaki została wydana, m.in. z dniem wykreślenia danego przedsiębiorcy z właściwego rejestru lub ewidencji. O fakcie wykreślenia przedsiębiorcy z właściwego rejestru lub ewidencji Prezes URE dowiaduje się, z reguły, wykorzystując dostęp do Centralnej Ewidencji i Informacji o Działalności Gospodarczej, Krajowego Rejestru Sądowego oraz od innych organów, ponieważ przedsiębiorcy po zaprzestaniu działalności zazwyczaj nie są zainteresowani formalnym powiadomieniem organu koncesyjnego. Kierowana do nich w takich przypadkach korespondencja najczęściej pozostaje bez odpowiedzi. W przypadku stwierdzenia, że przedsiębiorca został wykreślony z właściwego rejestru lub ewidencji, wydawana jest decyzja deklaratoryjna o wygaśnięciu koncesji z dniem wykreślenia z tego rejestru,
3) upływu terminu ich obowiązywania – należy uwzględnić, że w części tego rodzaju przypadków koncesjonariusze nie występują już o ponowne udzielenie koncesji.

Rozstrzygnięcia dotyczące cofnięć koncesji wynikały w szczególności z powodu trwałego zaprzestania prowadzenia koncesjonowanej działalności gospodarczej, które stanowi przyczynę większości prowadzonych postępowań administracyjnych w tym zakresie oraz z powodu utraty warunków do posiadania koncesji.

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 posiadania 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 już 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 przeciwpożarowe, metrologiczne, ochrony środowiska i Prawa wodnego, bezpieczeństwa i higieny pracy, przepisy szeroko rozumianego Prawa budowlanego czy regulacje dotyczące zapewnienia właściwej jakości paliw ciekłych). Działania te mają na celu wyegzekwowanie wykonywania działalności koncesjonowanej zgodnie z warunkami koncesji i przepisami prawa, niejednokrotnie konkretyzujące się w postaci kar pieniężnych wymierzanych przez Prezesa URE, bądź też, w razie potrzeby, działania te 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 organów publicznych (instytucji i służb) wpływają do URE zarówno pytania dotyczące funkcjonowania rynku paliw ciekłych, jak i prośby o informacje dotyczące poszczególnych przedsiębiorców posiadających koncesję. Z drugiej strony, organy administracji i służby nadsyłają informacje o ujawnionych w trakcie wykonywania ich czynności kontrolnych nieprawidłowościach w działalności przedsiębiorców posiadających koncesje.

Po otrzymaniu takich informacji Prezes URE dysponuje trojakimi 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 cofnąć bądź 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 sankcję, jaka może spotkać przedsiębiorcę. Natomiast kary pieniężne nakładane są 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.

W tym miejscu należy również zwrócić uwagę na ustawę z 19 lipca 2019 r. o zmianie ustawy o systemie monitorowania drogowego i kolejowego przewozu towarów oraz niektórych innych ustaw[172)], która nałożyła na Prezesa URE dodatkowe obowiązki. Przepisy ww. ustawy wprowadziły zmiany w ustawie – Prawo energetyczne polegające na obowiązku powiadamiania właściwych naczelników urzędów skarbowych o cofnięciu, wyga-

[172)] Dz. U. z 2019 r. poz. 1556.

śnięciu lub zmianie koncesji podmiotów posiadających koncesję OPC w zakresie olejów wskazanych w przepisach ustawy o podatku akcyzowym.

Podobnie jak w roku poprzednim, w 2019 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, bowiem od 2 września 2016 r. prowadzenie działalności gospodarczej bez wymaganej koncesji stanowi przestępstwo i 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 zmian przepisów prawa energetycznego dokonanych ustawą z 22 lipca 2016 r. oraz ustawą z 4 lipca 2019 r. był znaczący wzrost postępowań w sprawie wymierzenia kar pieniężnych w stosunku do tych przedsiębiorców działających 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 wzmożonych 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 przeciw-pożarowych 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 dalekosiężne służące do transportu ropy naftowej i produktów naftowych i ich usytuowanie[173]. Warto podkreślić także stanowczą postawę regulatora w odniesieniu do stwierdzonych przypadków braku legalizacji użytkowanych w obrocie paliwami ciekłymi urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych, czy ich nieprawidłowej pracy przejawiającą 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 ustawami z 2016 r. i 2019 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.

[173] Dz. U. z 2014 r. poz. 1853 z późn. zm.

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 wewnątrzwspólnotowego 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 akcyzowym[174)],

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.).

W 2019 r. do rejestru podmiotów przywożących zostało wpisanych 83 przedsiębiorców, natomiast z tego rejestru wykreślono 65 podmiotów (zarówno na wniosek zainteresowanych, jak i z urzędu). Na koniec 2019 r. ważnych było 416 wpisów.

Należy również zaznaczyć, że Prezes URE postuluje wprowadzić, podczas prac nad kolejnymi zmianami przepisów ustawy – Prawo energetyczne, zmiany w obrębie przepisów dotyczących podmiotów ubiegających się o wpis do rejestru podmiotów przywożących. Obecne przepisy wskazują, że do postępowań w sprawach wpisu lub zmiany wpisu w ww. rejestrze nie stosuje się części przepisów Kpa. Powyższe uniemożliwia merytoryczną ocenę składanych wniosków, a przez to wpisywanie do tego rejestru podmiotów, które tymi podmiotami w rzeczywistości nie są (np. przewoźnicy), a wniosek złożyły z ostrożności lub w wyniku błędnej interpretacji przepisu. Stan ten przekłada się również na jakość sprawozdań i informacji składanych na podstawie art. 43d i 43e ustawy – Prawo energetyczne.

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.

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. 4 ustawy – Prawo energetyczne, wprowadzonym na mocy ustawy z 22 lipca 2016 r., przedsiębiorstwa energetyczne świadczące usługi magazynowania, przeładunku, przesyłania, dystrybucji paliw ciekłych, są zobowiązane do przekazywania Prezesowi URE, Prezesowi Agencji Rezerw Materiałowych oraz ministrowi właściwemu do spraw finansów publicznych, miesięcznych sprawozdań zawierających informację o podmiotach zlecających usługi, o których mowa powyżej, w terminie 14 dni od dnia zakończenia miesiąca, którego dotyczy sprawozdanie, począwszy od czerwca 2017 r. Natomiast na mocy art. 4ba ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się magazynowaniem, przeładunkiem, przesyłaniem lub dystrybucją paliw ciekłych prowadzi wykaz 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. Wykaz ustalany jest na ostatni dzień każdego miesiąca kalendarzowego w terminie do 7 dni od ostatniego dnia miesiąca.

Praktyka realizacji obowiązków sprawozdawczych ujawniła potrzebę nowelizacji przepisów je statuujących. 23 maja 2019 r. zostały ogłoszone rozporządzenia Ministra Energii z 17 maja 2019 r. w sprawie wzoru sprawozdania o podmiotach

[174)] Dz. U. z 2017 r. poz. 43 i 60.

zlecających usługi magazynowania, przeładunku, przesyłania lub dystrybucji paliw ciekłych[175], w sprawie wzoru sprawozdania o rodzajach i ilości wytworzonych, przywiezionych i wywiezionych paliw ciekłych, a także ich przeznaczeniu[176] oraz w sprawie wzoru sprawozdania informacji o rodzajach i lokalizacji paliw ciekłych wykorzystywanej do prowadzonej działalności[177]. Wyżej wskazane rozporządzenie weszły w życie 24 maja 2019 r.

Ponadto ustawa z 31 lipca 2019 r. o zmianie niektórych ustaw w celu ograniczenia obciążeń regulacyjnych[178] oraz rozporządzenie Ministra Aktywów Państwowych z 27 listopada 2019 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[179], wprowadziły zmiany w zakresie obowiązków sprawozdawczych wynikających z art. 4ba oraz art. 43d ustawy – Prawo energetyczne. Ustawa z 31 lipca 2019 r., która weszła w życie, co do zasady, 1 stycznia 2020 r., wprowadza istotne zmiany w przepisach zawartych w ustawie – Prawo energetyczne, w tym m.in. w art. 4ba oraz art. 43d ust. 1 ograniczając składanie sprawozdań zawierających informację o podmiotach zlecających usługi magazynowania, przeładunku, przesyłania lub dystrybucji paliw ciekłych oraz sprawozdań o rodzajach oraz ilości wytworzonych, przywiezionych i wywiezionych paliw ciekłych, a także ich przeznaczeniu wyłącznie do Prezesa URE, jak również stworzenie systemu teleinformatycznego, będącego w dyspozycji art. 43f ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne. Wspomniane rozporządzenie będzie zakładać m.in. określenie sposobu prowadzenia przez Prezesa URE systemu, który umożliwi składanie za jego pośrednictwem sprawozdań, o których mowa w art. 43d ust. 1, art. 4ba ust. 4 oraz informacji, o której mowa w art. 43e ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, jak również przetwarzanie, wyszukiwanie, sortowanie, filtrowanie, przeglądanie i wydruk zgromadzonych w nim danych, a także kopiowanie danych z systemu na informatyczne nośniki danych. Należy przy tym wskazać, że wspomniany art. 43f ma wejść w życie 1 lipca 2023 r. (pierwotnie ustawa z 31 lipca 2019 r. zakładała wejście w życie tego przepisu 1 lipca 2021 r., jednakże termin ten został przesunięty na 1 lipca 2023 r. na podstawie art. 42 pkt 2 ustawy z 14 maja 2020 r. o zmianie niektórych ustaw w zakresie działań osłonowych w związku z rozprzestrzenianiem się wirusa SARS-CoV-2, opublikowanej w Dz. U. z 2020 r. poz. 875).

Jednocześnie należy wskazać, że rozporządzeniem z 27 listopada 2019 r., które weszło w życie co do zasady 1 grudnia 2019 r., do wykazu paliw ciekłych podlegających koncesjonowaniu lub wpisowi do rejestru podmiotów, a co z tym związane obowiązkowi sprawozdawczemu, ustawodawca włączył paliwa ciekłe o nowych kodach CN: 2707 50 00, 2901 10 00, 2707 99 19, 2707 99 91, 2707 99 99, 2710 20 90, 3403 19 10, 3403 19 20, 3403 19 80.

Stosownie natomiast do brzmienia art. 43e ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność polegającą na wytwarzaniu paliw ciekłych, magazynowaniu lub przeładunku 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 dotyczących eksploatowanej infrastruktury poczynionych w trakcie wykonywania swoich obowiązków, liczba ujawnionej eksploatowanej infrastruktury zwiększyła się. Zestawienie eksploatowanej infrastruktury paliw ciekłych zawiera tab. 89 (str. 202).

Stosownie do dyspozycji art. 43b ust. 5 pkt 3 w zw. z ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, w prowadzonym na stronie internetowej Biuletynie Informacji Publicznej URE rejestrze przedsiębiorstw energetycznych posiadających koncesję w zakresie paliw ciekłych, udostępniony został wykaz zawierający informacje o rodzajach i lokalizacji infrastruktury paliw ciekłych, który zawiera dane o eksploatowanych: instalacjach wytwarzania, magazynowania oraz przeładunku paliw

[175] Dz. U. z 2019 r. poz. 973.
[176] Dz. U. z 2019 r. poz. 971.
[177] Dz. U. z 2019 r. poz. 974.
[178] Dz. U. z 2019 r. poz. 1495.
[179] Dz. U. z 2019 r. poz. 2332.

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 trzecich[180].

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 89. Infrastruktura paliw ciekłych

Rodzaj infrastruktury	Liczba instalacji
Instalacje wytwarzania paliw ciekłych	229
Instalacje przeładunku paliw ciekłych	757
Stacje paliw	9 208
Kontenerowe stacje paliw	105
Magazynowanie	823
Rurociągi	15
Środki transportu	10 008

Źródło: URE.

Zmiany w eksploatowanej infrastrukturze paliw ciekłych, podlegające obowiązkowi zgłaszania do Prezesa URE przez zobowiązanych przedsiębiorców, są analizowane przez organ regulacyjny pod kątem prawidłowości zawartych w nich danych. W przypadku stwierdzenia niezgodności, regulator aktywnie wskazuje na konieczność dokonania stosownych korekt w wykazanej infrastrukturze.

[180] Wykaz dostępny pod adresem: https://rejestry.ure.gov.pl.

Należy też nadmienić, że zgodnie z przywołanym powyżej art. 43e ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwa energetyczne powinny w terminie 7 dni od dnia rozpoczęcia lub zakończenia eksploatacji danej infrastruktury paliw ciekłych zgłosić Prezesowi URE stosowną informację o tym fakcie. Analiza składanych informacji wykazała, że te terminy nie są dochowywane, w związku z czym Prezes URE wymierza tym podmiotom kary pieniężne w wysokości określonej w przepisach ustawy – Prawo energetyczne. W przypadku gdy składane informacje zawierają nieprawdziwe dane, wówczas również Prezes URE nakłada określone przepisem kary pieniężne.

2.4. Wielkości produkcji i przywozu paliw ciekłych

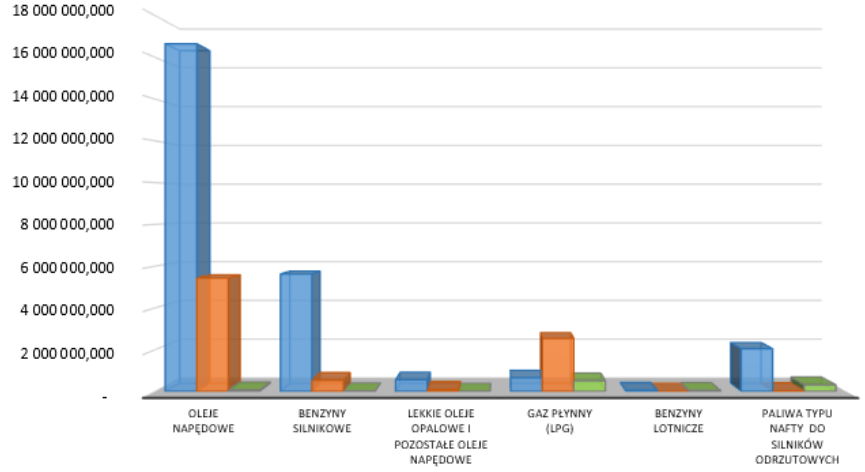
Stosownie do art. 43d ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne, na podstawie sprawozdań, o których mowa w ust. 1, tj. o rodzajach oraz ilości wytworzonych, przywiezionych i wywiezionych paliw ciekłych, a także ich przeznaczeniu, Prezes URE ogłasza kwartalnie w Biuletynie URE całkowite wielkości produkcji i przywozu poszczególnych paliw ciekłych na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, stosując nazwy oraz klasyfikację Nomenklatury Scalonej (kody CN) w terminie 45 dni od dnia zakończenia kwartału (tab. 90).

Tabela 90. Ilość wytworzonych, przywiezionych i wywiezionych podstawowych paliw ciekłych w 2019 r.

Rodzaj paliwa	Kod CN	Ilość wytworzonych paliw	Ilość przywiezionych paliw	Ilość wywiezionych paliw
oleje napędowe [tona]	**suma**	**16 646 927,00**	**5 430 399,83**	**67 195,03**
oleje napędowe (w tym do celów grzewczych)	2710 19 43	3 532 596,22	4 763 949,57	67 195,03
oleje napędowe	2710 20 11	13 114 330,77	666 450,25	0,00
benzyny silnikowe [m³]	**suma**	**5 619 390,76**	**539 039,11**	**14 087,21**
benzyny silnikowe	2710 12 45	5 219 735,88	506 287,72	14 087,21
benzyny silnikowe	2710 12 49	399 654,88	32 751,39	0,00
lekkie oleje opalowe i pozostałe oleje napędowe [m³]	**suma**	**561 287,25**	**92 029,36**	**20,68**
gaz płynny (LPG) [tona]	**suma**	**656 680,68**	**2 540 167,36**	**514 549,06**
gaz płynny (LPG)	2711 12	681,27	734 805,98	119 265,42
gaz płynny (LPG)	2711 13	463 811,07	158 247,40	18 233,49
gaz płynny (LPG)	2711 14 00	3 667,15	53 595,06	57 605,24
gaz płynny (LPG)	2711 19 00	188 301,36	1 360 785,54	150 031,34
gaz płynny (LPG)	2901 10 00	219,824	232 733,38	169 413,57
benzyny lotnicze [m³]	**2710 12 31**	**47 507,875**	**733,041**	**43 733,62**
paliwa typu nafty do silników odrzutowych [m³]	**2710 19 21**	**2 046 598,168**	**29 413,590**	**318 776,70**

Źródło: URE.

Rysunek 64. Wielkość produkcji i przywozu paliw ciekłych w 2019 r.



	oleje napędowe	benzyny silnikowe	lekkie oleje opałowe i pozostałe oleje napędowe	gaz płynny (LPG)	benzyny lotnicze	paliwa typu nafty do silników odrzutowych
Ilość wytworzonych paliw	16 646 926,995	5 619 390,758	561 287,245	656 680,676	47 507,875	2 046 598,168
Ilość przywiezionych paliw	5 430 399,826	539 039,112	92 029,356	2 540 167,358	733,041	29 413,590
Ilość wywiezionych paliw	67 195,025	14 087,210	20,682	514 549,055	43 733,619	318 776,703

Źródło: URE.

3. 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/WE[181], 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 wewnątrzwspólnotowego 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 2019 r. w wysokości 8,0%, zostało określone w drodze przepisu ustawowego – w art. 7 ustawy z 30 listopada 2016 r.

Podobnie jak w latach wcześniejszych, również w 2019 r. biokomponenty wykorzystane do realizacji NCW musiały spełniać tzw. kryteria zrównoważonego rozwoju, określone w ustawie 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 2019 r. wynosił 0,82, zgodnie z art. 12 ustawy z 24 listopada 2017 r. o zmianie ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz niektórych innych ustaw[182].

[181] Dz. Urz. UE L 140/16 z późn. zm.

[182] Dz. U. z 2017 r. poz. 2290 z późn. zm.

W 2019 r. podmioty realizujące Narodowy Cel Wskaźnikowy dysponowały także innymi możliwościami obniżenia nakładów związanych z realizacją NCW:

- możliwością podwójnego zaliczenia do realizacji NCW biokomponentów wytworzonych z surowców o charakterze niespożywczym lub odpadowym, których katalog określa załącznik nr 1 do ustawy o biopaliwach. Udział tego rodzaju biokomponentów nie mógł jednak przekroczyć 0,5%,
- możliwością wykorzystania do realizacji NCW biowęglowodorów ciekłych. Udział tego rodzaju biokomponentów również nie mógł przekroczyć 0,5%,
- możliwością realizacji części NCW przez uiszczenie opłaty zastępczej, pod warunkiem zrealizowania NCW w 85% w tradycyjny sposób. Opłatę zastępczą za 2019 r., zasilającą państwowy fundusz celowy – Fundusz Niskoemisyjnego Transportu, 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, należało uiścić w terminie do 60 dni po zakończeniu roku kalendarzowego.

Oprócz obowiązku realizacji NCW, podmioty realizujące Narodowy Cel Wskaźnikowy były w 2019 r. obowiązane 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 2019 r.	w II kwartale 2019 r.	w III kwartale 2019 r.	w IV kwartale 2019 r.
w benzynach silnikowych:	3,20%	3,20%	3,20%	3,20%
w oleju napędowym:	3,22%	5,53%	5,53%	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 wykorzystanych do jego realizacji (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 2019 r.”*. Wykaz ten był na bieżąco aktualizowany i publikowany na stronie internetowej urzędu w Biuletynie Informacji Publicznej URE. Na koniec 2019 r. w wykazie tym figurowało 18 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 2019 r., przekazanego 25 marca 2020 r. ministrom właściwym do spraw: finansów publicznych, energii, klimatu, rynków rolnych i środowiska oraz Dyrektorowi Generalnemu Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa.

Tabela 91. Podstawowe informacje o rynku paliw ciekłych, biopaliw ciekłych i innych paliw odnawialnych, w kontekście realizacji NCW za 2019 r.

Ilości paliw ciekłych i biopaliw ciekłych stosowanych w transporcie stanowiących podstawę realizacji NCW w 2019 r.	
benzyny silnikowe	4 713 600 ton
olej napędowy	17 341 943 ton
ester stanowiący samoistne paliwo (B100)	316 283 ton
Ilości biokomponentów wykorzystanych do realizacji NCW w 2019 r.	
bioetanol	281 830 ton
ester	1 240 969 ton
biowęglowodory ciekłe	1 231 ton
pozostałe biokomponenty	0

Realizacja NCW w 2019 r.[183]	
5,71%	
Liczba podmiotów realizujących NCW, które złożyły sprawozdania roczne za 2019 r.	
ogółem	17
skorzystały z redukcji NCW	9
uiściły opłatę zastępczą	11

Źródło: URE.

Powyższe dane uzyskano na podstawie sprawozdań rocznych dotyczących realizacji NCW za 2019 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 2019 r., były z powodzeniem realizowane w 2019 r. Prezes URE kierował wówczas 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 skomplikowane i czasochłonne. W ich efekcie w 2019 r. było możliwe stwierdzenie przez Prezesa URE naruszenia obowiązku realizacji NCW lub blendingu kwartalnego w 20 przypadkach, co skutkowało wymierzeniem kar pieniężnych w wysokości 333 mln zł.

[183] 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.

4. Monitorowanie realizacji Narodowego Celu Redukcyjnego

Kolejną kompetencją Prezesa URE, która wpisuje się w realizację zobowiązań Polski wynikających z członkostwa w UE, realizowaną w 2019 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/EWG[184].

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 wewnątrzwspólnotowego tych paliw,
b) przedsiębiorstwach energetycznych wykonujących 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 wewnątrzwspólnotowego tych paliw – realizacja NCR przez te podmioty 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 tej ustawy, obowiązek realizacji NCR może być wykonywany wspólnie przez kilka podmiotów, co wymaga uprzedniego poinformo-

[184] Dz. Urz. UE L 350/58.

wania Prezesa URE. W 2019 r. żaden z podmiotów realizujących Narodowy Cel Redukcyjny takiej informacji nie przedłożył. Podobnie, żaden z podmiotów wymienionych wyżej w pkt b) i c) nie zdecydował się w 2019 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.

Sprawozdania roczne, złożone przez podmioty realizujące Narodowy Cel Redukcyjny, za 2018 r., stanowiły podstawę do sporządzenia przez Prezesa URE w 2019 r. *„Zbiorczego raportu rocznego dla Komisji Europejskiej, dotyczącego ograniczenia emisji gazów cieplarnianych w cyklu życia paliw i energii elektrycznej, za 2018 r.”*, stanowiącego wykonanie obowiązku określonego w art. 30g ust. 2 ustawy o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw. Raport ten, po przedstawieniu Radzie Ministrów, został przez Prezesa URE 29 sierpnia 2019 r. przekazany Komisji Europejskiej za pośrednictwem Europejskiej Agencji Środowiska.

W odróżnieniu od obowiązku realizacji NCW, który podlega corocznemu wykonaniu, realizacja NCR ma charakter przyszły i cel ma zostać osiągnięty do końca 2020 r. Sprawozdawczość składana za 2018 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 92. Informacje o realizacji NCR uzyskane ze sprawozdań za 2018 r.

Ilości paliw stosowanych w transporcie zakwalifikowanych w 2018 r. do realizacji NCR	
benzyny silnikowe	5 767 429 m^3
olej napędowy	19 251 121 m^3
gaz płynny LPG	2 212 991 ton
skroplony gaz ziemny (LNG)	1 373 ton
olej do silników statków żeglugi śródlądowej	39 686 m^3
Ilości biokomponentów wykorzystanych do realizacji NCR w 2018 r.	
bioetanol	338 252 m^3
ester	1 317 711 m^3
biowęglowodory ciekłe	15 m^3
pozostałe biokomponenty	0
Redukcja emisji gazów cieplarnianych netto w porównaniu ze średnią z 2010 r.	
4,56%	

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 uzasadnione do kalkulacji cen i stawek opłat w taryfach.

Dążąc 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:

- 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),
- sprawdzanie czy wysokość proponowanych do zatwierdzenia cen i stawek opłat zapewnia ochronę interesów odbiorców przed ich nieuzasadnionym poziomem,
- ustalanie udziału opłat stałych w łącznych opłatach za usługi dystrybucji,
- 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.,

- sprawdzanie czy przedsiębiorstwa różnicują ceny i stawki opłat dla poszczególnych grup taryfowych stosownie do ponoszonych kosztów.

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 2019 r. URE zwrócił się do pięciu OSD, którzy od 1 lipca 2007 r. dokonali rozdziału działalności (ENEA Operator Sp. z o.o., ENERGA-OPERATOR Sp. z o.o., innogy Stoen Operator Sp. z o.o., PGE Dystrybucja S.A. oraz TAURON Dystrybucja S.A.) o przedstawienie szczegółowych danych dotyczących wykonanych i planowanych przyłączeń odbiorców (w tym dotyczących nakładów, mocy przyłączeniowych oraz zwiększeń mocy istniejących przyłączy). Wyniki analizy przedstawionych danych wskazały, że stawki opłat przyłączeniowych w 2020 r. powinny w większości przypadków zostać zmniejszone w stosunku do 2019 r., a w jednym zwiększone. Wyniki te zostały uwzględnione w procesie zatwierdzania taryf OSD na rok następny.

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.

Ponadto, w ramach prowadzonych postępowań taryfowych Prezes URE wyrywkowo sprawdza, w kolejno prowadzonych postępowaniach, zarówno okres stosowania taryf, poziom stosowanych cen i stawek opłat, jak i okresy rozliczeniowe. Stosuje wobec tego narzędzia statystyczne lub w ramach analizy dokumentów przedsiębiorstw energetycznych, przekazanych w prowadzonych postępowaniach.

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 nieznajomości tematu przez piszącego, co w takich przypadkach nie wymagało podejmowania interwencji. Tym niemniej, w 2019 r. Prezes URE w związku z wystąpieniami odbiorców podejmował działania interwencyjne (o czym poniżej).

W związku z otrzymaniem pisma od odbiorcy dotyczącego sposobu rozliczeń dokonywanego przez jednego z operatorów, poproszono przedsiębiorstwo o szczegółowe informacje na temat stosowanych praktyk prognozowania rachunków odbiorców grup taryfowych G. W odpowiedzi, przedsiębiorstwo poinformowało Prezesa URE o pracach nad usunięciem wszystkich błędów oraz nieprawidłowości w systemie rozliczeniowym. Prezes URE w kolejnym piśmie wezwał do przedstawienia informacji, czy problem faktycznie został ostatecznie rozwiązany oraz o jednoznaczne potwierdzenie, że nieprawidłowości nie występują u odbiorców. Prezes URE poprosił również o poinformowanie, czy na stałe została wdrożona w przedsiębiorstwie procedura mająca na celu przeciwdziałać tego typu problemom. W efekcie spółka zawiadomiła, że nieprawidłowości zostały skutecznie rozwiązane oraz na stałe wprowadzono kontrolę generowanych prognoz, służącą zapobieganiu powstawania przedmiotowych nieprawidłowości.

Kolejne działanie interwencyjne podjęte przez Prezesa URE w 2019 r. dotyczyło niejasności związanej z przyłączeniem odbiorcy do sieci. Odbiorca podniósł, że jeden z operatorów systemu dystrybucyjnego poprzez niestosowanie definicji mocy przyłączeniowej zmusza odbiorcę do zamawiania większej mocy przyłączeniowej, w wyniku czego zdaniem odbiorcy przedsiębiorstwo zawyżało opłaty z tytułu świadczonych przez siebie usług. Prezes URE wystosował pismo do przedsiębiorstwa z żądaniem złożenia wyjaśnień i niezbędnych informacji w sprawie. Przedsiębiorstwo złożyło wyjaśnienia i przedstawiło niezbędne dowody oraz zaproponowało ugodowe rozwiązanie spornej sprawy z odbiorcą, o czym Prezes URE poinformował strony.

W 2019 r. do Prezesa URE wpłynęły liczne skargi dotyczące zmiany sprzedawcy przez odbiorców lub spraw związanych z tą kwestią. Skargi i interwencje dotyczyły spraw związanych z działaniami

przedsiębiorstw energetycznych, które zdaniem odbiorców naruszały ich interesy. Prezes URE podejmował działania mające na celu wyjaśnienie zagadnień objętych wystąpieniami odbiorców, które dotyczyły m.in. przypadków utrudniania zmiany sprzedawcy energii elektrycznej. Szereg spraw zgłaszanych w ubiegłym roku dotyczyło np. nieprzestrzegania przez przedsiębiorstwa obrotu obowiązków nałożonych ustawą o cenach.

Poniżej wymieniono najważniejsze zagadnienia, które występowały w wystąpieniach odbiorców:

- podwójne fakturowanie,
- wsteczne fakturowanie,
- bezpodstawne uruchomienie sprzedaży rezerwowej,
- bezpodstawne kontynuowanie sprzedaży rezerwowej,
- wypowiedzenie umów bez zachowania odpowiedniego terminu wypowiedzenia,
- opóźnienia w przekazywaniu danych pomiarowych,
- błędy systemu informatycznego,
- błędna parametryzacja licznika,
- nieprzestrzeganie obowiązków nałożonych ustawą o cenach.

W kilku przypadkach podjęcie interwencji przez Prezesa URE skutkowało odstąpieniem przez sprzedawcę od naliczenia odbiorcy kary umownej lub wypłaceniem 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 obciążany 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 i przedsiębiorcę.

W 2019 r. Prezes URE podjął także liczne działania interwencyjne związane z napływającymi od odbiorców energii elektrycznej skargami na nieprzestrzeganie przez przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną zapisów ustawy o cenach. Celem ustawy było zachowanie cen energii elektrycznej na poziomie sprzed okresu ich wzrostu i ochrona interesów odbiorcy końcowego, przy jednoczesnym wprowadzeniu mechanizmu wypłaty przedsiębiorstwom obrotu utraconych przychodów. W przekazanej do Prezesa URE korespondencji informowano o dokonywanych przez sprzedawców energii elektrycznej bezzasadnych i niezgodnych z ustawą podwyżkach cen, wstecznym fakturowaniu i żądaniach zapłaty pod groźbą wstrzymania dostaw, braku wystawienia przez przedsiębiorstwo obrotu korekty faktur uwzględniającej przepisy ustawy o cenach. Ponadto, część pism związana była z interpretacją przepisów ustawy o cenach, o które Prezes URE zwracał się do Ministra Aktywów Państwowych a uzyskane interpretacje były wykorzystywane w udzielanych odpowiedziach do odbiorców, jak i w odpowiedziach na zgłoszenia telefoniczne kierowane do Punktu Informacyjnego dla Odbiorców Energii i Paliw Gazowych URE.

Kwestia podniesienia przez przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną cen energii elektrycznej jest aktualnie rozpatrywana przez Prezesa URE pod kątem przestrzegania obowiązków wynikających z ustawy o cenach.

Uruchamiana w 2019 r. sprzedaż rezerwowa energii elektrycznej na rzecz odbiorców, których sprzedawca zaprzestał działalności, a następnie podpisywanie przez tych odbiorców umów kompleksowych lub sprzedaży energii elektrycznej stanowią jedną z kategorii skarg zgłaszanych do Prezesa URE. Podjęcie przez Prezesa URE interwencji skutkowało m.in. zaproponowaniem przez przedsiębiorstwo energetyczne odbiorcy rekompensaty różnicy cenowej wynikającej z ceny energii elektrycznej sprzedaży rezerwowej i ceny z cennika podpisanej przez odbiorcę umowy sprzedaży energii elektrycznej. Sytuacje te dotyczyły procedury zmiany sprzedawcy, w trakcie której na skutek niedopatrzenia sprzedawcy lub w związku z błędem systemu informatycznego, odbiorca dłużej niż to było uzasadnione obciążany był fakturami za sprzedaż rezerwową.

Warunki zawartej umowy, w tym możliwość zmiany cen energii w umowach sprzedaży energii elektrycznej zawartych z odbiorcami innymi niż gospodarstwa domowe, były w 2019 r. tematem licznych zapytań kierowanych przez odbiorców do Prezesa URE. 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.

Działania w zakresie paliw gazowych

W 2019 r. Prezes URE na podstawie otrzymanej informacji o działaniu jednego z przedsiębiorstw energetycznych, które składając ofertę wprowadzało odbiorców w błąd powodujący niekorzystne dla nich warunki zmiany sprzedawcy gazu oraz konieczność ponoszenia z tego tytułu wyższych opłat, podjął działania interwencyjne. W wyniku analizy informacji przesłanych przez przedsiębiorstwo w odpowiedzi na wystosowane przez Prezesa URE wezwanie, zostały ujawnione nieprawidłowości w działaniu przedsiębiorstwa polegające na przekazywaniu nierzetelnych informacji dotyczących oferty cenowej oraz stosowaniu nieczytelnych dokumentów.

Prezes URE po zebraniu informacji uznał, że działania przedsiębiorstwa mogą nosić znamiona nieuczciwej praktyki rynkowej i działania wprowadzającego w błąd, o których mowa w art. 4 i art. 5 ustawy z 23 sierpnia 2007 r. o przeciwdziałaniu nieuczciwym praktykom rynkowym[185] i przekazał w 2020 r. stosowną informację do UOKiK.

[185] Dz. U. z 2017 r. poz. 2070.

Mając na uwadze wydany w 2018 r. Komunikat[186], Prezes URE w 2019 r. kontynuował podejmowanie działań związanych ze stosowaniem przez przedsiębiorstwa energetyczne w rozliczeniach cen wyższych niż ceny obowiązujące w zatwierdzonych taryfach tych przedsiębiorstw pomimo faktu, że paliwo gazowe nabywane było przez spółdzielnie i wspólnoty mieszkaniowe w celu zaspokojenia potrzeb gospodarstw domowych.

W 2019 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 2019 r., jak i 2020 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 2019 r. prowadził również monitoring dotyczący zaprzestania wykonywania lub braku rozpoczęcia działalności w zakresie koncesji na obrót paliwami gazowymi i obrót gazem ziemnym z zagranicą.

[186] Komunikat Prezesa URE nr 76/2018 z 3 października 2018 r. w sprawie zakresu stosowania taryf paliw gazowych, https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/7744,Komunikat-nr-762018.html?search=80434759

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)

W marcu 2019 r. została opublikowana Informacja Prezesa URE nr 17/2019 w sprawie przeprowadzenia kontroli na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 4a ustawy – Prawo energetyczne dotyczącej realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne za rok 2018. Do przeprowadzenia szczegółowej kontroli wybrano grupę 24 przedsiębiorstw energetycznych, która z punktu widzenia celu realizacji ustawy – Prawo energetyczne, tj. zwiększenia płynności sprzedaży energii elektrycznej na TGE S.A., powinna przyczynić się w największym stopniu do realizacji ustawowego celu.

W 2019 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 dwa okresy rozliczeniowe, tj. od 1 stycznia 2017 r. do 31 grudnia 2017 r., wg stanu prawnego obowiązującego w okresie rozliczeniowym dla roku 2017[187] oraz od 1 stycznia 2018 r. do 31 grudnia 2018 r., wg stanu prawnego obowiązującego w okresie rozliczeniowym dla roku 2018[188].

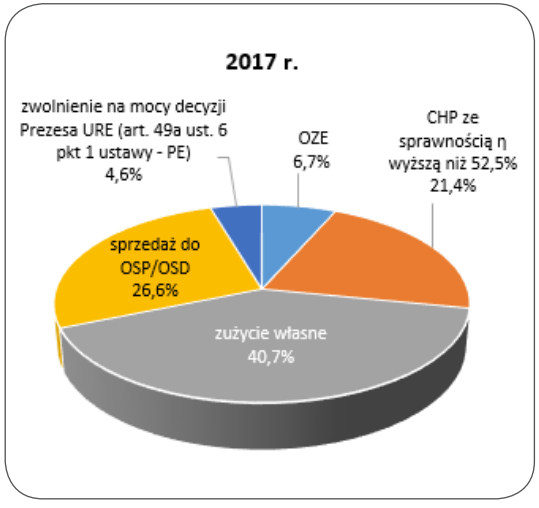
Sprawozdania z realizacji obliga giełdowego za 2017 r. i za 2018 r. zostały złożone przez przedsiębiorstwa energetyczne w ustawowym terminie tj. do 31 marca kolejnego roku. Wśród tych przedsiębiorstw programem pomocy publicznej określonym ustawą o rozwiązaniu KDT objętych było w ww. latach czterech wytwórców[189].

Łączna produkcja energii elektrycznej brutto przez podmioty poddane przez Prezesa URE kontroli realizacji obliga giełdowego wyniosła odpowiednio: 125,6 TWh[190] w 2017 r. (14 badanych podmiotów[191]) i 125,3 TWh[192] w 2018 r. (12 badanych podmiotów[193]), z czego obowiązkiem sprzedaży w ramach tego obliga giełdowego było objęte odpowiednio: w 2017 r. – 14,9 TWh i w 2018 r. – 29,3 TWh. Powyższe stanowiło odpowiednio: ok. 11,8% w 2017 r. i ok. 23,4% w 2018 r. energii elektrycznej brutto wyprodukowanej przez te przedsiębiorstwa w ww. latach.

Rzeczywista sprzedaż energii elektrycznej przez podmioty poddane przez Prezesa URE kontroli realizacji obliga giełdowego w sposób przewidziany przez to obligo wyniosła odpowiednio: 32,0 TWh w 2017 r. i 39,4 TWh w 2018 r., co stanowiło odpowiednio ok. 216% w 2017 r. i ok. 135% w 2018 r. realizacji obowiązku wynikającego z art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne. Sprzedaż energii elektrycznej realizowana była poprzez TGE 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.

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 odpowiednio 25,4% produkcji energii elektrycznej brutto w 2017 r. i 26,1% produkcji w 2018 r.

Rysunek 65. Struktura przedmiotowa wyłączeń z obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej



[187] Rozliczenie obowiązku publicznej sprzedaży za 2017 r. realizowane było wg stanu prawnego obowiązującego w 2017 r., zgodnie z którym udział sprzedaży energii elektrycznej był nie mniejszy niż odpowiednio: 15% (art. 49a ust. 1) i 85% (art. 49a ust. 2).

[188] Z uwagi na to, że 1 stycznia 2018 r. zmianie uległ procentowy udział sprzedaży wytworzonej energii elektrycznej objętej obowiązkiem, o którym mowa w art. 49a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, który wzrósł z 15% do 30% (art. 86 pkt 5 i art. 100 ustawy o rynku mocy), rozliczenie obowiązku publicznej sprzedaży za 2018 r. realizowane było wg stanu prawnego obowiązującego w 2018 r., zgodnie z którym udział sprzedaży energii elektrycznej był nie mniejszy niż odpowiednio: 30% (ust. 1) i 70% (ust. 2).

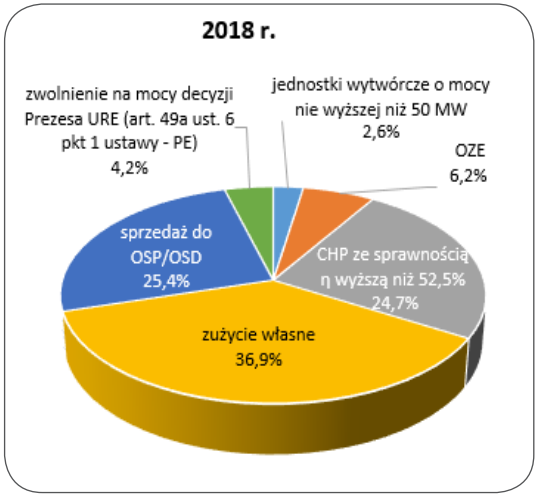
[189] Szczegółowej kontroli realizacji obliga giełdowego za lata 2017 i 2018 poddano dwóch wytwórców objętych realizacją ustawy o rozwiązaniu KDT. Pozostali dwaj wytwórcy w ww. latach, z uwagi na pełne wyłączenie wytworzonej energii elektrycznej z obowiązku giełdowego, odpowiednio jeden wytwórca – na podstawie: art. 49a ust. 5 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne (energia elektryczna wytworzona ze średniorocznią przemiany powyżej 52,5%) i drugi wytwórca – na podstawie art. 49a ust. 5 pkt 6 ww. ustawy (energia elektryczna w jednostce wytwórczej o łącznej mocy zainstalowanej nie wyższej niż 50 MW) – zostali wyłączeni ze szczegółowego badania.

[190] Wielkość ta nie uwzględnia produkcji energii elektrycznej badanych przedsiębiorstw energetycznych w jednostkach wytwórczych o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie wyższej niż 50 MW.

[191] Z wyłączeniem pozostałych 14 wytwórców: 13 – którzy nie podlegali szczegółowej kontroli w związku z pełnym wyłączeniem wytworzonej energii elektrycznej z obowiązku giełdowego (art. 49a ust. 5 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne) oraz wytwórca, który całość energii elektrycznej wytworzył w jednostkach o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie wyższej niż 50 MW (art. 49a ust. 5 pkt 6 ustawy – Prawo energetyczne).

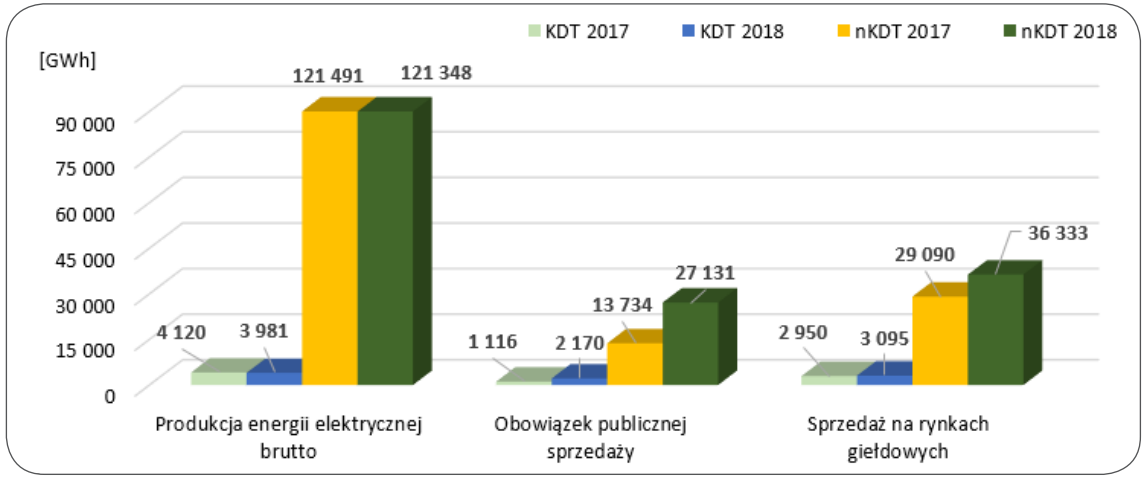
[192] Wielkość ta uwzględnia produkcję energii elektrycznej badanych przedsiębiorstw energetycznych w jednostkach wytwórczych o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie wyższej niż 50 MW oraz wyższej niż 50 MW.

[193] Z wyłączeniem pozostałych 12 wytwórców, którzy nie podlegali szczegółowej kontroli w związku z pełnym wyłączeniem wytworzonej energii elektrycznej z obowiązku giełdowego (art. 49a ust. 5 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne).



Źródło: Opracowanie własne URE.

Rysunek 66. Realizacja obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej w 2017 r. i w 2018 r.



Źródło: Opracowanie własne URE.

W obu okresach rozliczeniowych 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 obu ww. okresach rozliczeniowych wszystkie skontrolowane przez Prezesa URE przedsiębiorstwa energetyczne wykonały obowiązek publicznej sprzedaży energii elektrycznej.

Na rys. 66 przedstawiono zakres i stopień wykonania obliga giełdowego przez przedsiębiorstwa energetyczne zobowiązane sprzedawać w sposób przewidziany przez to obligo, odpowiednio w 2017 r. – 100% wytworzonej energii elektrycznej (KDT[194]) i 15% wytworzonej energii elektrycznej (nKDT[195]) oraz w 2018 r. – 100% wytworzonej energii elektrycznej (KDT) i 30% wytworzonej energii elektrycznej (nKDT).

[194] Wytwórcy objęci programem pomocy publicznej realizowanym na podstawie ustawy o rozwiązaniu KDT.

[195] Wytwórcy nie objęci programem pomocy publicznej realizowanym na podstawie ustawy o rozwiązaniu KDT.

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. Obowiązkowi 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 2013-2019 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 2019 r.

PGNiG S.A. oświadczyła, że w 2018 r. w pełni wykonała obowiązek obliga giełdowego, co jest obecnie przedmiotem weryfikacji Prezesa URE.

1.4. Kontrola przedsiębiorstw na rynku paliw ciekłych

W wykonaniu dyspozycji zawartej w art. 23r ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE przygotowuje corocznie plan kontroli, zgodnie z którym przeprowadza kontrolę w sprawie naruszenia warunków prowadzenia działalności objętej koncesjami, o których mowa w art. 32 ust. 1 pkt 1-4 w zakresie, w jakim dotyczą paliw ciekłych, albo wpisem do rejestru podmiotów przywożących lub warunków udzielonych koncesji, o których mowa w art. 32 ust. 1 pkt 1-4 w zakresie, w jakim dotyczą paliw ciekłych.

Plan kontroli na 2019 r. zakładał przeprowadzenie 50 kontroli wyjazdowych w siedzibie przedsiębiorcy lub miejscu wykonywania przez niego działalności gospodarczej. U większości skontrolowanych podmiotów potwierdzono zgodność prowadzenia działalności koncesjonowanej z warunkami udzielonej koncesji oraz ze złożoną informacją o rodzajach i lokalizacji infrastruktury paliw ciekłych wykorzystywanej do prowadzenia działalności, o której mowa w art. 43e ustawy – Prawo energetyczne. W przypadku przedsiębiorców, u których stwierdzono nieprawidłowości, zostały wszczęte postępowania administracyjne w sprawie nałożenia kary pieniężnej.

Z uwagi na fakt, że Prezes URE nie został wyposażony w żadne środki finansowe na prowadzenie kontroli na obszarze rynku paliw ciekłych, tj. kosztów transportu oraz delegacji, które w projekcie do ww. ustawy kształtowały się w latach 2016-2025 w łącznej wysokości 7 600 000 zł, brak jest możliwości realizacji terminowo oraz na odpowiednim poziomie wszystkich zadań kontrolnych nakładanych na regulatora. Zadania w zakresie kontroli prawidłowości prowadzenia działalności gospodarczej przez przedsiębiorstwa energetyczne są obecnie realizowane na minimalnym poziomie.

Prezes URE w roku sprawozdawczym przeprowadzał także, zgodnie z planem kontroli, kontrole spełniania obowiązków informacyjnych, tj. przekazywania informacji o zmianach w reprezentacji, siedzibie lub oznaczeniu podmiotu oraz kontrole rozpoczęcia działalności gospodarczej objętej koncesją przez podmioty, którym została udzielona koncesja w zakresie paliw ciekłych.

Prezes URE dokonuje również weryfikacji spełnienia warunku świadczenia przez skontrolowane podmioty usług logistycznych w zakresie magazynowania, przeładunku i dystrybucji paliw ciekłych wyłącznie podmiotom posiadającym koncesje oraz weryfikacji spełnienia warunku sprzedaży paliw ciekłych w zakresie obrotu paliwami ciekłymi i obrotu paliwami ciekłymi z zagranicą wyłącznie podmiotom posiadającym koncesje – na podstawie faktur wystawianych przez przedsiębiorców. Wykonane czynności kontrolne polegały na weryfikacji dokumentów pozyskanych od wytypowanych do kontroli przedsiębiorców oraz w zakresie:

- czy podmioty, którym skontrolowani przedsiębiorcy sprzedali paliwa ciekłe posiadały w tym okresie koncesje w zakresie paliw ciekłych (w przypadku dwóch podmiotów stwierdzono nieprawidłowości w zakresie spełnienia przez te podmioty warunku sprzedaży paliw ciekłych w zakresie obrotu paliwami ciekłymi i obrotu paliwami ciekłymi z zagranicą wyłącznie podmiotom posiadającym koncesje),
- czy podmioty, którym kontrolowani przedsiębiorcy świadczyli usługi magazynowania lub przeładunku paliw ciekłych posiadały w tym okresie koncesje w zakresie paliw ciekłych (w wyniku przeprowadzonej kontroli nie stwierdzono żadnych nieprawidłowości).

Ponadto zgodnie z art. 23w ustawy – Prawo energetyczne, „w celu ustalenia czy istnieją podstawy do złożenia zawiadomienia o podejrzeniu popełnienia przestępstwa określonego w art. 57g, Prezes URE może zarządzić przeprowadzenie postępowania wyjaśniającego", do którego odpowiednio stosuje się przepisy art. 23p ust. 1-4 oraz ust. 6-8. Postępowanie wyjaśniające nie może trwać dłużej niż 6 miesięcy, prowadzone jest przez pisemnie upoważnionego (przez Prezesa URE) pracownika. Postępowanie wszczynane jest w przypadku podejrzenia

popełnienia przestępstwa prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, magazynowania lub przeładunku, przesyłania lub dystrybucji, obrotu paliwami ciekłymi, w tym obrotu z zagranicą bez wymaganej koncesji lub dokonywania przywozu paliw ciekłych bez wymaganego wpisu do rejestru podmiotów przywożących. Prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie paliw ciekłych bez stosownej koncesji podlega grzywnie do 5 000 000 zł albo karze pozbawienia wolności od 6 miesięcy do lat 5, natomiast czyn polegający na przywozie paliw ciekłych z zagranicy bez wymaganego wpisu do rejestru podmiotów przywożących penalizowany jest karą grzywny do 2 500 000 zł. Celem postępowania wyjaśniającego jest zgromadzenie materiału dowodowego, który pozwoli ocenić, czy przedsiębiorca popełnił któryś z czynów zabronionych, omówionych powyżej. Na podstawie art. 23p ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE może wezwać każdego, kto dysponuje określoną wiedzą do złożenia ustnych lub pisemnych wyjaśnień oraz do wydania dokumentu lub innego nośnika informacji, oraz na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 43 ustawy – Prawo energetyczne, który stanowi, że „karze pieniężnej podlega ten kto utrudnia przeprowadzenie czynności w postępowaniu, o którym mowa w art. 23c ust. 1 lub art. 23p ust. 1", ma możliwość nałożenia kary pieniężnej w wysokości od 10 000 zł do 1 000 000 zł.

1.5. Naruszenia warunków koncesji

W 2019 r. Prezes URE kontynuował wszczęte w 2017 r., na podstawie art. 41 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne w związku z art. 58 ust. 2 pkt 1 ustawy o swobodzie działalności gospodarczej, postępowanie administracyjne w sprawie cofnięcia koncesji na obrót energią elektryczną przedsiębiorcy Polski Prąd i Gaz Sp. z o.o. W świetle powołanego przepisu organ koncesyjny cofa koncesję albo zmienia jej zakres, w przypadku gdy przedsiębiorca 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 energii elektrycznej w gospodarstwach domowych w błąd co do nazwy sprzedawcy i rzeczywistego celu wizyty przedstawiciela przedsiębiorcy u odbiorcy, warunków dostarczania im energii, a także nie udzielał im pełnych, rzetelnych i wyczerpujących informacji dotyczących ich uprawnień i obowiązków, co spowodowało wpływ skarg do Prezesa URE. W tej sprawie 16 sierpnia 2017 r., na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 21d ustawy – Prawo energetyczne, wydany został komunikat Prezesa URE mający na celu ochronę uzasadnionych interesów odbiorców.

W 2019 r. Prezes URE kontynuował także wszczęte w 2018 r., na podstawie art. 41 ust. 3 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne, postępowanie administracyjne w sprawie cofnięcia koncesji na obrót paliwami gazowymi temu przedsiębiorcy. W tym przypadku również zachodzi podejrzenie, że spółka w szczególności, wprowadzała odbiorców paliw gazowych w gospodarstwach domowych w błąd co do warunków dostarczania im tych paliw, a także nie udzielała im pełnych, rzetelnych i wyczerpujących informacji dotyczących ich uprawnień i obowiązków. 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.

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 przedsiębiorstwu energetycznemu 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 2019 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 492 mln zł. To efekt 2 835 postępowań prowadzonych przez departamenty i oddziały terenowe URE, z których 1 322 zakończyły się wymierzeniem określonej kary.

Poniżej przedstawiono przykładowe dane dotyczące prowadzonych w roku sprawozdawczym postępowań administracyjnych o wymierzenie kar pieniężnych.

Podstawa prawna/zakres	Liczba postępowań, które zakończyły się nałożeniem kary pieniężnej	Łączna wysokość nałożonych kar pieniężnych [zł]	Liczba postępowań umorzonych	Liczba odstąpień od wymierzenia kary pieniężnej
ustawa – Prawo energetyczne (art. 56 ust. 1)				
nieprzestrzeganie obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectwa pochodzenia, świadectw pochodzenia biogazu lub świadectwa pochodzenia z kogeneracji względnie uiszczenia opłat zastępczych (pkt 1a - w brzmieniu obowiązującym do 24 stycznia 2019 r.)	54	32 905 447	4	
nieprzedstawianie informacji, o których mowa w art. 7 ust. 8l ustawy – Prawo energetyczne (pkt 1c)	3	4 000		12
niepublikowanie 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	1
nieprzestrzeganie obowiązku utrzymywania zapasów paliw (pkt 2)	4	47 000		1
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 (pkt 3a)	574	6 123 035	143	10
stosowanie cen i taryf bez przedstawienia ich Prezesowi URE do zatwierdzenia (pkt 5)	1	1 000		1
odmowa udzielenia informacji, o których mowa w art. 28 ustawy – Prawo energetyczne (pkt 7)	12	227 450	1	2
świadome lub wynikające z niedbalstwa wprowadzanie w błąd Prezesa URE w zakresie przedstawianych na jego żądanie informacji, o których mowa w art. 28 ustawy – Prawo energetyczne (pkt 7a)	1	5 000		
nieprzestrzeganie obowiązków wynikających z koncesji (pkt 12)	303	6 175 766	61	19
nieprzekazanie w terminie sprawozdania miesięcznego o rodzajach oraz ilości wytworzonych, przywiezionych i wywiezionych paliw ciekłych, a także ich przeznaczeniu (pkt 12b)	39	1 240 000	4	108
przekazanie sprawozdania miesięcznego o rodzajach oraz ilości wytworzonych, przywiezionych i wywiezionych paliw ciekłych, a także ich przeznaczeniu, zawierającego nieprawdziwe dane (pkt 12c)	2	20 000	1	2
nieprzestrzeganie obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy, o którym mowa w art. 32 ust. 2 (pkt 12d)	2	30 000		
wstrzymywanie lub ograniczanie z nieuzasadnionych powodów dostarczania paliw i energii do odbiorców (pkt 14)	6	30 500		
niewydanie w ustawowym terminie warunków przyłączenia (pkt 18)	4	13 416 000	1	2
nieprzestrzeganie instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 9 (pkt 19)				1
nierealizowanie obowiązków operatora wyznaczonego na podstawie art. 9h, wynikających z ustawy (pkt 24)	1	1 000		
świadczenie 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	1 000		
nieprzedstawienie sprawozdania z realizacji planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną (pkt 31)				1
nieprzestrzeganie obowiązku przekazania informacji o realizacji umów dotyczących zakupu gazu ziemnego z zagranicy (pkt 32)	7	47 200	5	3
dokonywanie sprzedaży produktów energetycznych na hurtowym rynku energii bez wymaganego wpisu do krajowego rejestru uczestników rynku (pkt 42)			1	8
sprzedaż paliw ciekłych z naruszeniem wymogów, o których mowa w art. 43a ust. 1 lub 4 ustawy – Prawo energetyczne (pkt 45)	5	350 000		

Podstawa prawna/zakres	Liczba postępowań, które zakończyły się nałożeniem kary pieniężnej	Łączna wysokość nałożonych kar pieniężnych [zł]	Liczba postępowań umorzonych	Liczba odstąpień od wymierzenia kary pieniężnej
nieprzekazanie w wymaganym terminie informacji lub przekazanie nieprawdziwych informacji o rodzajach i lokalizacji infrastruktury paliw ciekłych wykorzystywanej do prowadzonej działalności (pkt 48)	19	280 000	1	1
nierealizowanie obowiązku, o którym mowa w art. 37 ust. 2c lub ust. 2d ustawy – Prawo energetyczne (pkt 49)	28	360 000	5	16
ustawa o biopaliwach (art. 33 ust. 1)				
odmowa udzielenia informacji lub przedstawienia dokumentów dotyczących realizacji NCW przez podmiot realizujący NCW (pkt 2a)	2	10 000		
niewykonanie w terminie obowiązku, o którym mowa w art. 22a ust. 1 ustawy o biopaliwach (pkt 4a)	3	15 000	1	
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 (pkt 5 lub 5b)	20	332 705 814		
nieprzekazanie w terminie sprawozdania kwartalnego (pkt 7a – w brzmieniu przed zmianą wprowadzoną ustawą z 24 listopada 2017 r. o zmianie ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz niektórych innych ustaw)	8	40 000		6
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 (pkt 8a)	8	40 000		1
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 (pkt 8aa)	2	10 000		3
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 (pkt 8d)	2	10 000		
ustawa o zapasach (art. 63 ust. 1)				
niedopełnienie obowiązku tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych, o którym mowa w art. 24 ustawy o zapasach w przewidzianym terminie i wymaganej ilości (pkt 1)	1	91 810 262		
nieprzedstawienie Prezesowi URE informacji o wielkości zapasów obowiązkowych w celu weryfikacji (pkt 5c)	1	100		
nieprzedstawienie w wyznaczonym terminie informacji, o których mowa w art. 27 ust. 2 ustawy o zapasach (pkt 6)	4	41 140		
ustawa OZE (art. 168)				
nieprzestrzeganie obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectw pochodzenia lub świadectwa pochodzenia biogazu rolniczego, w terminie określonym w art. 67 ust. 2 oraz na zasadach określonych w art. 47 ustawy albo nieuiszczenia opłaty zastępczej, w terminie określonym w art. 68 ust. 2 ustawy (pkt 1)	22	334 480	5	
niewykonanie przez podmiot, o którym mowa w art. 52 ust. 2 ustawy, obowiązku określonego w art. 52 ust. 1 pkt 1 ustawy, w przypadku, gdy którakolwiek z średnioważonych cen praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia lub świadectw pochodzenia biogazu rolniczego była niższa od wartości jednostkowej opłaty zastępczej określonej w art. 56 ustawy (pkt 10)	7	700	1	
nieprzedstawienie w terminie sprawozdania, o którym mowa w art. 6 ust. 3 lub w art. 9 ust. 1 pkt 7, lub podawanie w tym sprawozdaniu nieprawdziwych informacji (pkt 11)	91	92 000	13	38
odmawianie wglądu lub nieprzedstawianie Prezesowi URE dokumentów lub informacji, o których mowa w art. 70 pkt 1 lub 2 ustawy (pkt 11a)			10	
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 (pkt 12)	2	2 000	1	
dotychczasowa ustawa o efektywności energetycznej (art. 35 ust. 1)				
nieprzestrzeganie obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectwa efektywności energetycznej lub nieuiszczenia opłaty zastępczej (pkt 1)	77	5 930 820	8	
nieprzedstawienie w wyznaczonym terminie dokumentów lub informacji, o których mowa w art. 14 tej ustawy (pkt 2)	1	5 000		
ustawa o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw (art. 35a)				
nieprzekazanie w terminie, przez podmiot realizujący NCR, sprawozdania rocznego, o którym mowa w art. 30i ust. 1, lub podanie w tym sprawozdaniu nieprawdziwych danych (pkt 8)	5	25 000		2

W 2019 r. w przypadku zadań realizowanych przez Prezesa URE w zakresie regulacji rynku paliw ciekłych, w odniesieniu do 2018 r. wydano ok. 18% mniej decyzji wymierzających kary pieniężne, a ich wartość była o blisko 40% niższa niż w roku poprzednim. Wydano również mniej decyzji o odstąpieniu od wymierzenia kary pieniężnej (o 33%), natomiast w przypadku decyzji o umorzeniu prowadzonego postępowania wydano ich więcej o 27%.

W oddziałach terenowych w 2019 r. prowadzono łącznie 1 557 postępowań o nałożenie kar pieniężnych (1 754 w 2018 r.). W stosunku do 2018 r. nastąpił wzrost o ponad 4% liczby postępowań zakończonych nałożeniem na przedsiębiorstwa energetyczne kar pieniężnych (910 w 2018 r.), przy jednoczesnym wzroście ogólnej wysokości wymierzonych kar o 68% (15 535 024 zł w 2018 r.).

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 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.

W marcu 2020 r. została opublikowana cena energii elektrycznej dla odbiorcy w gospodarstwie domowym uwzględniająca opłatę za świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej za 2019 r., która wyniosła 0,4862 zł/kWh.

Do wyliczenia cen zostały wykorzystane dane ze sprawozdań Ministerstwa Energii za 2018 r. i ze sprawozdań Ministerstwa Aktywów Państwowych za 2019 r. sporządzanych przez przedsiębiorstwa prowadzące obrót energią elektryczną. Ceny te zostały opublikowane również w publikacjach Agencji Rynku Energii S.A.: *Sytuacja w elektroenergetyce za IV kwartały 2018 r.* oraz *Sytuacja w elektroenergetyce za IV kwartały 2019 r.* Ceny zawierają podatek akcyzowy i nie zawierają VAT.

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 2019 r. wyniosła 245,44 zł/MWh. Cena ta jest wyższa o 7,0% niż średnioważona cena kontraktu z dostawą pasmową energii elektrycznej na Rynku Dnia Następnego w 2019 r. (229,30 zł/MWh) i o 7,9% niższa niż średnioważona cena kontraktu rocznego z dostawą pasmową energii elektrycznej w 2020 r. (BASE_Y-20) na rynku terminowym (RTT), która w kontraktach zawartych w 2019 r. ukształtowała się na poziomie 266,40 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 dwustronnych[196)],
- na giełdę energii.

[196)] 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 z późn. zm.), 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.

Źródłem danych do wyliczenia ww. ceny są dane z systemu statystyki publicznej z zakresu gospodarki paliwo-energetycznej oraz dane pozyskane z TGE S.A.

Algorytm wyznaczania średniej rocznej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym został przedstawiony w Informacji Prezesa URE o wysokości ww. ceny[197].

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.

Tabela 93. Średnie kwartalne ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w 2019 r.

	2019 r.
Kwartał	**Średnia kwartalna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym [zł/MWh]**
I	241,81
II	247,21
III	252,65
IV	241,41

Źródło: Dane TGE S.A. i URE.

Odnosząc wysokość średniej kwartalnej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w 2019 r. do kwartalnych cen z rynku giełdowego prowadzonego przez TGE S.A. należy stwierdzić, że ceny te są zbliżone do siebie. 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 kwartalnej przez Prezesa URE.

1.3. Średnia kwartalna cena energii elektrycznej niepodlegająca obowiązkowi publicznej sprzedaży

W tabeli poniżej przedstawiono wolumen i średnią kwartalną cenę energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne[198], w poszczególnych kwartałach 2019 r.

Tabela 94. Wolumeny i średnie kwartalne ceny energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, w 2019 r.

	2019 r.	
Kwartał	**Średnia kwartalna cena energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne* [zł/MWh]**	**Wolumen energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne [TWh]**
I	221,28	15,08
II	214,07	10,79
III	213,60	9,79
IV	223,36	12,08

* 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 2019 r.

Ceny kwartalne, o których mowa powyżej, zostały wyznaczone na podstawie danych[199] dotyczących realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej do spółek obrotu, zawartych przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, zobowiązane do sprzedaży części wytworzonej energii elektrycznej w sposób określony w art. 49a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

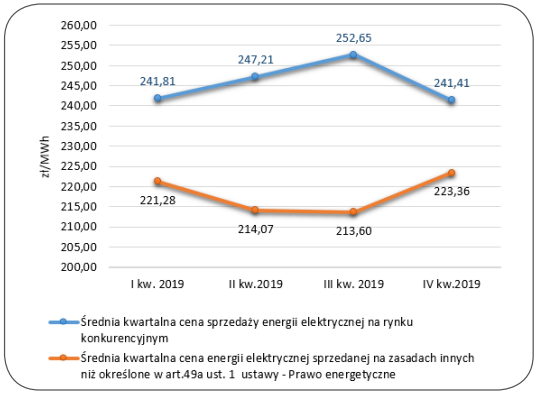
[197] Informacje o cenach rocznych i kwartalnych można znaleźć na stronie internetowej URE pod adresem: https://www.ure.gov.pl-/pl/energia-elektryczna/ceny-wskazniki/7852,Srednia-cena-sprzedazy-energii-elektrycznej-na-rynku-konkurencyjnym-roczna-i-kwa.html

[198] Art. 49a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne określa obowiązki w zakresie sprzedaży energii elektrycznej w sposób zapewniający do niej publiczny dostęp, tzw. obligo giełdowe dla energii elektrycznej.

[199] Dane przekazane przez wytwórców zgodnie z wezwaniem zamieszczonym na stronie internetowej URE pod adresem: https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/obowiazki-sprawozdawcze/energia-elektryczna/8241,Prezes-URE-wzywa-wytworcow-energii-elektrycznej-do-cyklicznego-skladania-informa.html

Na poniższym rysunku przedstawiono porównanie średniej kwartalnej ceny energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne ze średnią kwartalną ceną sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, w poszczególnych kwartałach 2019 r.

Rysunek 67. Średnie kwartalne ceny energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne oraz średnie kwartalne ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w 2019 r.



Źródło: Opracowanie własne URE.

1.4. Średnioważone ceny energii elektrycznej na rynku hurtowym

Działając na podstawie § 18 oraz § 13 rozporządzenia Ministra Energii z 19 lipca 2019 r. w sprawie sposobu obliczenia kwoty różnicy ceny i rekompensaty finansowej oraz sposobu wyznaczania cen odniesienia[200], w 2019 r. Prezes URE obliczał i opublikował średnioważone ceny energii elektrycznej na rynku hurtowym. Ceny te służyły do ustalenia wysokości rekompensaty finansowej dla przedsiębiorstw obrotu.

Ceny te zostały obliczone w oparciu o wzory wskazane w przepisach Rozporządzenia (§ 10, § 11), z wykorzystaniem danych o średnioważonych cenach energii elektrycznej przekazanych Prezesowi URE przez TGE S.A. Do obliczeń wykorzystano również informacje dotyczące stosowania przepisów Rozporządzenia przekazane Prezesowi URE przez Ministra Energii w piśmie z 22 sierpnia 2019 r.

Poniżej podano średnioważone ceny energii elektrycznej na rynku hurtowym dotyczące 2019 r.[201]

Tabela 95. Średnioważone ceny energii elektrycznej na rynku hurtowym $C_{śr_1}$ dla okresu od 1 stycznia 2019 r. do 30 czerwca 2019 r. oraz dla każdego miesiąca od lipca 2019 r. do grudnia 2019 r. [zł/MWh]

Okres	Współczynnik C	Grupa odbiorców			
		G	C	B	A
dla okresu od 1.01.2019 r. do 30.06.2019 r.	0,677	232,10	233,62	233,33	231,53
	0,6	234,08	236,19	235,78	233,29
	0,5	236,66	239,53	238,97	235,59
dla okresu od 1.01.2019 r. do 30.06.2019 r.	0,4	239,24	242,87	242,17	237,88
	0,3	241,82	246,20	245,36	240,17
	0,2	244,40	249,54	248,55	242,47
	0,1	246,97	252,88	251,74	244,76
	0	249,55	256,22	254,93	247,05
dla lipca 2019 r.	0,677	233,60	235,12	234,83	233,03
	0,6	235,59	237,69	237,29	234,80
	0,5	238,16	241,03	240,48	237,09
	0,4	240,74	244,37	243,67	239,38
	0,3	243,32	247,71	246,86	241,68
	0,2	245,90	251,05	250,05	243,97
	0,1	248,48	254,38	253,24	246,26
	0	251,05	257,72	256,43	248,55
dla sierpnia 2019 r.	0,677	237,00	238,52	238,23	236,43
	0,6	238,99	241,09	240,69	238,20
	0,5	241,56	244,43	243,88	240,49
	0,4	244,14	247,77	247,07	242,78
	0,3	246,72	251,11	250,26	245,08
	0,2	249,30	254,45	253,45	247,37
	0,1	251,88	257,78	256,64	249,66
	0	254,45	261,12	259,83	251,95
dla września 2019 r.	0,677	233,67	235,19	234,90	233,10
	0,6	235,66	237,76	237,35	234,87
	0,5	238,23	241,10	240,55	237,16
	0,4	240,81	244,44	243,74	239,45
	0,3	243,39	247,78	246,93	241,74
	0,2	245,97	251,11	250,12	244,04
	0,1	248,55	254,45	253,31	246,33
	0	251,12	257,79	256,50	248,62
dla października 2019 r.	0,677	232,08	233,60	233,31	231,51
	0,6	234,07	236,17	235,77	233,28
	0,5	236,65	239,51	238,96	235,57
	0,4	239,22	242,85	242,15	237,86
	0,3	241,80	246,19	245,34	240,16
	0,2	244,38	249,53	248,53	242,45
	0,1	246,96	252,87	251,73	244,74
	0	249,54	256,20	254,92	247,04

[200] Dz. U. z 2019 r. poz. 1369, dalej „Rozporządzenie".

[201] https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/8373,Informacja-nr-612019.html; https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/8390,Informacja-nr-652019.html; https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/8433,Informacja-Nr-732019.html; https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/8517,Informacja-nr-812019.html; https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/8576,Informacja-nr-902019.html; https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/8658,Informacja-nr-42020.html

Okres	Współczynnik C	Grupa odbiorców			
		G	C	B	A
dla listopada 2019 r.	0,677	230,49	232,01	231,71	229,92
	0,6	232,47	234,58	234,17	231,68
	0,5	235,05	237,92	237,36	233,98
	0,4	237,63	241,25	240,55	236,27
	0,3	240,21	244,59	243,75	238,56
	0,2	242,78	247,93	246,94	240,85
	0,1	245,36	251,27	250,13	243,15
	0	247,94	254,61	253,32	245,44
dla grudnia 2019 r.	0,677	226,88	228,40	228,11	226,31
	0,6	228,87	230,97	230,57	228,08
	0,5	231,45	234,31	233,76	230,37
	0,4	234,02	237,65	236,95	232,66
	0,3	236,60	240,99	240,14	234,96
	0,2	239,18	244,33	243,33	237,25
	0,1	241,76	247,67	246,52	239,54
	0	244,34	251,00	249,72	241,84

Źródło: URE.

Tabela 96. Średnioważone ceny energii elektrycznej na rynku hurtowym $C_{śr_2}$ dla okresu od 1 stycznia 2019 r. do 30 czerwca 2019 r. oraz dla każdego miesiąca od lipca 2019 r. do grudnia 2019 r. [zł/MWh]

Okres	Grupa odbiorców			
	G	C	B	A
od 1.012019 r. do 30.06.2019 r.	260,87	265,66	264,73	259,07
dla lipca 2019 r.	276,11	279,61	278,94	274,80
dla sierpnia 2019 r.	280,34	283,78	283,12	279,05
dla września 2019 r.	280,27	283,64	282,99	279,00
dla października 2019 r.	254,02	256,78	256,25	252,99
dla listopada 2019 r.	248,89	251,93	251,34	247,74
dla grudnia 2019 r.	238,37	241,53	240,92	237,18

Źródło: 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 2018 r. wyniósł 83,74 zł/MWh, wobec 83,43 zł/MWh w 2017 r. (tj. wzrost o 0,4% w 2018 r. w porównaniu z 2017 r.).

Średnia cena energii elektrycznej wytworzonej przez JWCD została obliczona jako średnia z jednostkowych cen wytworzonej energii elektrycznej ważona wielkością produkcji energii elektrycznej brutto wytworzonej z węgla przez poszczególne JWCD. Średnia cena energii elektrycznej w 2018 r. wyniosła 197,07 zł/MWh wobec 178,06 zł/MWh w 2017 r. (tj. wzrost o 10,7% w 2018 r. w porównaniu z 2017 r.).

Obydwa parametry zostały ogłoszone w Informacji Prezesa URE nr 51/2019 z 12 lipca 2019 r.[202] zamieszczonej w Biuletynie Branżowym URE – Energia elektryczna nr 190 (2825) z 12 lipca 2019 r. Służyły one do ustalenia przez Prezesa URE wysokości korekty rocznej kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym za 2018 r.[203]

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 publi-

[202] Informacja o tych cenach jest zawarta w Komunikacie Prezesa URE zamieszczonym na stronie internetowej URE pod adresem: https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/8326,Informacja-nr-512019.html.

[203] Patrz Rozdział II pkt 9 niniejszego Sprawozdania: *Obowiązki wynikające z ustawy o rozwiązaniu kontraktów długoterminowych – KDT.*

kowania 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 2019 r. zostały obliczone i opublikowane ceny za 2018 r. Średnie ceny sprzedaży ciepła wynosiły, dla jednostek wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji:

- opalanych paliwami węglowymi – 41,89 zł/GJ,
- opalanych paliwami gazowymi – 63,55 zł/GJ,
- opalanych olejem opałowym – 80,71 zł/GJ,
- stanowiących odnawialne źródła energii – 44,20 zł/GJ.

W 2020 r. zostały obliczone i opublikowane ceny za 2019 r. Średnie ceny sprzedaży ciepła wynosiły, dla jednostek wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji:

- opalanych paliwami węglowymi – 46,67 zł/GJ,
- opalanych paliwami gazowymi – 71,94 zł/GJ,
- opalanych olejem opałowym – 94,29 zł/GJ,
- stanowiących odnawialne źródła energii – 44,85 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. Ceny nie zawierają podatku VAT.

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 taryfowym ciepłowniczym. 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 2019 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. 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 33/2019, nr 60/2019, nr 83/2019 i nr 12/2020 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 2019 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 97. Średnie ceny zakupu gazu ziemnego z zagranicy w 2019 r.

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	96,11 zł/MWh	66,18 zł/MWh	58,54 zł/MWh	65,08 zł/MWh
2) innych państw niż wskazane w pkt 1	informacje niejawne lub informacje prawnie chronione			

Źródło: URE.

1.9. 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 2019 r. Prezes URE opublikował cztery informacje dotyczące wartości stopy wolnej od ryzyka:

- 2 stycznia 2019 r. w wysokości 3,212% dla taryf przedkładanych w I kwartale 2019 r.,
- 1 kwietnia 2019 r. w wysokości 3,187% dla taryf przedkładanych w II kwartale 2019 r.,
- 1 lipca 2019 r. w wysokości 3,163% dla taryf przedkładanych w III kwartale 2019 r.,
- 1 października 2019 r. w wysokości 3,097% dla taryf przedkładanych w IV kwartale 2019 r.

2. Rozstrzyganie sporów, skargi na działania przedsiębiorstw energetycznych

Prezes URE na podstawie art. 8 ustawy – Prawo energetyczne **rozstrzyga w sprawach spornych** 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. 8d[7] pkt 2, nieuzasadnionego ograniczenia pracy lub odłączenia od sieci mikroinstalacji. Jest to jeden z wyjątków dający Prezesowi URE prerogatywę do wkraczania w sferę stosunków cywilnoprawnych między podmiotami.

Oddziały terenowe URE w zakresie rozstrzygania spraw spornych, o których mowa w art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, w 2019 r. rozpatrywały 282 wnioski (wzrost o 25%), z czego 15 w zakresie ciepła, 88 w zakresie paliw gazowych i 179 w zakresie energii elektrycznej. W minionym okresie dominowały spory dotyczące nieuzasadnionego wstrzymania dostaw energii elektrycznej – 43 oraz odmów przyłączeń do sieci gazowej – 37.

44 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 12 przypadkach.

Podstawą wstrzymania dostaw energii elektrycznej były istniejące w opinii sprzedawcy zaległości w opłatach za energię elektryczną.

W szeregu podjętych rozstrzygnięć Prezes URE uznawał, że należności będące podstawą wstrzymania powinny być wyraźnie oznaczone i zakomunikowane odbiorcy, natomiast jednostronna rekalkulacja ceny za energię elektryczną w ramach zawartej umowy przewidująca z mocą wsteczną jej podniesienie, nie stanowi okoliczności uzasadniających możliwość skorzystania z przewidzianej w ustawie – Prawo energetyczne instytucji wstrzymania dostaw. Prezes URE wskazywał również, że przepisy umożliwiające wstrzymanie dostaw energii elektrycznej nie mogą być narzędziem wymuszania spornych świadczeń pomiędzy sprzedawcą, a odbiorcą energii elektrycznej. Regulator podkreślał również, że ewentualne uprawnienie do wstrzymania dostaw energii elektrycznej określonemu odbiorcy aktualizuje się jedynie w sytuacji istnienia jasno zdefiniowanych należności co do wysokości oraz objętych 30-dniową zwłoką w ich uiszczeniu (art. 6b ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne), a sam przepis nie może być bowiem instrumentem nieuprawnionego nacisku na

odbiorców paliw i energii w celu wyegzekwowania spornych należności, zwłaszcza jeśli wynikają one z jednostronnego oświadczenia sprzedawcy mającego za podstawę szereg niedookreślonych okoliczności – zarówno co do istnienia określonych zaległości, ich wysokości, jak i okresu zwłoki w zapłacie.

W okresie sprawozdawczym rozstrzygano także trzy spory z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne w sprawach dotyczących odmów przyłączenia do sieci elektroenergetycznej odnawialnych źródeł energii (elektrowni wiatrowych). Głównym wskazywanym przez przedsiębiorstwa dystrybucyjne powodem odmowy przyłączenia był brak zarówno technicznych, jak i ekonomicznych warunków przyłączenia. Powołując się na brak warunków technicznych, przedsiębiorstwa powoływały się na sporządzone ekspertyzy wpływu na sieć, natomiast brak warunków ekonomicznych wywodziły m.in. z braku ujęcia inwestycji w planach rozwoju. We wszystkich sprawach postępowania sporne zostały umorzone na wniosek strony, po upływie trzyletniego okresu zawieszenia.

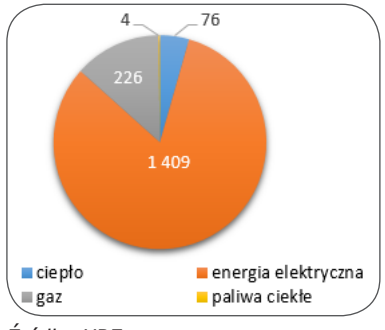
Skargi na przedsiębiorstwa energetyczne są rozpatrywane głównie przez oddziały terenowe URE[204]. W 2019 r. wpłynęło ok. 1,7 tys. skarg. Wachlarz zagadnień poruszanych przez odbiorców był bardzo szeroki, a skargi często wielowątkowe. Prezes URE podjął działania mające na celu wyjaśnienie zagadnień objętych zgłoszonymi skargami, które dotyczyły:

- warunków umowy (zawartej i niezawartej) – sposobów i terminów wypowiadania umów, warunków odstąpienia od umowy, odszkodowań, rozliczeń za paliwa i energię, kwalifikacji do określonej grupy taryfowej, montażu przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego,
- zawierania umów (w szczególności na dostawę energii elektrycznej) i ich wykonania,
- prawidłowości stosowania cen i stawek opłat przez niekoncesjonowane przedsiębiorstwa energetyczne, które w zakresie zatwierdzania taryf pozostają poza kompetencjami Prezesa URE,
- obsługi odbiorców – terminowość odpowiedzi na reklamacje,
- parametrów jakościowych dostarczanego paliwa,
- wstrzymania dostarczania paliw i energii elektrycznej,
- przyłączania obiektów do sieci dystrybucyjnej (np. terminu realizacji umowy o przyłączenie do sieci).

Ponadto do urzędu wpływały skargi dotyczące zagadnień związanych ze stosowaniem ustawy o cenach, utrudnień związanych ze sprzedażą nadwyżek wytwarzanej energii elektrycznej w mikroinstalacji oraz skargi mieszkańców budynków wielolokalowych związane z rozliczeniem za dostarczone ciepło, dokonywanym przez zarządców lub właścicieli tych budynków.

Dominowały skargi dotyczące energii elektrycznej, które stanowiły ponad 82% ogółu.

Rysunek 68. Struktura skarg rozpatrywanych w oddziałach terenowych w 2019 r.



Źródło: URE.

W 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. I tak, m.in. wzywano przedsiębiorstwa energetyczne do zajęcia stanowiska w sprawie i złożenia wyjaśnień. Podejmowano interwencje w sprawie wstrzymanych/ograniczonych dostaw energii lub paliw. Ponadto, skarżący byli szczegółowo informowani o obowiązujących w danej kwestii regulacjach prawnych oraz przysługujących im prawach. W przypadkach, w których Prezes URE nie posiadał uprawnień do podejmowania działań, pouczano skarżących o kompetencjach Prezesa URE, jak również wskazywano podmioty, do których można zwrócić się z daną kwestią lub gdzie można uzyskać pomoc prawną. W pojedynczych sprawach informowano także organy ścigania o możliwości popełnienia przestępstwa.

W 2019 r. do Prezesa URE wpływały także skargi dotyczące sposobu prowadzenia rozliczeń pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami. Jedna z nich dotyczyła wprowadzenia w błąd odbiorcy poprzez oferowanie przez przedsiębiorstwo energetyczne korzyści cenowej. Działania Prezesa URE ujawniły nieprawidłowości w działaniu przedsiębiorstwa

[204] Por. cz. XII niniejszego Sprawozdania: *„URE w liczbach – działalność regulacyjna OT URE”.*

(nierzetelne informacje, nieczytelne dokumenty) oraz stosowanie w rozliczeniach z odbiorcami wysokiej opłaty tzw. *opłaty za dodatkowe czynności*. W związku z tym w 2020 r. Prezes URE skierował sprawę do UOKiK uznając, że działania przedsiębiorstwa mogą nosić znamiona nieuczciwej praktyki rynkowej i działania wprowadzającego w błąd (zgodnie z art. 4 i art. 5 ustawy z 23 sierpnia 2007 r. o przeciwdziałaniu nieuczciwym praktykom rynkowym[205]).

W związku z wydanym w 2018 r. przez Prezesa URE Komunikatem[206], Prezes URE kontynuował odpowiedzi na skargi odbiorców w zakresie stosowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne rozliczeń wobec odbiorcy w gospodarstwie domowych, który jest reprezentowany przez np. wspólnotę/spółdzielnię mieszkaniową oraz kontynuował dialog prowadzony z przedsiębiorstwami stosującymi niewłaściwe praktyki w zakresie prowadzonych rozliczeń w celu wyeliminowania tych praktyk.

3. Statystyka publiczna

W 2019 r. Prezes URE brał udział w realizacji Programu Badań Statystycznych Statystyki Publicznej (PBSSP) na rok 2018[207] oraz Programu Badań Statystycznych Statystyki Publicznej na rok 2019[208] 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 świadectw pochodzenia wydanych dla energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii lub świadectw pochodzenia biogazu rolniczego,
- umorzeń korekcyjnych CHP,
- wydanych oraz uznanych gwarancji pochodzenia energii elektrycznej wytwarzanej w odnawialnym źródle energii,
- danych dotyczących odbiorców przemysłowych, o których mowa w art. 54 i art. 188a ust. 4 ustawy OZE za rok 2018,
- produkcji, dystrybucji i obrotu ciepłem,
- działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych,
- danych z bazy koncesyjnej Prezesa URE dotyczących udzielonych koncesji w zakresie energii elektrycznej i ciepła oraz przesyłania, dystrybucji i obrotu paliwami gazowymi oraz magazynowania paliw gazowych, skraplania i regazyfikacji gazu ziemnego.

Zasoby informacyjne Prezesa URE, zgodnie z ustawą o statystyce, zaliczone są do systemów informacyjnych administracji publicznej[209].

4. Raport Prezesa URE o działalności gospodarczej w sektorze energetycznym oraz planach rozwoju operatorów systemu elektroenergetycznego i gazowego

Prezes URE, zgodnie z art. 23 ust. 2a ustawy – Prawo energetyczne, co dwa lata sporządza raport o warunkach gospodarowania w sektorze energetycznym, zawierający także ocenę planów rozwoju

[205] Dz. U. z 2017 r. poz. 2070.

[206] Komunikat Prezesa URE nr 76/2018 z 3 października 2018 r. w sprawie zakresu stosowania taryf paliw gazowych, https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/7744,Komunikat-nr-762018.html?search=80434759.

[207] Rozporządzenie Rady Ministrów z 19 grudnia 2017 r. (Dz. U. z 2017 r. poz. 2471 z późn. zm.).

[208] Rozporządzenie Rady Ministrów z 14 września 2018 r. (Dz. U. z 2018 r. poz. 2103 z późn.zm.).

[209] 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.

OSP i OSD pod kątem przyszłego bezpieczeństwa zaspokojenia zapotrzebowania na energię elektryczną i paliwa gazowe.

Raport, przekazany ministrowi energii pod koniec czerwca 2019 r. pt. *„Warunki podejmowania i wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej i paliw gazowych oraz realizacja przez operatorów systemu elektroenergetycznego i gazowego planów rozwoju uwzględniających zaspokojenie obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną i paliwa gazowe*", był piątym z kolei dokumentem tego typu sporządzonym przez Prezesa URE. Pierwszy powstał w 2011 r.

Dokument składał się z trzech głównych części. W pierwszej omówiono zagadnienia gromadzenia i przekazywania do Komisji Europejskiej informacji o projektach inwestycyjnych krajowych firm sektora. Część druga zawierała szczegółowe dane i ocenę warunków podejmowania i prowadzenia działalności w zakresie wytwarzania i dystrybucji energii elektrycznej oraz paliw gazowych. W części trzeciej zawarto propozycje zmian przepisów prawa, które ułatwiłyby realizację polskiej polityki energetycznej.

5. Powoływanie komisji kwalifikacyjnych

Z treści przepisu art. 54 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne wynika obowiązek posiadania przez osoby zajmujące się eksploatacją określonych urządzeń, instalacji i sieci, stosownych kwalifikacji. Sprawdzeniem kwalifikacji poprzez przeprowadzenie stosownego egzaminu ww. osób oraz wydaniem świadectw kwalifikacyjnych zajmują się komisje kwalifikacyjne, które powoływane są przez Prezesa URE na okres 5 lat. Rozpatrywaniem wszelkich wniosków dotyczących działalności komisji kwalifikacyjnych zajmuje się Północny Oddział Terenowy URE z siedzibą w Gdańsku (OT Gdańsk).

Zagadnienia związane z działalnością komisji kwalifikacyjnych, realizowane w 2019 r. przez Prezesa URE, podobnie jak w latach poprzednich, w szczególności polegały na:

- powoływaniu nowych komisji kwalifikacyjnych,
- powoływaniu komisji kwalifikacyjnych na następną kadencję,
- dokonywaniu zmian aktów powołania już działających komisji (m.in. odwoływanie lub powoływanie członków poszczególnych komisji, rozszerzanie uprawnień),
- sprawdzaniu i aktualizowaniu świadectw kwalifikacyjnych członków komisji,
- analizowaniu arkuszy sprawozdawczych z działalności komisji kwalifikacyjnych, składanych corocznie przez komisje,
- podejmowaniu działań związanych z eliminowaniem występujących nieprawidłowości w funkcjonowaniu komisji kwalifikacyjnych,
- udzielaniu wyjaśnień i informacji różnym podmiotom, zgłaszającym wnioski i zapytania.

Prezes URE w 2019 r. powołał 50 komisji kwalifikacyjnych na następną kadencję oraz 6 nowych komisji kwalifikacyjnych. Wydane zostały również 93 akty zmieniające akty powołania komisji kwalifikacyjnych. Głównymi przyczynami wprowadzanych zmian było rozszerzenie uprawnień oraz zmiany składów osobowych komisji.

Według stanu na 31 grudnia 2019 r. w Polsce działało 375 komisji kwalifikacyjnych (375 w 2018 r.). Liczba członków ww. komisji wynosi 4 903 osoby.

Tabela 98. Zestawienie czynnych komisji kwalifikacyjnych na 31 grudnia 2019 r., z podziałem na województwa

Województwo/symbol województwa	Liczba czynnych komisji
Mazowieckie *14*	53
Zachodniopomorskie *32*	15
Lubuskie *08*	12
Pomorskie *22*	18
Warmińsko-mazurskie *28*	8
Lubelskie *06*	21
Podlaskie *20*	11
Łódzkie *10*	28
Świętokrzyskie *26*	15
Dolnośląskie *02*	23
Opolskie *16*	10
Śląskie *24*	59
Małopolskie *12*	39
Podkarpackie *18*	21
Kujawsko-pomorskie *04*	20
Wielkopolskie *30*	22
RAZEM	**375**

Źródło: URE.

Należy nadmienić, że OT Gdańsk udzielał też odpowiedzi na zapytania i wnioski składane do Prezesa URE, które dotyczyły m.in. poniższych kwestii:

- ważności świadectw kwalifikacyjnych,
- obowiązku posiadania dodatkowych wymagań kwalifikacyjnych przez osoby eksploatujące instalacje i urządzenia energetyczne,
- możliwości przeprowadzania przez komisje kwalifikacyjne sprawdzenia kwalifikacji dla obcokrajowca,
- wzoru świadectw kwalifikacyjnych,
- 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, których w 2019 r. wpłynęło do OT Gdańsk 313,
- sprawdzenie zakresu i aktualności świadectw kwalifikacyjnych posiadanych przez poszczególnych członków komisji kwalifikacyjnych, przesłanych w 2019 r. do OT Gdańsk przez 88 komisji.

Foto: fotolia

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 powinny mieć na celu ochronę odbiorców przed obniżeniem przez przedsiębiorstwa energetyczne zarówno parametrów dostarczanej energii elektrycznej (napięcie, częstotliwość, wyższe harmoniczne), standardów świadczonych usług (przerwy w dostawach energii), jak i ochronę przed skutkami stosowania praktyk odbiegających od określonych w przepisach prawa standardów obsługi odbiorców.

Stosownie do postanowień art. 23 ust. 2 pkt 10 ustawy – Prawo energetyczne, kontrolowanie dotrzymywania przez przedsiębiorstwo energetyczne parametrów jakościowych dostarczanej energii elektrycznej odbywa się na wniosek odbiorcy, tak więc podjęcie ewentualnych działań interwencyjnych w tym zakresie następuje w przypadku otrzymania sygnału od odbiorcy. Należy przy tym zauważyć, że Prezes URE w związku z brakiem stosownych narzędzi technicznych oraz z uwagi na ograniczone środki budżetowe nie dokonuje samodzielnie ustaleń w zakresie sprawdzenia dotrzymania parametrów technicznych w poszczególnych punktach odbioru, niemniej w podejmowanych przez regulatora działaniach dotyczących kontrolowania parametrów technicznych dostarczanych paliw lub energii, organ ten może wzywać przedsiębiorstwa energetyczne do stosowania środków oraz sposobów kontroli tych parametrów określonych w rozporządzeniu systemowym.

W związku z tym w 2019 r. prowadzony był bieżący monitoring w zakresie dotrzymywania przez przedsiębiorstwa energetyczne standardów jakościowych obsługi odbiorców, w szczególności podczas rozpatrywania skarg odbiorców na działalność przedsiębiorstw energetycznych. Podstawowym środkiem, służącym do ustalenia stanu faktycznego w powyższym zakresie, było kierowanie do przedsiębiorstw energetycznych wezwań w trybie art. 28 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Prezes URE żądał w nich od przedsiębiorstw energetycznych określonych informacji dotyczących dotrzymania standardów jakościowych oraz parametrów technicznych dostarczanej energii elektrycznej, w tym wyników przeprowadzonych przez przedsiębiorstwa badań parametrów technicznych energii elektrycznej, a także do przedstawienia stosownych dokumentów. Z uwagi na fakt, że brak odpowiedzi na wezwanie Prezesa URE, kierowane w trybie art. 28 ustawy – Prawo energetyczne lub wprowadzenie w błąd w zakresie przedstawianych

informacji zagrożone jest wymierzeniem przez Prezesa URE kary pieniężnej na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 7 i 7a ustawy – Prawo energetyczne, taki sposób pozyskiwania informacji dotyczących dotrzymywania przez przedsiębiorstwa energetyczne standardów jakościowych dostarczanej energii elektrycznej jest jednym z podstawowych narzędzi regulacyjnych w tym zakresie.

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. 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.

Przedmiotem skarg były także kwestie nieuczciwych praktyk sprzedawców energii elektrycznej i paliw gazowych. Skargi dotyczyły sposobu zawierania umów sprzedaży, głównie poza siedzibą przedsiębiorstwa za pośrednictwem przedstawicieli handlowych. 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. Podnoszone przez odbiorców problemy odnoszą się do praktyk towarzyszących zawieraniu umów sprzedaży energii elektrycznej i paliw gazowych poza siedzibą przedsiębiorstw energetycznych przez przedstawicieli tych przedsiębiorstw lub przedstawicieli podmiotów, które zawarły ze spółkami obrotu energią elektryczną umowy na pośredniczenie w zawieraniu umów sprzedaży energii elektrycznej. Dotyczy to:

- wprowadzania w błąd poprzez komunikowanie odbiorcom obowiązku zawarcia określonych umów, aneksów,
- braku identyfikacji osób, które występują w imieniu sprzedawców energii elektrycznej, którzy wg przedstawionych informacji – podają się za pracowników dotychczasowego sprzedawcy,
- niepozostawiania odbiorcom drugiego egzemplarza umowy i formularza odstąpienia od niej w trybie przepisów ustawy z 30 maja 2014 r. o prawach konsumenta[210)],
- wprowadzania w błąd co do treści umowy (ceny, sposobu prowadzenia rozliczeń),
- braku możliwości skomunikowania się z przedsiębiorstwem, z którym zawarto określoną umowę,
- czasu na jaki zostają zawarte umowy (do 5 lat),
- zapisów umownych, które przy niedochowaniu określonych terminów wypowiedzenia przedłużają okres ich obowiązywania na kolejne lata,
- przyjętego sposobu prowadzonych rozliczeń, w tym zawyżania rachunków prognozowanych,
- stosowanych cen za energię elektryczną,
- dodatkowych umów rekomendowanych przy zawieraniu umowy sprzedaży, czy umowy kompleksowej (umowy ubezpieczenia, inne),
- sposobu i terminu rozpatrywania reklamacji,
- dotkliwych kar umownych za wcześniejsze rozwiązanie umowy.

Takie zastrzeżenia nie pojawiły się w obszarze ciepła.

[210)] Dz. U. z 2020 r. poz. 287.

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.

1.2. Ochrona uzasadnionych interesów odbiorców w gospodarstwie domowym

Obowiązujące w 2019 r. regulacje prawne miały na celu uchronić m.in. odbiorców energii w gospodarstwach domowych przed skokowymi wzrostami cen energii elektrycznej. Mechanizm gwarantujący utrzymanie cen sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych w 2019 r. na poziomie cen obowiązujących w 2018 r. został wprowadzony ustawą o cenach. Dodatkowo, przepisy nowelizowanej ustawy wprowadziły do porządku prawnego dwie regulacje: obniżenie stawki akcyzy z 20 do 5 zł/MWh oraz zredukowanie o ok. 95% opłaty przejściowej.

Dodatkowo należy zauważyć, że Prezes URE już od długiego czasu dostrzega problem nieuczciwych działań przedstawicieli handlowych niektórych sprzedawców energii elektrycznej i paliw gazowych. Agresywna polityka sprzedaży przedsiębiorstw energetycznych, powiązana z brakiem profesjonalizmu przedstawicieli handlowych tych przedsiębiorstw prowadzi do występowania licznych nieprawidłowości a nawet przestępstw w trakcie podpisywania umów sprzedaży paliw gazowych i energii elektrycznej. Przedstawiciele handlowi nastawieni na maksymalizację swoich zarobków wykorzystują niewiedzę odbiorców w gospodarstwach domowych, w szczególności osób starszych i często wprowadzając je w błąd doprowadzają do zawarcia niekorzystnej umowy. Mając na uwadze powyższe Prezes URE zgłaszał propozycje zmian w ustawie – Prawo energetyczne, w tym wprowadzenie zakazu sprzedaży bezpośredniej w tzw. formule door-to-door. Realizacja tego postulatu znalazła swoje odzwierciedlenie w procedowanym aktualnie projekcie zmiany ustawy – Prawo energetyczne.

Jednocześnie Prezes URE konsekwentnie reaguje na nieuczciwe działania przedstawicieli handlowych m.in. współpracując z Prezesem UOKiK poprzez przekazywanie pism odbiorców dotyczących tej tematyki (więcej w pkt 2. *Współdziałanie z właściwymi organami w przeciwdziałaniu praktykom przedsiębiorstw energetycznych ograniczającym konkurencję oraz z organizacjami konsumenckimi*). Regulator 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 2019 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 mające na celu ochronę uzasadnionych interesów odbiorców paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym dotyczące m.in. 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 informacje dotyczące prowadzonych postępowań administracyjnych w sprawie cofnięcia koncesji na obrót paliwami gazowymi lub obrót gazem ziemnym z zagranicą oraz informacja dotycząca cofnięcia koncesji na obrót energią elektryczną (Pulsar Energia Sp. z o.o.), a także informacja o zamiarze zaprzestania przez Hermes Energy Group S.A. działalności koncesjonowanej polegającej na sprzedaży energii elektrycznej i paliw gazowych. Nadto, nawiązując do informacji publikowanych pod koniec 2018 r., Prezes URE na początku 2019 r. zamieścił na stronie internetowej URE informację istotną dla klientów Energetycznego Centrum S.A. w sprawie terminu zgłoszenia wierzytelności w toku postępowania upadłościowego oraz informację o ogłoszeniu upadłości Energii dla firm S.A. Prezes URE przedstawił także odbior-

com ogólne zasady pozwalające na zachowanie ciągłości dostaw energii elektrycznej i paliwa gazowego w przypadku utraty przez odbiorców dotychczasowego sprzedawcy (*Informacja Prezesa URE w sprawie problemów odbiorców końcowych związanych z brakiem ofert sprzedaży energii elektrycznej, Sprzedaż rezerwowa paliw gazowych po zaprzestaniu sprzedaży przez dotychczasowego sprzedawcę*), oraz przestrzegał przed nieuczciwymi praktykami sprzedawców energii elektrycznej i paliw gazowych. W 2019 r. na stronie internetowej URE opublikowano także aktualizację Zbioru Praw Konsumenta Paliw Gazowych.

Ponadto, z uwagi na wydany w 2018 r. przez Prezesa URE Komunikat[211)] mający na celu wyeliminowanie sytuacji, w której odbiorca w gospodarstwie domowym reprezentowany przez np. wspólnotę/spółdzielnię mieszkaniową dokonującą w jego imieniu zakupu paliwa gazowego, jest rozliczany niezgodnie z obowiązującymi przepisami prawa, Prezes URE podejmował działania w związku ze skargami odbiorców dotyczącymi prawidłowości stosowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne rozliczeń wobec takich odbiorców.

2. Współdziałanie z właściwymi organami w przeciwdziałaniu praktykom przedsiębiorstw energetycznych ograniczającym konkurencję oraz organizacjami konsumenckimi

W 2019 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, aktualizacji umowy;
  - zmianą warunków umowy (obietnica ochrony przed podwyżką 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 pisma odbiorców, dotyczące m.in. wyżej wymienionej tematyki.

Jednocześnie Prezes URE współpracował z UOKiK, Rzecznikami Konsumentów, udzielając każdorazowo szczegółowych wyjaśnień w związku z pismami kierowanymi do URE przez te instytucje.

Nadto, w 2019 r. przedstawiciel Prezesa URE zaproszony do współpracy przez Federację Konsumentów, brał aktywny udział w realizacji projektu ASSIST, Support Network for Household Energy Saving, którego celem jest efektywne przeciwdziałanie ubóstwu energetycznemu w Europie. Projekt ASSIST finansowany jest przez Komisję Europejską w ramach programu H2020, ma za zadanie zaangażować podmioty społeczne i związane z energetyką w tworzenie innowacyjnej europejskiej sieci doradców wrażliwych odbiorców energii – HEA (Domowych Doradców Energetycznych). Celem projektu jest walka z ubóstwem energetycznym poprzez zwiększenie zaangażowania konsumentów na rynku energii, przejawiającego się

[211)] Komunikat Prezesa URE nr 76/2018 z 3 października 2018 r.

pozytywnymi zmianami zachowań związanych ze zużyciem energii[212].

3. Upowszechnianie wiedzy o rynku i prawach konsumenta

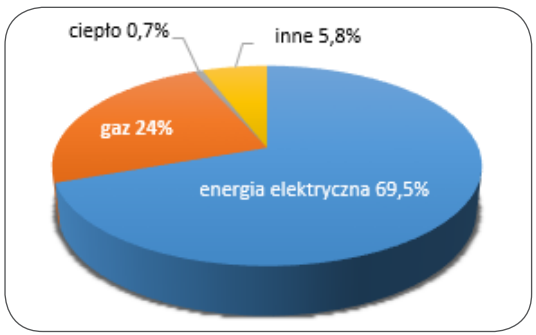
3.1. Działalność Punktu Informacyjnego dla Odbiorców Energii i Paliw Gazowych

Punkt Informacyjny dla Odbiorców Energii i Paliw Gazowych został powołany w 2011 r. i funkcjonuje w strukturze Departamentu Rozwoju Rynków i Spraw Konsumenckich. Jego działalność stanowi realizację m.in. art. 25 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniającej dyrektywę 2012/27/UE, 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 w 2019 r. Punkt Informacyjny dla Odbiorców Energii i Paliw Gazowych wspierał odbiorców głównie poprzez udzielanie informacji na temat przysługujących praw ale też obowiązków w relacjach odbiorców z przedsiębiorstwami energetycznymi. Dominującą rolę w kontaktach z odbiorcami odgrywał kontakt telefoniczny (90% zgłoszeń), resztę stanowiły odpowiedzi na zgłoszenia pisemnie, nadesłane drogą elektroniczną oraz pocztą tradycyjną (10%).

Na rysunku poniżej przedstawiono informację dotyczącą struktury sektorowej zgłoszeń odbiorców skierowanych do Punktu Informacyjnego w 2019 r.

Rysunek 69. Struktura sektorowa zgłoszeń skierowanych do Punktu Informacyjnego w 2019 r.



Źródło: URE.

W 2019 r. do Punktu Informacyjnego odbiorcy skierowali łącznie 2 995 zgłoszeń, w których dominowały problemy z zakresu podsektora elektroenergetycznego (69,5%), gazowego (24%), marginalnie występowały zgłoszenia dotyczące ciepła (0,7%). Sprawy różne, stanowiące 5,8% zapytań odbiorców, dotyczyły kwestii nieleżących w kompetencji Punktu Informacyjnego jak np. koncesji, opłat koncesyjnych, odnawialnych źródeł energii.

W omawianym okresie problemy i zapytania odbiorców koncentrowały się głównie wokół zagadnień związanych z: kwestiami dotyczącymi rozliczeń, fakturowania (23,9%), warunkami zawartych umów (15,2%), ceną (14,3 %) oraz nieuczciwymi praktykami rynkowymi (13,2%).

Energia elektryczna

Wśród zgłoszeń kierowanych przez odbiorców energii elektrycznej dominowała tematyka związana z kwestiami stanowienia cen (19%). Wzrost liczby kierowanych przez odbiorców zapytań w tej kategorii związany był z wdrożeniem w 2019 r. mechanizmu wprowadzonego przepisami ustawy o cenach, gwarantującego utrzymanie cen sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych w 2019 r. na poziomie cen obowiązujących w 2018 r. W związku z nowymi regulacjami odbiorcy końcowi sygnalizowali liczne problemy. Do najczęściej zgłaszanych problemów zaliczyć można:

brak rzetelnej, zrozumiałej dla odbiorców w gospodarstwach domowych informacji dotyczącej mechanizmu regulującego ceny energii w 2019 r., w tym terminów dotyczących korekt rozliczeń,

- brak zrozumiałej dla odbiorców będących mikro i małymi przedsiębiorcami informacji na temat sposobu i terminu składania oświadczeń umożliwiających skorzystanie z działań osłonowych w II półroczu 2019 r.,
- rozbieżności w dostosowaniu umów np. w zakresie ceny (dokonywanie przez sprzedawców energii elektrycznej bezzasadnych i niezgod-

[212] Więcej informacji o projekcie ASSIST znajduje się na stronie internetowej https://www.assist2gether.eu/pol-home.

nych z ustawą o cenach podwyżek cen, wstecznym fakturowaniu i żądaniach zapłaty pod groźbą wstrzymania dostaw).

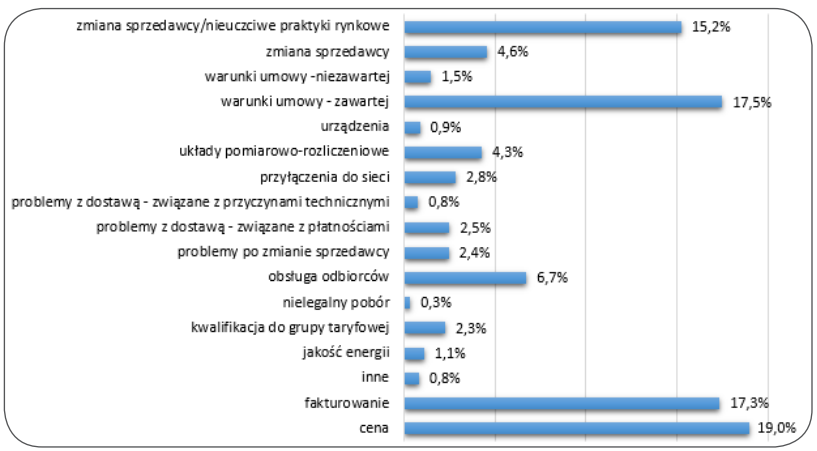
Kolejne kategorie zgłoszeń związane były ściśle z zawartymi umowami (17,5%) oraz kwestiami związanymi z rozliczeniami (17,3%). W odniesieniu do kategorii warunków umowy – zawartej, odbiorcy najczęściej pytali o kwestie dotyczące realizacji umów, w tym także zasad sprzedaży rezerwowej, zgłoszenia dotyczyły także problemów z rozwiązaniem umowy i naliczaniem opłat sankcyjnych, przepisaniem umowy. W kategorii zgłoszeń dotyczących rozliczeń odbiorcy sygnalizowali problemy związane z poprawnością rozliczeń, terminowością otrzymania faktur, a także ze zwrotem nadpłat – w nawiązaniu do sytuacji jaka miała miejsce w 2018 r., kiedy to dwie spółki obrotu zaprzestały sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym.

W 2019 r. odbiorcy zgłaszali także problem nieuczciwych praktyk rynkowych związanych ze zmianą sprzedawcy energii elektrycznej. Odbiorcy informowali o działaniach sprzedawców energii elektrycznej, którzy w tzw. formule *door-to-door* (sprzedaż poza lokalem przedsiębiorstwa) – działając również za pośrednictwem wyspecjalizowanych agencji i przedstawicieli handlowych (akwizytorów) – celem zawarcia umów z odbiorcami m.in.:

- nie podawali odbiorcom nazwy sprzedawcy lub wprowadzali w błąd, co do nazwy sprzedawcy (podawali się za pracowników innych podmiotów),
- wprowadzali odbiorców w błąd poprzez informowanie o obowiązku podpisywania nowych umów, aneksów do umów lub innych dokumentów związanych z dostarczaniem energii elektrycznej oraz podawali nieprawdziwe przyczyny tego obowiązku (np. planowane zaprzestanie dostarczania paliw gazowych lub energii elektrycznej przez dotychczasowego sprzedawcę, czy też zmiana danych dotychczasowego sprzedawcy),
- nie informowali odbiorców o dokonanej zmianie sprzedawcy oraz prawach i obowiązkach wynikających z tej procedury.

Przy czym warto zauważyć, że skala zgłoszeń związana była także ze specyfiką 2019 r. i funkcjonowaniem ustawy o cenach, która spowodowała zamrożenie cen na rynku energii, zmniejszenie aktywności akwizycyjnej sprzedawców oraz liczby ofert kierowanych do odbiorców. Niemniej, procentowy udział spraw zgłaszanych przez odbiorców dotyczący nieuczciwych praktyk rynkowych sprzedawców zarówno energii elektrycznej, jak i paliw gazowych utrzymał się na podobnym poziomie jak w 2018 r. i stanowił 13,2% wszystkich zgłoszeń w 2019 r.

Rysunek 70. Zgłoszenia odbiorców w 2019 r. w kategorii: energia elektryczna



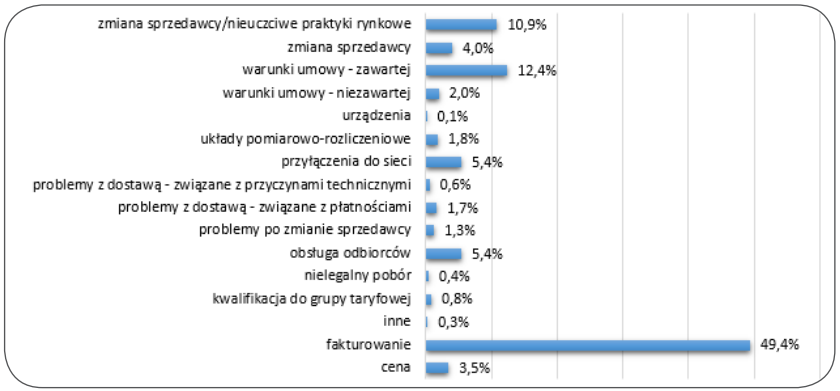
Źródło: URE.

Paliwa gazowe

W odniesieniu do rynku gazu, w 2019 r. nastąpił wzrost liczby spraw zgłaszanych przez odbiorców dotyczących kwestii związanych z rozliczeniami (fakturowanie 49,4%). W tej kategorii zdecydowaną większość stanowiły zgłoszenia odbiorców dotyczące kwestii związanej ze zwrotem nadpłat, co związane jest podobnie jak w przypadku zgłoszeń w tej kategorii w części dotyczącej energii elektrycznej, sytuacją jaka miała miejsce w 2018 r., kiedy to dwie spółki obrotu zaprzestały sprzedaży do odbiorców końcowych. Dodatkowo odbiorcy sygnalizowali problemy z terminowością wystawiania faktur i poprawnością rozliczeń.

Kolejną wyróżniającą się liczbowo na tle innych tematyką zgłoszeń w obszarze paliw gazowych były warunki umowy zawartej (12,4%), w tym termin wejścia w życie umowy, zmiana

Rysunek 71. Zgłoszenia odbiorców w 2019 r. w kategorii: paliwa gazowe



Źródło: URE.

warunków umowy, zasady regulujące rozwiązanie umowy, a także tryb sprzedaży rezerwowej.

Odbiorcy sygnalizowali także kwestie związane z nieuczciwymi praktykami rynkowymi przy zmianie sprzedawcy (10,9%), polegające głównie na wprowadzaniu odbiorców w błąd podczas zawierania umowy w procesie zmiany sprzedawcy.

Ciepło

Najmniej liczną kategorię spraw, jakie w 2019 r. odbiorcy zgłaszali do Punktu informacyjnego stanowiły zagadnienia dotyczące ciepła (0,7% wszystkich zgłoszeń). Wynika to m.in. ze specyfiki rynku ciepła, jak i kompetencji, jakie w tym zakresie posiadają oddziały terenowe URE. Z zakresu spraw zgłaszanych przez odbiorców ciepła dominowały pytania związane z ceną ciepła (40,9%) oraz podziałem kosztów ciepła w budynkach wielolokalowych przez spółdzielnie mieszkaniowe i wspólnoty mieszkaniowe (27,3%). Kolejną kategorię stanowiły zgłoszenia dotyczące przyłączenia do sieci (13,6%) oraz szeroko rozumianych warunków umów zawartych (4,5%).

3.2. Działalność informacyjno-edukacyjna

Prezes URE podejmuje szereg działań popularyzujących tematykę związaną z rynkiem energii i przybliżających zakres kompetencji oraz efekt działań regulatora. Zwiększenie świadomości odbiorców i wszystkich uczestników rynków energii jest jednym z głównych celów inicjatyw informacyjno-edukacyjnych urzędu.

Komunikaty i informacje publikowane na stronie internetowej ure.gov.pl oraz dystrybuowane do subskrybentów newslettera URE, udział ekspertów urzędu w blisko 80 wydarzeniach branżowych i ogólnogospodarczych, ponad 30 porozumień patronackich – to tylko niektóre z aktywności w obszarze komunikacji społecznej URE w 2019 r.

3.2.1. Serwisy internetowe

Podstawowym narzędziem wykorzystywanym przez URE do rozpowszechniania informacji o efektach działalności urzędu i rynkach energii jest strona internetowa: www.ure.gov.pl. Publikowane są tam m.in. komunikaty dotyczące bieżącej działalności URE, relacje z wydarzeń z udziałem przedstawicieli urzędu, a także stanowiska regulatora oraz akty prawne związane z sektorem energetycznym.

W 2019 r. największym zainteresowaniem cieszyły się tematy związane z odnawialnymi źródłami energii m.in. aukcjami OZE, informacjami dotyczącymi ilości i mocy instalacji odnawialnych źródeł energii w poszczególnych technologiach, które rozpoczęły wytwarzanie energii w systemie aukcyjnym oraz dane dotyczące mikroinstalacji. Użytkownicy często odwiedzali stronę URE w poszukiwaniu informacji o cenach energii elektrycznej i gazu. Popularną zakładką na stronie URE była podstrona poświęcona tematyce paliw ciekłych, gdzie znajdują się m.in. informacje o obowiązkach przedsiębiorstw działających w tym sektorze oraz pakiety informacyjne dotyczące wymogów uzyskania koncesji.

Niezmiennie dużym zainteresowaniem cieszą się statystyki i dynamika zmian sprzedawcy energii elektrycznej i gazu.

Istotną formą upowszechniania informacji o branży energetycznej, skierowaną przede wszystkim do przedsiębiorstw sektora, są Komunikaty Prezesa URE publikowane w serwisie internetowym urzędu. W ubiegłym roku ukazało się

109 komunikatów dotyczących ważnych dla wszystkich uczestników rynków energii obszarów.

Do czytelników strony urzędu raz w tygodniu wysyłany jest Newsletter URE. Czytelnicy są co tydzień informowani o najnowszych komunikatach i informacjach opublikowanych w serwisach urzędu.

Biuletyn Informacji Publicznej (BIP URE) – serwis internetowy urzędu, stworzony na podstawie przepisów ustawy o dostępie do informacji publicznej. 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.

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 2019 r. przygotowano łącznie 764 Biuletyny, z czego 319 numerów Biuletynu Branżowego – Energia elektryczna, 98 wydań Biuletynu Branżowego – Paliwa gazowe, 4 numery Biuletynu Branżowego – Paliwa ciekłe oraz 343 Biuletyny Branżowe – Ciepło, które są publikowane na stronie urzędu od 2019 r.

Statystyki odwiedzin wybranych stron i serwisów internetowych URE

www.ure.gov.pl – w 2019 r. liczba odwiedzin głównego serwisu URE wyniosła ponad 10 mln (dokładnie 10 262 364), podczas gdy w 2018 r. – 9 987 716.
www.MaszWybor.ure.gov.pl – liczba odwiedzin strony dedykowanej zmianie sprzedawcy energii elektrycznej wyniosła ponad 863,5 tys.
BIP URE – w 2019 r. odnotowano prawie 5 mln odwiedzin strony.
Newsletter URE – 31 grudnia 2019 r. został wysłany do 2 530 użytkowników.

3.2.2. Publikacje URE

Biuletyny URE – wirtualna platforma wiedzy

W 2019 r. na stronie internetowej zostały opublikowane cztery numery Biuletynu URE, który od 2011 r. ukazuje się wyłącznie w wersji elektronicznej.

Nr 1/2019

W pierwszym numerze został opublikowany raport o planach inwestycyjnych na lata 2018-2032 przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej. Dokument ten powstał na podstawie analizy ankiet wypełnionych przez 63 przedsiębiorstwa energetyczne oraz informacji o zapotrzebowaniu na moc od operatora systemu przesyłowego. Raport odnosi się m.in. do oceny długoterminowego bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w szczególności możliwości długoterminowego zrównoważenia produkcji energii z jej zapotrzebowaniem. W pierwszym numerze Biuletynu 2019 znalazły się również inne, ważne dla sektora informacje i komunikaty.

Nr 2/2019

Drugi numer Biuletynu zawierał *Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2018 r.*

Nr 3/2019

Trzeci numer Biuletynu zawierał Raport Prezesa URE dotyczący warunków podejmowania i wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej i paliw gazowych.

W tym wydaniu opublikowano również inne ważne dla sektora informacje, takie jak stopa wolna od ryzyka, średnie kwartalne ceny zakupu gazu ziemnego z zagranicy, informacja w sprawie systemu wsparcia w formie premii gwarantowanej dla wytwórców energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, zaktualizowane kwoty kosztów osieroconych.

Nr 4/2019

W ostatnim numerze Biuletynu w 2019 r. ukazał się artykuł na temat polubownego rozwiązywania sporów w sektorze energetycznym, zawierający m.in. informacje dotyczące przebiegu postępowań przed Koordynatorem ds. negocjacji przy Prezesie URE.

Kolejny artykuł dotyczył kar za przestępstwa korupcyjne. W numerze zostały zamiesz-

czone także informacje Prezesa URE w sprawie wykazu odbiorców przemysłowych, wysokości stawki opłaty OZE na rok kalendarzowy 2020 oraz w sprawie w sprawie ogłoszenia wyników aukcji OZE.

Raport „Energetyka cieplna w liczbach"

Roczny raport identyfikuje obszary wymagające poprawy efektywności funkcjonowania przedsiębiorstw ciepłowniczych. Celem analizy jest zebranie informacji o działalności przedsiębiorstw posiadających koncesje na działalność w zakresie zaopatrzenia odbiorców w ciepło. W badaniu przeprowadzonym w 2019 r. udział wzięło 420 przedsiębiorstw funkcjonujących na regulowanym rynku ciepła w 2018 r.

Raporty dla Komisji Europejskiej

Zgodnie z obowiązkiem określonym w prawie polskim i europejskim, Prezes URE corocznie przekazuje do Komisji Europejskiej Raport Krajowy, przedstawiający najważniejsze informacje dotyczące krajowego rynku energii elektrycznej i rynku gazu w poprzednim roku.

Foto: depositphotos

3.2.3. 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 oraz popularyzację wiedzy z tego obszaru. W 2019 r. do urzędu wpłynęło ponad 200 zaproszeń na różnego rodzaju wydarzenia branżowe, z czego 79 odbyło się z udziałem Prezesa URE lub jego przedstawicieli.

Spotkania dotyczyły m.in. bezpieczeństwa energetycznego, ograniczenia emisji CO_2, wspólnej polityki energetycznej UE oraz sytuacji na rynku energetycznym w Polsce.

Podczas wydarzeń z udziałem przedstawicieli URE poruszono m.in. następujące zagadnienia:

- perspektywy rozwoju polskiej energetyki, kierunki rozwoju projektów prosumenckich (np. XIX Ogólnopolski Kongres Energetyczno-Ciepłowniczy POWERPOL zorganizowany w dniach 15-16.01.2019 r. w Warszawie, 30 Konferencja Energetyczna Euro-POWER zorganizowana w dniach 6-7.11.2019 r. w Warszawie),
- likwidacja smogu i ograniczenia emisji CO_2 oraz wskazanie mechanizmów i działań wspierających rozwój polskiego ciepłownictwa energetyki (np. Konferencja „Czyste ciepło 2030. Strategia dla ciepłownictwa" zorganizowana 17.04.2019 r. w Warszawie),
- bezpieczeństwo energetyczne, energetyka rozproszona oraz trendy na światowym i europejskim rynku energii (np. 29 Konferencja Energetyczna EuroPOWER zorganizowana w dniach 24-25.04.2019 r. w Warszawie),
- rynek mocy, skutki ustawy o cenach energii, polityka klimatyczna (np. XI Europejski Kongres Gospodarczy zorganizowany w dniach 13-15.05.2019 r. w Katowicach),
- transformacja polskiej energetyki (np. XXIX Forum Ekonomiczne, zorganizowane w dniach 3-5.09.2019 r. w Krynicy),
- rynek gazu, cyberbezpieczeństwo, ramy prawne dla funkcjonowania wspólnot energetycznych (np. 18th Energy Investment and Regulation Conference zorganizowana w dniach 23-24.09.2019 r. w Rydze).

Promowanie działań na rzecz edukacji odbiorcy

W 2019 r., podobnie jak w latach ubiegłych, urząd przed rozpoczęciem sezonu urlopowego opublikował *Rady dla odbiorców energii i gazu wyjeżdzających na urlop*, gdzie przypomniał odbiorcom energii jak ustrzec się przed nieuczciwymi sprzedawcami energii elektrycznej, jak zabezpieczyć urządzenia na wypadek wyładowań atmosfe-

rycznych oraz jak zmniejszyć zużycie energii elektrycznej nie tylko w okresie wakacyjnym.

Ponadto odbiorcy energii w zakładce *Konsument* na stronie internetowej urzędu mogli zapoznać się z informacjami istotnymi dla gospodarstw domowych. „Poradnik Odbiorcy" zawiera informacje dotyczące działalności regulatora na rzecz odbiorców energii. W ramach poradnika dostępne są odpowiedzi na najczęściej zgłaszane problemy i pytania do urzędu przez odbiorców energii. W zakładce tej publikowane są także *Ostrzeżenia konsumenckie*, zawierające 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 tych odbiorców dotyczące przedmiotowych problemów.

Zakładka *Konsument* zawiera również bezpośrednie odesłanie do serwisu informacyjno-edukacyjnego *MaszWybor* dedykowanego zmianie sprzedawcy.

Patronaty Honorowe

Poparcie regulatora dla najważniejszych inicjatyw wpisujących się w politykę informacyjną znalazło wyraz m.in. w liczbie Patronatów Honorowych, których w 2019 r. przyznano ponad 30.

Podobnie jak w latach ubiegłych, główne obszary tematyczne tych wydarzeń dotyczyły zagadnień takich jak:

- bezpieczeństwo energetyczne,
- rozwój sektora energetycznego,
- polityka energetyczna Polski i Unii Europejskiej,
- efektywność energetyczna,
- 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 2019 r. znajduje się na stronie www.ure.gov.pl w zakładce Patronaty -> Przedsięwzięcia objęte patronatem.

3.2.4. Udostępnianie informacji publicznej

Ustawa o dostępie do informacji publicznej 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 2019 r. w urzędzie rozpatrzono 116 wniosków o udostępnienie informacji publicznej oraz 3 wnioski o ponowne wykorzystanie informacji sektora publicznego z zakresu aukcji OZE.

W kierowanych do urzędu wnioskach najczęściej pojawiały się zagadnienia dotyczące:

- 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 osobach zatrudnionych, planach finansowych URE,
- danych statystycznych dotyczących sektora (np. zestawienia podmiotów wedle wskazanego kryterium),
- zakresu kompetencji Prezesa URE i jego działań wobec przedsiębiorstw.

3.2.5. Rozpatrywanie skarg i wniosków

Szczególnym uprawnieniem wynikającym z Kpa, a przysługującym każdemu obywatelowi, organizacji społecznej, samorządowej, zawodowej, czy spółdzielczej jest prawo składania do organu administracji publicznej 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 2019 r. do Prezesa URE wpłynęło 25 skarg i 4 wnioski. 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 o obowiązujących przepisach prawa, kompetencjach Prezesa URE, przysługujących wnioskodawcom i skarżącym upraw-

nieniach oraz wskazywano instytucje upoważnione do rozwiązywania problemów stanowiących przedmiot wniesionej do URE sprawy.

3.2.6. Współpraca ze środkami masowego przekazu

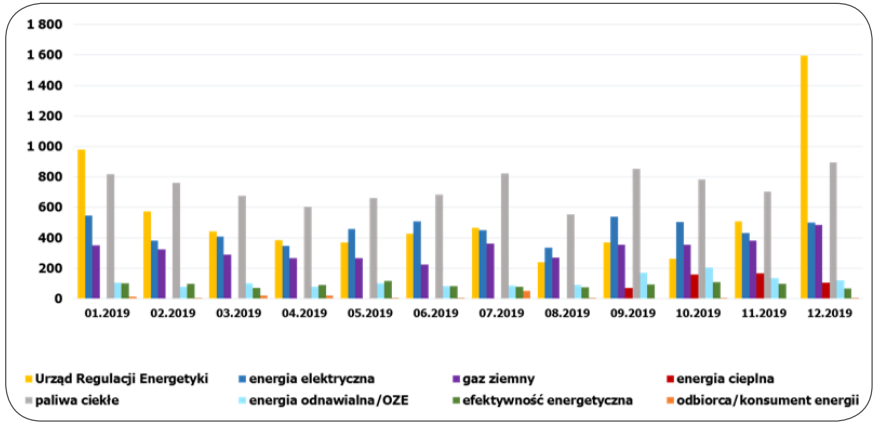
Zasadniczym celem współpracy URE ze środkami masowego przekazu jest dotarcie z informacją do szerokiej opinii publicznej, a tym samym lepsze zrozumienie reguł działania rynków energii przez wszystkich uczestników. Urząd aktywnie współpracował z mediami ogólnopolskimi, regionalnymi i lokalnymi oraz branżowymi – kluczowymi pośrednikami w przekazie informacji bezpośrednio do odbiorców energii.

Urząd wydał blisko 200 komunikatów prasowych[213)] i udzielił przedstawicielom mediów blisko 1 500 odpowiedzi na bieżące pytania dotyczące rynku elektroenergetycznego oraz działań podejmowanych przez regulatora. Na tej podstawie powstało szereg artykułów w mediach zarówno ogólnopolskich, regionalnych, jak i branżowych. Wiedzę na temat funkcjonowania rynku elektroenergetycznego przybliżały też wywiady kierownictwa urzędu udzielane mediom.

Tematy dotyczące rynków energii najczęściej poruszane w mediach w 2019 r.:

- „zamrożenie" cen energii elektrycznej dla odbiorców,
- problemy konsumentów (w tym rozliczenia za sprzedaż energii elektrycznej i gazu) po zaprzestaniu działalności przez sprzedawców,
- ceny energii elektrycznej,
- ustawa o rekompensatach dla odbiorców energochłonnych,
- podwyżki cen ciepła,
- systemy wsparcia odnawialnych źródeł energii (głównie aukcje OZE),
- potencjał krajowy OZE w liczbach, dane dotyczące mikroinstalacji,
- skargi na nieuczciwych sprzedawców energii.

Rysunek 72. Tematy poruszane w mediach w 2019 r.



Źródło: URE na podstawie danych IMM.

4. 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 wewnętrznym[214)], 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.

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 Przedsiębiorcy[215)]. Punkt dostępny jest pod

[213)] Wobec 150 w roku poprzednim.

[214)] Dz. U. UE L 376/36.

[215)] Dz. U. z 2018 r. poz. 647 z późn. zm.

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 2019 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.

Na portalu biznes.gov.pl, na podstronach redagowanych przez URE, opublikowane są obecnie 33 procedury realizowane przez urząd, w tym związane 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, przeładunku, przesyłania lub dystrybucji paliw ciekłych, sprawozdaniem o rodzajach oraz ilości wytworzonych, przywiezionych i wywiezionych paliw ciekłych.

5. Udział w „Programie otwierania danych publicznych" i publikacja zasobów informacyjnych URE

W 2019 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.[216)] 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 46 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.

[216)] RM-111-114-16.

Część XI. Działania Prezesa URE o charakterze międzynarodowym

Aktywność regulatora w obszarze współpracy międzynarodowej wynika przede wszystkim z realizacji obowiązków nałożonych na Prezesa URE przepisami prawa krajowego i unijnego. W 2019 r. kontynuowano projekty rozpoczęte w latach poprzednich (m.in. wdrażanie wytycznych i kodeksów sieci, rozwój połączeń transgranicznych), jak również realizowane były nowe zadania wynikające z implementacji pakietu Czysta Energia dla Wszystkich Europejczyków. Szczegółowe informacje na temat zaangażowania polskiego regulatora w te prace zostały przedstawione we wcześniejszych częściach Sprawozdania. Podobnie jak w latach poprzednich priorytetem była współpraca z Komisją Europejską oraz Agencją ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER). W dalszym ciągu rozwijana była także współpraca z innymi organami regulacyjnymi w ramach stowarzyszeń

Foto: fotolia

regulatorów CEER i ERRA, współpraca regionalna, jak również dwu- i wielostronna.

Współpraca z ACER i Komisją Europejską

W 2019 r. Prezes URE aktywnie uczestniczył w pracach ACER w ramach grup roboczych i zespołów zadaniowych Agencji, a także w regularnych spotkaniach Rady Regulatorów ACER. W dalszym ciągu rozwijana była także współpraca przy realizacji zadań wynikających z rozporządzenia REMIT, w tym poprzez Stały Komitet ds. Monitorowania Rynków oraz inne spotkania i warsztaty poświęcone monitorowaniu rynków energii w ramach REMIT.

Zgodnie z obowiązującymi przepisami prawa Prezes URE regularnie współpracuje z KE poprzez wypełnianie obowiązków sprawozdawczych określonych przepisami prawa krajowego, wymianę informacji oraz udział w badaniach prowadzonych na zlecenie Komisji. W 2019 r. przedstawiciele Prezesa URE uczestniczyli w pracach infrastrukturalnych grup regionalnych KE oraz spotkaniach poświęconych implementacji pakietu Czysta Energia dla Wszystkich Europejczyków. Prezes URE uczestniczył także w spotkaniach Europejskiego Forum Regulacji Energii Elektrycznej (Forum Florenckie), Europejskiego Forum Regulacji Gazu (Forum Madryckie) oraz Forum Infrastrukturalnym.

Współpraca w ramach CEER i ERRA

CEER jest niezależnym, dobrowolnym stowarzyszeniem zrzeszającym regulatorów energetyki z krajów UE. Główne zadania CEER to wspieranie rozwoju konkurencyjnego jednolitego rynku energii i gazu w Europie. Stowarzyszenie jest miejscem współpracy, dyskusji, pomocy i wymiany informacji między europejskimi regulatorami energii. Przedstawiciele Prezesa URE biorą udział w pracach CEER na wszystkich szczeblach stowarzyszenia, tj. w Zgromadzeniu Ogólnym, grupach roboczych i zespołach zadaniowych CEER. W 2019 r. przedstawiciele Prezesa URE wzięli również udział w corocznej konferencji CEER poświęconej konsumentom na rynkach energii w UE.

Celem ERRA jest kształtowanie stałej współpracy między regulatorami, wymiana informacji, zwiększenie dostępu do wiedzy na temat regulacji oraz promocja 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 2019 r. Prezes URE wziął udział w cyklicznej konferencji Inwestycyjno-Regulacyjnej ERRA, której celem jest stworzenie platformy dialogu pomiędzy regulatorami rynków energii a przedstawicielami świata biznesu na temat aktualnych spraw dotyczących rozwoju branży energetycznej. W trakcie konferencji Prezes URE wziął udział w dyskusji na temat zmian zachodzących na rynkach energii i transformacji sektora energetycznego. W 2019 r. przedstawiciele regulatora uczestniczyli w spotkaniach komitetów ERRA ds. Konkurencji oraz Taryf/Cen, a także w spotkaniu Zgromadzenia Ogólnego ERRA i warsztatach ERRA-NARUC poświęconych rozwojowi rynku gazu. Ze względu na konieczność alokowania zasobów do innych zadań w zakresie współpracy międzynarodowej, współpraca polskiego regulatora z ERRA opiera się jednak w głównej mierze na wymianie informacji i doświadczeń regulacyjnych z państwami spoza UE.

Współpraca dwustronna i wielostronna

W 2019 r. Prezes URE kontynuował również współpracę z regulatorami państw bałtyckich. W ramach spotkań Bałtyckiego Forum Gazu i Bałtyckiego Forum Energii Elektrycznej, które odbywają się dwa razy w roku, regulatorzy z Litwy, Łotwy, Estonii oraz Szwecji, Finlandii i Polski wymieniają się informacjami na temat bieżących inicjatyw i problemów dotyczących rozwoju i integracji rynków państw bałtyckich.

Foto: depositphotos

W maju 2019 r. regulatorzy z Litwy, Łotwy, Estonii i Polski podpisali *Memorandum of Understanding* dotyczące synchronizacji systemu energetycznego państw bałtyckich i systemu Europy Kontynentalnej. Celem dokumentu jest wzmocnienie współpracy i koordynacji prac regulatorów w procesie realizacji tego projektu.

W październiku 2019 r. w Wilnie odbyło się spotkanie Prezesa URE z przewodniczącą litewskiego organu regulacyjnego. Celem spotkania było omówienie działań w zakresie integracji rynków gazu Państw Bałtyckich oraz wymiana doświadczeń w dziedzinie monitoringu i kontroli rynku paliw ciekłych.

Podobnie jak w latach poprzednich, w 2019 r. Prezes URE był gospodarzem spotkań z innymi regulatorami, przedstawicielami innych zagranicznych instytucji i organizacji, a także z przedsiębiorcami zainteresowanymi udziałem w polskim rynku energii. W 2019 r. w siedzibie URE odbyły się spotkania grup roboczych ACER i CEER ds. gazu oraz spotkanie regionu Hansa. W grudniu 2019 r. Prezes URE gościł Przewodniczącego amerykańskiej Federalnej Komisji ds. Regulacji Energetyki (FERC). Spotkanie było okazją do wymiany doświadczeń m.in. w zakresie wykrywania i zapobiegania manipulacjom na rynku energii, cyberbezpieczeństwa oraz rozwoju sektora LNG w USA i Europie.

Część XII. URE w liczbach – działalność regulacyjna OT URE

Tabela 99. Działalność OT w zakresie koncesjonowania

			Wnioski w sprawach koncesyjnych ogółem rozpatrywane w 2019 r.	Decyzje w sprawach koncesyjnych									Zawiadomienia kończące postępowania w sprawach koncesyjnych*	w tym zwrot wniosku
				ogółem	z tego:									
					udzielenie	zmiana	cofnięcie	uchylenie	wygaśnięcie	odmowa udzielenia	odmowa zmiany lub cofnięcia	umorzenie postępowania		
Koncesje	energia elektr.	wytwarzanie	701	458	256	163	22	0	3	1	0	13	32	
		przesyłanie/dystrybucja	55	41	11	25	3	0	0	0	0	2	6	1
		obrót	35	23	6	15	2	0	0	0	0	0	5	
	gaz	wytwarzanie	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		przesyłanie/dystrybucja	11	4	0	3	1	0	0	0	0	0	0	0
		obrót	10	7	0	7	0	0	0	0	0	0	1	
	ciepło	wytwarzanie	196	144	5	123	6	0	3	1	0	6	3	
		przesyłanie/dystrybucja	96	73	8	50	6	0	2	1	0	6	0	1
		obrót	18	16	4	9	2	0	0	0	0	1	27	
	paliwa ciekłe	magazynowanie/przeładunek	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	14
		obrót	3 130	2 478	303	1 575	272	3	57	16	37	215	234	
	Razem		**4 253**	**3 245**	**594**	**1 970**	**314**	**3**	**65**	**19**	**37**	**243**	**308**	**16**
Promesy	energia elektr.	wytwarzanie	422	308	228	41	2	0	0	3	0	34	47	
		przesyłanie/dystrybucja	5	3	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		obrót	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	gaz	wytwarzanie	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		przesyłanie/dystrybucja	2	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		obrót	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	ciepło	wytwarzanie	10	8	5	2	0	0	0	0	0	1	1	
		przesyłanie/dystrybucja	3	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		obrót	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	paliwa ciekłe	magazynowanie/przeładunek	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		obrót	7	4	4	0	0	0	0	0	0	0	2	
	Razem		**449**	**325**	**242**	**43**	**2**	**0**	**0**	**3**	**0**	**35**	**50**	**0**

* Inne niż decyzje kończące postępowania np.: zawiadomienia o pozostawieniu wniosku bez rozpoznania, postanowienia o zwrocie podania, itp.

W 2019 r. oddziały terenowe odnotowały dalszy, podobnie jak w 2018 r., spadek rozpoznawanych wniosków o koncesje. Wskazać należy, że wysoka liczba spraw do rozpoznania w latach 2017-2018 wynikała z obowiązku dostosowania koncesji na obrót paliwami ciekłymi do nowej definicji tych paliw, wprowadzonej ustawą z 22 lipca 2016 r., co spowodowało lawinowy przyrost liczby spraw dotyczących zmian koncesji, w szczególności w 2017 r.

Tabela 100. Działalność OT na rynku energii elektrycznej, gazu i ciepła – udzielenie koncesji

Wnioski o udzielenie koncesji rozpatrywane w 2019 r.	Decyzje o udzieleniu koncesji na działalność ciepłowniczą, zaopatrzenie w energię elektryczną i gaz				Decyzje w sprawie	
	ogółem	z tego:			zatwierdzenia taryfy* dla energii elektrycznej**, gazu i ciepła	zmian dotychczas stosowanych taryf na energię elektryczną, gaz i ciepło*
		na wytwarzanie	na przesyłanie i/lub dystrybucję	na obrót		
energia elektryczna	273	256	11	6	115	139
gaz	0	0	0	0	21	7
ciepło	17	5	8	4	317	115

* Wszystkie decyzje w sprawie zatwierdzenia bądź zmiany taryfy (zatwierdzenie, odmowa, umorzenie).
** Obejmuje 1 decyzję zwalniającą z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryfy w zakresie obrotu energią elektryczną dla grup innych niż G.

Tabela 101. Działalność OT na rynku MIOZE w zakresie rejestru wytwórców

Wnioski w sprawach Rejestru MIOZE rozpatrywane w 2019 r.	Rozstrzygnięcia w sprawach Rejestru MIOZE							Zawiadomienia kończące postępowania*
	ogółem	z tego:						
		wpis	zmiana	odmowa wpisu	odmowa zmiany	wykreślenie	umorzenie postępowania	
209	200	106	57	0	1	34	2	6

* Inne niż decyzje kończące postępowania np.: zawiadomienia o pozostawieniu wniosku bez rozpoznania, postanowienia o zwrocie podania, itp.

Tabela 102. Działalność OT na rynku MIOZE w zakresie sprawozdawczości wytwórców

Postępowania dotyczące niespełnienia obowiązków sprawozdawczych przez wytwórców wpisanych do Rejestru MIOZE						
Rodzaj sprawozdania	liczba złożonych sprawozdań/informacji	w tym:				
		prowadzone w 2019 r.	umorzone	odstąpienia od wymierzenia kary	nałożenie kary	
					liczba	łączna wysokość [zł]
z art. 9 ust. 1 pkt 7 uOZE	2 448	175	13	38	91	92 000
z art. 9 ust. 1 pkt 8 uOZE	17	0	0	0	0	0

Tabela 103. Działalność OT na rynku paliw ciekłych w zakresie Rejestru podmiotów przywożących

Wnioski w sprawach Rejestru podmiotów przywożących rozpatrywane w 2019 r.	Decyzje w sprawach Rejestru podmiotów przywożących							Zawiadomienia kończące postępowanie*
	ogółem	z tego:						ogółem
		wpis	zmiana	odmowa wpisu	odmowa zmiany	wykreślenie	umorzenie postępowania	
201	191	71	42	3	10	62	3	19

* Inne niż decyzje kończące postępowania np.: zawiadomienia o pozostawieniu wniosku bez rozpoznania, postanowienia o zwrocie podania, itp.

Tabela 104. Działalność OT w zakresie taryfowania przedsiębiorstw

Wnioski w sprawach taryf ogółem rozpatrywane w 2019 r.		Decyzje w sprawach taryf							
		ogółem	z tego:						
			zatwierdzenie	zmiana taryfy	zmiana okresu obowiązywania	uchylenie	odmowa zatwierdzenia	odmowa zmiany	umorzenie postępowania
energia elektr.	302	253	108	116	20	0	1	1	7
gaz	39	28	21	5	2	0	0	0	0
ciepło	515	432	308	83	11	0	4	7	19
RAZEM	856	713	437	204	33	0	5	8	26

Tabela 105. 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]			[%]	
10 434 028	10 182 313	251 715	8,17	5,56

Tabela 106. 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]			[%]	
264 437	257 796	6 641	5,83	3,17

Tabela 107. 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]			[%]	
27 059	25 934	1 125	0,00	-4,16

Tabela 108. Skargi w OT

Postępowania prowadzone w sprawie skarg				
ogółem	z tego dotyczące:			
	energii elektrycznej*	gazu	ciepła	paliw ciekłych
1 715	1 409	226	76	4

* Wraz z OZE.

Do oddziałów terenowych w 2019 r. wpłynęła mniejsza, aniżeli w 2018 r. liczba skarg na przedsiębiorstwa. Nie zmienił się przekrój zgłaszanych problemów. Nadal najwięcej zastrzeżeń związanych jest z zaopatrzeniem odbiorców w energię elektryczną – 82% ogólnej liczby, na drugim miejscu plasują się skargi w zakresie gazu – 13%, natomiast najmniej wątpliwości jest u odbiorców w związku z zaopatrzeniem w ciepło – 4%. Jedynie 4 skargi odnosiły się do paliw ciekłych, co może być wynikiem istnienia w Polsce większej liczby organów, do których takie skargi mogą być kierowane.

Tabela 109. Postępowania w sprawie wymierzenia kary w OT

Rodzaj naruszenia	Liczba postępowań w 2019 r.			Łączna wysokość nałożonych kar [zł]
	zakończonych nałożeniem kary	umorzonych	zakończonych odstąpieniem od kary	
stosowanie cen i taryf bez przedstawienia ich Prezesowi URE do zatwierdzenia (art. 56 ust. 1 pkt 5 ustawy – Prawo energetyczne)	1	0	1	1 000
odmowa udzielenia informacji, o których mowa w art. 28 ustawy – Prawo energetyczne (art. 56 ust. 1 pkt 7 ustawy)	3	0	1	46 400
nieprzestrzeganie obowiązków wynikających z koncesji (art. 56 ust. 1 pkt 12 ustawy)	244	52	15	5 685 366
wstrzymywanie lub ograniczenie z nieuzasadnionych powodów dostarczania paliw i energii do odbiorców (art. 56 ust. 1 pkt 14 ustawy)	6	0	0	30 500
niewydanie w terminie warunków przyłączenia (art. 56 ust. 1 pkt 18 ustawy)	4	1	2	13 416 000
sprzedaż paliw ciekłych z naruszeniem wymogów, o których mowa w art. 43a ust. 1 i 4 (art. 56 ust. 1 pkt 45 ustawy)	4	0	0	300 000
niezrealizowanie obowiązku, o którym mowa w art. 37 ust. 2c i 2d (art. 56 ust. 1 pkt 49 ustawy)	26	3	14	330 000
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 ustawy)	553	135	10	5 977 833
świadome lub wynikające z niedbalstwa wprowadzanie w błąd Prezesa URE w zakresie przedstawianych na jego żądanie informacji, o których mowa w art. 28 ustawy – Prawo energetyczne (art. 56 ust. 1 pkt 7a ustawy)	1	0	0	5 000
nieprzekazanie w wymaganym terminie informacji lub przekazanie nieprawdziwych informacji o rodzajach i lokalizacji infrastruktury paliw ciekłych wykorzystywanej do prowadzonej działalności (art. 56 ust. 1 pkt 48 ustawy)	14	0	1	220 000
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	91	13	38	92 000
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	2	1	0	2 000
RAZEM	**949**	**205**	**82**	**26 106 099**

W oddziałach terenowych w 2019 r. prowadzono łącznie 1 557 postępowań o nałożenie kar pieniężnych (1 754 w 2018 r.). W stosunku do 2018 r. nastąpił wzrost o ponad 4% liczby postępowań zakończonych nałożeniem na przedsiębiorstwa energetyczne kar pieniężnych (910 w 2018 r.), przy jednoczesnym wzroście ogólnej wysokości wymierzonych kar o 68% (15 535 024 zł w 2018 r.).

Tabela 110. Realizacja kompetencji Prezesa URE w zakresie rozstrzygania przez OT spraw spornych na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne

Wnioski o wydanie decyzji w sprawie spornej dot.:		Decyzje										Odmowa wszczęcia postępowania, zwrot wniosku, pozostawienie wniosku bez rozpoznania	Wnioski o wydanie postanowienia o podjęciu lub kontynuowaniu dostaw	Postanowienia o podjęciu lub kontynuowaniu dostaw
		ogółem	z tego:						w tym:					
			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 odłączenie od sieci mikroinstalacji	stwierdzające nieuzasadnione wstrzymanie dostaw/ nieuzasadnioną odmowę zawarcia umowy	umorzenie postępowania				
energii el.	179	63	43	2	14	1	2	1	12	21	47	41	10	
gazu	88	44	2	0	37	5	0	0	1	19	18	3	0	
ciepła	15	8	2	0	2	0	4	0	0	1	2	0	2	
RAZEM	**282**	**115**	**47**	**2**	**53**	**6**	**6**	**1**	**13**	**41**	**67**	**44**	**12**	

Tabela 111. 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	dotrzymywania parametrów jakościowych paliw gazowych i energii elektrycznej	realizacji obowiązku świadczenia usług dystrybucji paliw gazowych, energii elektrycznej oraz ciepła	kwalifikacji osób zatrudnionych przy eksploatacji sieci i urządzeń
2 448	682	431	84	47	759

* Dotyczy wszelkich postępowań, w których OT dokonał czynności o charakterze monitoringu lub czynności kontrolnych.
** Wewnętrzna procedura kontroli wskazuje, że tylko kontrola, o której mowa w ustawie o swobodzie działalności gospodarczej może być traktowana jako postępowanie kontrolne.

Tabela 112. Pozostała działalność OT

	Sprawy nie wymienione w poprzednich tabelach wymagające od Prezesa URE podjęcia stosownych działań				
	ogółem	z tego dotyczące:			
		energii elektrycznej	gazu	ciepła	paliw ciekłych
rozpoznawane sprawy z różnych kategorii	3 794	1 380	140	552	1 722
postanowienia nie ujęte wyżej*	296	102	10	29	155

* Dotyczące np.: sprostowania oczywistych omyłek pisarskich, przywrócenia/odmowy przywrócenia terminu, uzupełnienia/odmowy uzupełnienia decyzji, o zabezpieczeniu majątkowym, inne.

Część XIII. Uwagi końcowe – zagadnienia wymagające rozwiązań

Konieczność prowadzenia działań ukierunkowanych na ochronę odbiorców z uwagi na liczbę skarg dotyczących działań przedsiębiorstw energetycznych

Niezbędne jest stworzenie skutecznych mechanizmów ochrony konsumenta (odbiorcy) na rynku. Dotyczy to zarówno odbiorców w gospodarstwach domowych, jak i instytucjonalnych. Z uwagi na strategiczne znaczenie energii elektrycznej – nie można pozostawić regulacji tej dziedziny jedynie zasadzie swobody umów. Możliwość powstrzymania się od spełnienia świadczenia przez sprzedawcę energii powinna zostać obarczona określonymi zastrzeżeniami prawnymi. Z uwagi na wielość podmiotów operujących na rynku obrotu energią elektryczną nie można się spodziewać, że wszystkie one dadzą gwarancję najwyższej jakości świadczonych usług (zwłaszcza, że tak jak inne podmioty gospodarcze ukierunkowane są one przede wszystkim na osiągnięcie zysku). Groźba wstrzymania dostaw nie może być zatem na tym rynku środkiem do uzyskania nieuzasadnionych (nieuprawnionych) zysków i formą nacisku w relacjach gospodarczych na spełnienie przez kontrahenta określonych świadczeń.

Z analizy skarg odbiorców energii elektrycznej wynika, że w znacznej części przypadków umowy sprzedaży energii elektrycznej zawierane są przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się obrotem energią elektryczną z odbiorcami na czas określony. Takie rozwiązanie pozwala tym przedsiębiorstwom na zastosowanie uregulowań prawnych określonych w art. 4j ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne poprzez ustalanie oraz pobieranie opłat sankcyjnych za rozwiązanie przez odbiorcę umowy sprzedaży energii elektrycznej przed terminem, na który została ona zawarta. Obserwacja rynku nasuwa przypuszczenie, że kary umowne za wcześniejsze rozwiązanie umowy są dla wielu sprzedawców energii elektrycznej celem samym w sobie, co destrukcyjnie wpływa na rynek obrotu energią elektryczną, osłabia zaufanie do sprzedawców energii elektrycznej oraz instytucji zmiany sprzedawcy. Regulator postuluje zatem zmianę przepisów prawa – modyfikację przepisów art. 4j ust. 3 i 3a ustawy – Prawo energetyczne poprzez wyeliminowanie możliwości pobierania opłat za wcześniejsze rozwiązanie umowy lub stworzenie mechanizmów prawnych blokujących uczynienie z tej możliwości środka do uzyskiwania nieuprawnionych korzyści (zapisy określające sposób wyliczania tej kary). Zróżnicowany sposób naliczania tych kar jest też przejawem nierównoprawnego traktowania odbiorców.

Postulowane zmiany legislacyjne dotyczące 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, przedkładają Prezesowi URE przedsiębiorstwa wytwarzające energię elektryczną w źródłach o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 50 MW.

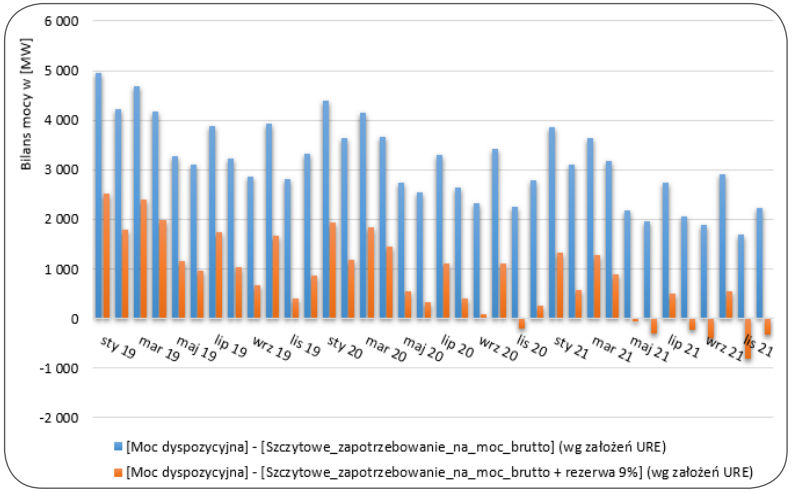
Wskazać należy, że informacje o ww. prognozach przedsiębiorstwa równolegle przekazują do operatorów systemów elektroenergetycznych, do których sieci są przyłączone (art. 16 ust. 21).

Informacje o zamierzeniach inwestycyjnych składa Prezesowi URE ok. 60 wytwórców energii elektrycznej, co stanowi niewiele ponad 5% koncesjonowanych przedsiębiorstw energetycznych w obszarze wytwarzania energii elektrycznej[217)].

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 roz-

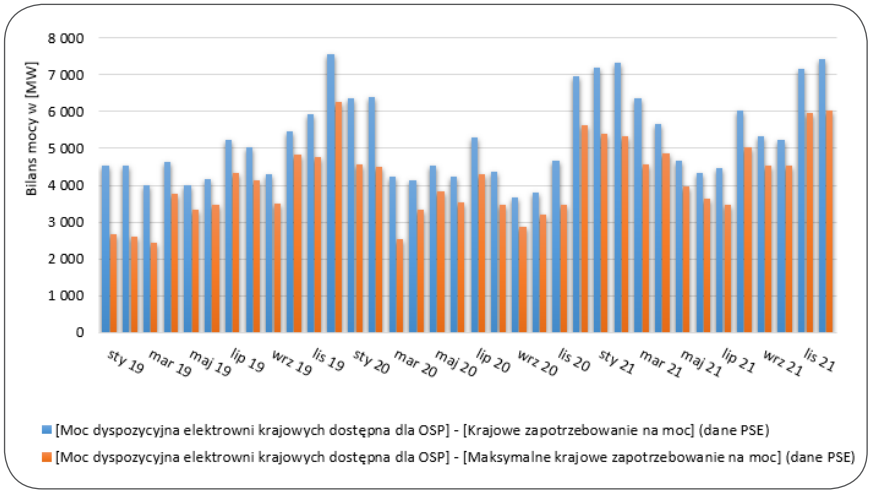
[217)] Biorąc pod uwagę, że niektóre przedsiębiorstwa energetyczne nie mają obowiązku uzyskania koncesji (na podstawie art. 32 ust. 1 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne), liczba wytwórców energii elektrycznej jest znacznie większa niż liczba przedsiębiorstw znajdujących się w bazie koncesji URE.

Rysunek 73. 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 74. 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.

bieżności 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 energetyczne w porównaniu z analizą PSE S.A., która opiera się na pełnych danych. Obrazują to dane przedstawione rys. 73 i 74.

Dodatkowo należy podkreślić, że na potrzeby certyfikacji ogólnej do rynku mocy PSE S.A. zbiera informacje o wszystkich jednostkach wytwórczych powyżej 2 MW. Informacje te zawierają takie dane jak: moc osiągalna netto, zakładany wolumen produkcji energii elektrycznej netto oraz przewidywany łączny czas niedyspozycyjności planowej. Dane te zbierane są dla każdego miesiąca w horyzoncie pięcioletnim i są aktualizowane rok do roku w ramach corocznego obowiązku certyfikacji ogólnej.

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 obliga 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 obecnym brzmieniem przepisu art. 49a ustawy – Prawo energetyczne, obowiązek publicznej sprzedaży energii dotyczy prawie 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 2019 r., w bazie koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej wydanych przez Prezesa URE było 1 350[218)] 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 obliga 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 2019 r., ww. wytwórcy dysponowali mocą zainstalowaną ponad 39 tys. MW, co stanowiło ponad 84% całkowitej mocy zainstalowanej w KSE.

Ponadto, z uwagi na fakt, że w obecnej ustawie – Prawo energetyczne brakuje przepisów sankcyjnych za niezłożenie sprawozdań z realizacji obliga giełdowego, Prezes URE postuluje wprowadzenie przy najbliższej nowelizacji ustawy w art. 56 ust. 1 przepisu regulującego tę kwestię, np. poprzez dodanie pkt 32a o treści: *„nie przekazuje 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 sprzedawali 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 2019 r., w bazie koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej wydanych przez Prezesa URE było 1 350[219)] przedsiębiorstw

[218)] Baza koncesji URE, raport na 31 grudnia 2019 r. dotyczący 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.

[219)] Baza koncesji URE, raport na 31 grudnia 2019 r. dotyczący 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.

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 powinien 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”*.

Rozporządzenie REMIT a przepisy prawa krajowego

W nawiązaniu do postulatów zmian przepisów prawa krajowego w obszarze rozporządzenia REMIT wskazanych w Sprawozdaniach z działalności Prezesa URE w 2017 r. oraz z 2018 r. (cz. XI Uwagi końcowe) i pomimo rozpoczęcia w październiku 2018 r. prac legislacyjnych w przedmiotowym zakresie (obecnie projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw z 30 stycznia 2020 r.), 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. 3 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 transakcje, 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 zawierać 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 pośredniczeniem 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.

Osobami zawodowo organizującymi transakcje mogą być:

- zorganizowane miejsca obrotu np.: giełda energii elektrycznej i gazu,
- brokerzy i platformy brokerskie,
- platformy handlu przepustowościami transgranicznymi,
- platformy alokacji wtórnej przepustowości,
- Operatorzy Systemów Przesyłowych (albo osoby działające w ich imieniu) organizujące handel gazem, bilansowanie systemów energetycznych i handel przepustowościami,
- inni pośrednicy (tzw. sleeves) przeprowadzający transakcje oferowania usług sprzedaży lub zakupu produktów energetycznych w imieniu innych uczestników rynku, którzy nie mają umowy na handel ze sobą.

Art. 18 rozporządzenia REMIT zawiera delegację dla państw członkowskich w zakresie przyjęcia przepisów dotyczących sankcji stosowanych w przypadku naruszenia tego rozporządzenia oraz podjęcia wszelkich środków niezbędnych do zapewnienia ich wdrożenia.

O ile za niewywiązywanie się ww. osób z obowiązku przekazywania Prezesowi URE informacji o każdym uzasadnionym podejrzeniu manipulacji na rynku lub próbie manipulacji na rynku lub informacji o każdym uzasadnionym podejrzeniu niewłaściwego wykorzystywania informacji wewnętrznej, w ustawie – Prawo energetyczne zostały przewidziane sankcje karne (art. 57f ustawy – Prawo energetyczne), o tyle brak realizacji przez osoby zawodowo organizujące transakcje obowiązku stworzenia i utrzymywania skutecznych mechanizmów i procedur mających na celu identyfikację przypadków naruszenia art. 3 (zakaz wykorzystywania informacji wewnętrznych) lub art. 5 (zakaz manipulacji na rynku) rozporządzenia REMIT nie jest objęty przepisami sankcyjnymi.

W związku z powyższym, w celu zapewnienia skutecznego nadzoru nad realizacją obowiązków przez osoby zajmujące się zawodowo pośredniczeniem 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 rozporządze-

nia 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.

Odnawialne źródła energii

Jak wynika z danych posiadanych przez URE, w szczególności z danych pozyskanych ze sprawozdań składanych przez operatorów systemów dystrybucyjnych, rok 2019 cechował się dynamicznym przyrostem liczby mikroinstalacji w tym w szczególności mikroinstalacji prosumenckich. Zakładając dalszy rozwojowy trend tego segmentu elektroenergetyki, co wiąże się z przyrostem łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej tego rodzaju instalacji, należy mieć na uwadze konieczność zapewnienia możliwości odbioru wytworzonej energii przez operatorów systemów dystrybucyjnych. Wiąże się to z wprowadzeniem rozwiązań mogących usprawnić niezbędną rozbudowę sieci elektroenergetycznych z jednoczesnym uwzględnieniem zasad finansowania tego procesu.

Pomimo dokonanych na przestrzeni ostatnich kilku lat dynamicznych zmian w zakresie funkcjonowania systemów wsparcia wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, co w szczególności przejawiło się we wprowadzeniu aukcyjnego systemu wsparcia oraz systemów FIT/FIP, należy mieć na uwadze konieczność zapewnienia dalszego rozwoju segmentu wytwarzania energii elektrycznej z OZE. Wobec obecnie obowiązującego horyzontu czasowego funkcjonowania systemów wsparcia wytwarzania tego rodzaju energii, istotne staje się podjęcie działań mających na celu maksymalnie możliwe, w szczególności w świetle regulacji wspólnotowych, przedłużenie możliwości ich wykorzystania. Dotyczy to zarówno umożliwienia dalszego objęcia wsparciem nowych mocy wytwórczych, jak i wydłużenia okresu wsparcia dla jednostek wytwórczych już tym wsparciem objętych, jak na przykład instalacji wytwórczych wykorzystujących biomasę do wytwarzania energii elektrycznej – co wydaje się szczególnie istotne wobec przewidywanego wprowadzenia systemu certyfikacji biomasy. Kolejnymi rozwiązaniami, które powinny być sukcesywnie wdrażane w najbliższej przyszłości, jest wprowadzenie wsparcia dla morskiej energetyki wiatrowej, rozważenie zaprojektowania minimalnych kryteriów społecznych wobec wytwórców biorących udział w aukcji, umożliwiających realne wsparcie społeczności lokalnych, czy też wprowadzenie mniej rygorystycznych regulacji w zakresie reglamentowania działalności gospodarczej wytwórców energii elektrycznej z OZE. Część z zasygnalizowanych wyżej rozwiązań stanowić będzie konsekwencję szeroko rozumianej implementacji regulacji zawartych w dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (dyrektywa RED II)[220].

Planowanie rozwoju i usługi elastyczności

Planowanie rozwoju sieci i realizacja inwestycji przez operatorów systemów to kluczowe obszary działań w dobie transformacji krajowego sektora energetycznego w kierunku gospodarki niskoemisyjnej i realizacji ambitnych celów polityki klimatyczno-energetycznej. Sytuacja ta może wymagać wdrożenia nowych, bardziej efektywnych narzędzi regulacyjnych, zapewniających większą stabilizację i przewidywalność funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych, jak również wpieranie inwestycji wpisujących się w strategiczne cele Państwa. Do narzędzi tych można zaliczyć:

- mechanizm konta regulacyjnego, mający na celu rozliczanie nieuzyskanego lub uzyskanego w nadmiarze przychodu regulowanego w kolejnych okresach regulacji,
- porozumienie regulacyjne zawierane pomiędzy Prezesem URE i przedsiębiorstwem energetycznym w zakresie realizacji kluczowych inwestycji wpisujących się w strategiczne cele polityki klimatyczno-energetycznej, w szczególności dotyczące sposobu wynagradzania zaangażowanego kapitału,
- opracowywanie i uzgadnianie planów rozwoju uwzględniające definiowanie projektów inwe-

[220] Dz. U. UE L 328/82.

stycyjnych ze wskazaniem jakie cele realizują te inwestycje, w tym w jaki sposób wpisują się one w strategiczne cele polityki klimatyczno-energetycznej, opomiarowanie tych inwestycji, monitorowanie ich realizacji oraz końcowe rozliczenie.

W kontekście wdrażania regulacji unijnych wynikających z pakietu „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków" istotne jest zwrócenie uwagi na dynamiczny rozwój energetyki lokalnej, rozproszonej. Coraz znaczącą rolę w rozwoju tej energetyki odgrywają prosumenci. Tym samym w sieciach lokalnych pojawia się znaczący potencjał świadczenia usług systemowych, które mogą być wykorzystane zarówno do bilansowania systemu elektroenergetycznego, jak również do rozwiązywania technicznych problemów w sieciach elektroenergetycznych, w tym w sieciach lokalnych. Usługi te można zakwalifikować jako usługi elastyczności. W konsekwencji istotne jest opracowanie i wdrożenie rozwiązań technicznych (często informatycznych) oraz proceduralnych umożliwiających korzystanie z tych usług przez operatorów systemu. Dotyczy to także możliwości pozyskiwania tych usług przez operatorów systemów dystrybucyjnych.

Zaproponowanie zmian przepisów prawa powinno być poprzedzone opracowaniem założeń koncepcyjnych, przy czym zadanie to powinno być realizowane we współpracy z przedsiębiorstwami energetycznymi. Bowiem zaproponowane rozwiązania prawne powinny być spójne i kompleksowe, tworząc ramy do efektywnej regulacji zapewniającej realizację strategicznych celów Państwa i wdrażanie ambitnych celów polityki klimatyczno-energetycznej.

Inne postulowane zmiany legislacyjne

Z perspektywy końca 2019 r., Prezes URE dostrzega potrzebę wprowadzenia następujących regulacji prawnych:

a) zmiana ustawy o zapasach
   - koniecznym jest zapewnienie spójności zapisów ww. ustawy z regulacjami zawartymi w ustawie – Prawo energetyczne oraz większa precyzyjność części przepisów. Obecne brzmienie ww. ustawy pozostaje bowiem zbyt nieprecyzyjne, co powoduje, że wiele jej zapisów może rodzić wątpliwości interpretacyjne po stronie uczestników rynku;
   - sugeruje się zmianę trybu utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego poprzez wprowadzenie zapasów agencyjnych,

b) zmiana art. 35 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne – uzupełnienie katalogu dokumentów załączanych do wniosku o udzielenie koncesji o biznesplan dla działalności, na którą ma być udzielona koncesja

Postulowana zmiana pozwoli Prezesowi URE na skuteczniejszą ocenę spełniania przez przedsiębiorców ubiegających się o uzyskanie koncesji warunku określonego w art. 33 ust. 1 pkt 2 ww. ustawy tj. dysponowania środkami finansowymi w wielkości gwarantującej prawidłowe wykonywanie działalności bądź udokumentowania możliwości ich pozyskania,

c) doprecyzowanie treści art. 37 ust. 2c ustawy – Prawo energetyczne poprzez jednoznaczne wskazanie, jaki dzień jest przyjmowany za dzień zaistnienia zmian, o których mowa w tym przepisie

W ocenie Prezesa URE w powyższym przepisie konieczne jest doprecyzowanie, że w przypadku podmiotów zarejestrowanych w Krajowym Rejestrze Sądowym za dzień zaistnienia zmian uznaje się dzień ogłoszenia wpisu o tych zmianach do Krajowego Rejestru Sądowego w Monitorze Sądowym i Gospodarczym. Powyższe pozwoli wyeliminować pojawiające się po stronie przedsiębiorstw energetycznych wątpliwości interpretacyjne, który dzień powinny one traktować, jako dzień zaistnienia zmian danych, o których mowa w art. 37 ust. 1 pkt 1 i 7 tej ustawy, w kontekście deklaratoryjnego lub konstytutywnego charakteru wpisów do Krajowego Rejestru Sądowego,

d) zmiana art. 38 ustawy – Prawo energetyczne – uregulowanie zasad 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. W szczególności istotne jest wprowadzenie minimalnego progu takiego zabezpieczenia oraz określenie przesłanek, które umożliwią Prezesowi URE zwolnienie koncesjonariusza z utrzymywania tego zabezpieczenia. Celem nowym rozwiązań 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. Wskazać bowiem należy, że ograniczenie formy składanego zabezpieczenia majątkowego wyłącznie do gwarancji bankowej lub ubezpieczeniowej pozwoli za zwiększenie bezpieczeństwa osób trzecich, które mogą wystąpić do przedsiębiorstw energetycznych z ewentualnymi roszczeniami,

e) wygaśnięcie z mocy prawa koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą w przypadku niepodjęcia albo zaprzestania działalności

Zasadnym jest wprowadzenie przepisów, które przewidywałyby wygaśnięcie udzielonej koncesji OGZ z mocy prawa, w razie niepodjęcia przez koncesjonariusza działalności objętej tą koncesją w określonym czasie, np. w terminie roku od dnia udzielenia koncesji OGZ, albo braku przywozu lub wywozu gazu ziemnego (odpowiednio do zakresu udzielonej koncesji) przez kolejne 12 miesięcy. Regulacja tego typu zawarta jest w art. 42a ustawy – Prawo energetyczne w odniesieniu do paliw ciekłych. Istnienie takiej regulacji wymuszałoby na przedsiębiorcach posiadających koncesję OGZ realne wykonywanie działalności koncesjonowanej oraz faktyczną realizację obowiązku zapasowego i jednoczesną automatyczną eliminację tzw. „martwych koncesji",

f) wprowadzenie kont rozliczeniowych dla operatorów gazowych systemów dystrybucyjnych, systemów magazynowania oraz systemów regazyfikacji skroplonego gazu – na zasadach analogicznych, jak określone dla operatora systemu przesyłowego gazowego w rozporządzeniu NC TAR

W przypadku przedsiębiorstw infrastrukturalnych, ze względu na – w szczególności – dużą wartość majątku i związanych z tym majątkiem inwestycji, wprowadzenie konta regulacyjnego, służącego do rozliczenia ewentualnych różnic pomiędzy wartością przychodów kalkulacyjnych i rzeczywiście osiągniętych, jest rozwiązaniem służącym wzmocnieniu stabilności finansowej operatorów systemów.

Na koncie regulacyjnym będą ewidencjonowane różnice pomiędzy przychodem kalkulacyjnym ustalonym w postępowaniu w sprawie zatwierdzenia taryfy oraz przychodem faktycznie uzyskanym przez gazowe przedsiębiorstwa infrastrukturalne. Konto regulacyjne będzie wyrównywane przy kalkulacji kolejnej taryfy (lub taryf – w przypadku znaczących różnic przychodów). Konto regulacyjne może obejmować również ewidencję istotnych składników kosztów. Modelowo bowiem, przychody infrastrukturalnego przedsiębiorstwa energetycznego uzyskiwane z opłat taryfowych powinny zapewnić mu pokrycie uzasadnionych kosztów prowadzenia działalności wraz z wynagrodzeniem zaangażowanego kapitału.

Z punktu widzenia operatorów konto regulacyjne zapewni stabilność funkcjonowania dzięki gwarancji uzyskania przychodów, w tym wynagrodzenia zaangażowanego kapitału oraz ograniczy ryzyka prowadzenia działalności gospodarczej. Z punktu widzenia odbiorców zapewni stabilizację i pewność funkcjonowania operatorów a także zapewni, że opłaty ponoszone przez nich za korzystanie z infrastruktury będą na poziomie uzasadnionym.

Podobny postulat dotyczy również wprowadzenia konta regulacyjnego dla operatorów systemu elektroenergetycznego,

g) 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 w przypadku, gdy koncesjonariusz przestanie dawać rękojmię prawidłowego wykonywania działalności koncesjonowanej

Powyższe rozwiązanie będzie uprawniać Prezesa URE do cofnięcia wszystkich rodzajów koncesji w przypadku, gdy koncesjonariusz dopuści się działań świadczących o tym, że nie daje on rękojmi prawidłowego wykonywania jakiekolwiek działalności koncesjonowanej. Przykładami takich działań może być fałszowanie dokumentów, oszustwa przy zawieraniu umów, celowe i masowe wprowadzanie odbiorców w błąd.

Postulowane rozwiązanie miałoby charakter prewencyjny. Umożliwiałoby bowiem Prezesowi URE cofnięcie wszystkich rodzajów koncesji podmiotowi, który pomimo posiadania kilku rodzajów koncesji, wykazuje się dużą aktywnością tylko na jednym rynku (np. rynku

energii elektrycznej) i głównie na tym jednym rynku dopuszcza się licznych nieprawidłowości, podczas gdy na pozostałych rynkach dopiero zaczyna swoją działalność lub przygotowuje się do jej rozpoczęcia. Działanie prewencyjne polegałoby na możliwości cofnięcia danemu podmiotowi wszystkich rodzajów koncesji – z uwagi na brak rękojmi prawidłowego wykonywania działalności – jeszcze zanim ww. podmiot zdąży powtórzyć na innych rynkach nieuczciwe praktyki lub masowe nieprawidłowości, jakich dotychczas dopuszczał się tylko w jednej działalności koncesjonowanej.
Kwestia rękojmi prawidłowego wykonywania działalności gospodarczej występowała m.in. w nieobowiązującej już ustawie z 2 lipca 2004 r. o swobodzie działalności gospodarczej[221]. Aktualnie ustawa – Prawo energetyczne nie dopuszcza możliwości ani odmowy ani cofnięcia koncesji w przypadku braku dawania przez przedsiębiorcę rękojmi prawidłowego wykonywania działalności koncesjonowanej;

– 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,

h) art. 62b ustawy – Prawo energetyczne – należy rozważyć wprowadzenie daty granicznej dla regulacji dystrybucji gazu koksowniczego, jako paliwa gazowego w dedykowanych sieciach wytwórca-odbiorca,
i) w rozporządzeniu taryfowym gazowym należy dodać § 15a w brzmieniu: „W przypadku świadczenia usług przesyłania paliw gazowych na zasadach przerywanych w wewnątrzsystemowych punktach sieci przesyłowej, stawki opłaty stałej za te usługi stanowią iloczyn ustalonych w taryfie stawek opłaty stałej, o których mowa w § 12 oraz współczynnika oznaczonego symbolem „Pro", obliczanego według wzoru określonego w art. 16 ust. 3 rozporządzenia NC TAR.".

Ponadto należy pozytywnie ocenić zapisy projektu ustawy przyznające Prezesowi URE kompetencję do zatwierdzania instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji magazynowania oraz instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji skraplania paliw gazowych. Wprowadzenie obowiązku przedkładania do zatwierdzenia tych instrukcji umożliwi Prezesowi URE kontrolowanie realizacji przez operatorów zasady niedyskryminacyjnego dostępu stron trzecich, zasad przyłączania do instalacji oraz zarządzania ograniczeniami systemowymi, a także zwiększy poziom bezpieczeństwa dostaw. Co więcej, wprowadzenie ww. obowiązków ułatwi Prezesowi URE prowadzenie nadzoru nad wypełnianiem przez operatorów systemu magazynowania oraz operatorów systemu skraplania obowiązków wynikających z przepisów rozporządzenia 715/2009. Przyznanie Prezesowi URE kompetencji do zatwierdzania instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji magazynowania paliw gazowych jest zasadne przede wszystkim w związku z nowelizacją z 2016 r. i 2017 r. ustawy o zapasach i rozszerzeniem kręgu podmiotów obowiązanych do utrzymywania zapasu obowiązkowego gazu ziemnego.

Niezbędne jest również wprowadzenie do rozporządzenia Ministra Gospodarki z 2 lipca 2010 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (tzw. rozporządzenia systemowego gazowego) zmian mających na celu zapewnienie spójności przepisów tego rozporządzenia z przepisami rozporządzenia 312/2014. Zmiany powinny dotyczyć przede wszystkim dostosowania przepisów rozporządzenia systemowego gazowego 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.

Ponadto, niezbędne jest przyjęcie rozporządzenia określającego sposób prowadzenia rozliczeń za uruchomione zapasy obowiązkowe gazu ziemnego oraz kalkulacji ceny za paliwa gazowe stosowanej do tych rozliczeń oraz szczegółowy sposób bilansowania systemu przesyłowego gazowego i prowadzenia rozliczeń z tytułu jego niezbilansowania w okresie uruchomienia zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w sytuacjach nadzwyczajnych np. w czasie kiedy są uruchomione zapasy obowiązkowe. Kompetencja do wprowadzenia tych regulacji została przyznana ministrowi właściwemu do spraw energii na podstawie art. 52 ust. 9 ustawy

[221] Dz. U. z 2016 r. poz. 1829 z późn. zm.

o zapasach. Należy podkreślić, że regulujące zasady bilansowania i rozliczania niezbilansowania rozporządzenie 312/2014 nie ma zastosowania do sytuacji nadzwyczajnych.

Wydaje się również zasadne rozważenie przyznania Prezesowi URE kompetencji do zatwierdzania zasad i warunków udostępniania instalacji LNG. Możliwość wprowadzenia takiej regulacji przez państwo członkowskie została przewidziana w art. 41 ust. 6 lit. a) dyrektywy 2009/73/WE. W chwili obecnej Prezes URE posiada kompetencję do zatwierdzenia zasad i warunków dostępu do sieci przesyłowej. W przypadku budowy terminala o znacznej mocy regazyfikacyjnej organ regulacyjny jest pozbawiony wpływu na ten proces. Należy jednak ograniczyć kompetencję Prezesa URE do zatwierdzania zasad i warunków dostępu jedynie do terminali przyłączonych do sieci przesyłowej i/lub posiadających określoną moc regazyfikacji lub skraplania. Nie zachodzi bowiem potrzeba zatwierdzania zasad i warunków dostępu do niewielkich terminali.

Foto: depositphotos

Warszawa, 2 stycznia 2020 r.

Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 1/2020

w sprawie stopy wolnej od ryzyka w I kwartale 2020 r.

Prezes URE informuje, że dla potrzeb określania wskaźnika kosztu zaangażowanego kapitału przyjmowanego do kalkulacji taryf infrastrukturalnych przedsiębiorstw sektora gazowego, przedkładanych do zatwierdzenia w I kwartale 2020 r., stopa wolna od ryzyka wynosi **2,989%** i odpowiada średniej rentowności 10-letnich obligacji Skarbu Państwa o najdłuższym terminie wykupu, notowanych na Rynku Treasury BondSpot w okresie od 1 stycznia 2017 r. do 31 grudnia 2019 r.

Warszawa, 2 stycznia 2020 r.

Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 2/2020

w sprawie stopy wolnej od ryzyka w I kwartale 2020 r.

Prezes URE informuje, że dla potrzeb określania wskaźnika kosztu zaangażowanego kapitału przyjmowanego do kalkulacji taryf infrastrukturalnych przedsiębiorstw sektora ciepłowniczego oraz operatorów systemów elektroenergetycznych, przedkładanych do zatwierdzenia w I kwartale 2020 r., stopa wolna od ryzyka wynosi **2,620%** i odpowiada średniej rentowności 10-letnich obligacji Skarbu Państwa o najdłuższym terminie wykupu, notowanych na Rynku Treasury BondSpot w okresie od 1 lipca 2018 r. do 31 grudnia 2019 r.

Warszawa, dnia 3 stycznia 2020 r.

Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 3/2020

w sprawie wysokości pozostałych kosztów jednostkowych K_{Pl} stanowiących części składowe służące do obliczenia rekompensaty finansowej za miesiąc grudzień 2019 r.

Działając na podstawie § 15 ust. 5 rozporządzenia Ministra Energii z dnia 19 lipca 2019 r. w sprawie sposobu obliczenia kwoty różnicy ceny i rekompensaty finansowej oraz sposobu wyznaczania cen odniesienia (Dz. U. poz. 1369), zwanego dalej: „rozporządzeniem", Prezes URE przedstawia poniżej informację o pozostałych kosztach jednostkowych K_{Pl} dla grup punktów poboru energii elektrycznej, o których mowa w § 10 ust. 2 rozporządzenia, oraz w podziale na grupy przedsiębiorstw obrotu, w związku z art. 7 ust. 4 pkt 1 lit. d ustawy z dnia 28 grudnia 2018 r. o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2018 r. poz. 2538, ze zm.) zwanej dalej: „ustawą". Pozostałe koszty jednostkowe K_{Pl} zostały obliczone na podstawie danych przekazanych Prezesowi URE przez Towarową Giełdę Energii S.A. i obwieszczenia Ministra Energii z dnia 28 sierpnia 2019 r. w sprawie pozostałych kosztów jednostkowych oraz stawki dofinansowania, opublikowanego w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski" (M. P. poz. 775 i 795).

Pozostałe koszty jednostkowe (K_{Pl}) przedsiębiorstwa obrotu dla punktu poboru energii elektrycznej oznaczonego symbolem „l" oblicza się zgodnie ze wzorem (§ 15 ust. 1 rozporządzenia):

$$K_{Pl} = K_{Wl} + K_{Bl} + K_K + M_l + A_{2019l}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- K_{Wl} – koszty własne prowadzenia działalności gospodarczej przez przedsiębiorstwo obrotu dla punktu poboru energii elektrycznej oznaczonego symbolem „l", ogłaszane zgodnie z art. 7 ust. 5 ustawy, wyrażone w zł/MWh, z dokładnością do dwóch miejsc po przecinku,
- K_{Bl} – koszty bilansowania charakterystyki zapotrzebowania na energię elektryczną dla punktu poboru energii elektrycznej oznaczonego symbolem „l", ogłaszane zgodnie z art. 7 ust. 5 ustawy, wyrażone w zł/MWh, z dokładnością do dwóch miejsc po przecinku,
- K_K – koszty uzyskania i umorzenia świadectw pochodzenia, o których mowa w art. 44 ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, zwanych dalej „świadectwami pochodzenia", oraz świadectw efektywności energetycznej, o których mowa w art. 20 ust. 1 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. poz. z 2019 r. poz. 545, 1030 i 1210), zwanych dalej „świadectwami efektywności energetycznej", obliczone zgodnie z ust. 2 – w przypadku obliczania kwoty różnicy ceny, o której mowa w art. 7 ust. 1 ustawy, albo zgodnie z ust. 3 – w przypadku obliczania rekompensaty finansowej, wyrażone w zł/MWh, z dokładnością do dwóch miejsc po przecinku,

M_I – marżę dla punktu poboru energii elektrycznej oznaczonego symbolem „I", uzależnioną od łącznego wolumenu sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym w 2018 r. przez przedsiębiorstwo obrotu ogłaszaną zgodnie z art. 7 ust. 5 ustawy, wyrażoną w zł/MWh, z dokładnością do dwóch miejsc po przecinku,

A_{2019I} – stawkę akcyzy rozliczaną przez przedsiębiorstwo obrotu dla punktu poboru energii elektrycznej oznaczonego symbolem „I" w okresie, którego dotyczy wniosek, wyrażoną w zł/MWh, z dokładnością do dwóch miejsc po przecinku.

Dla obliczenia kwoty rekompensaty finansowej dla miesiąca „m" (o której mowa w rozdziale 3 rozporządzenia), stosownie do § 15 ust. 3 rozporządzenia, koszty uzyskania i umorzenia świadectw pochodzenia oraz świadectw efektywności energetycznej (K_K), wyrażone w zł/MWh, oblicza się zgodnie ze wzorem:

$$K_{K_m} = 0{,}185 \times \left(0{,}9 \times K_{OZE_{2018}} + 0{,}1 \times K_{OZE_{2019_m}}\right) + \\ + \frac{0{,}015}{11{,}63} \times \left(0{,}6 \times K_{Ef_{Old_m}} + 0{,}4 \times K_{Ef_{New}}\right) + \\ + 0{,}005 \times K_{Biog}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

K_{OZE_2018} – średnioważoną wolumenem cenę instrumentu PMOZE_A na Towarowej Giełdzie Energii S.A. w transakcjach sesyjnych i pozasesyjnych w okresie od dnia 1 stycznia 2018 r. do dnia 31 grudnia 2018 r., wyrażoną w zł/MWh, z dokładnością do dwóch miejsc po przecinku,

K_{OZE_2019m} – średnioważoną wolumenem cenę instrumentu PMOZE_A na Towarowej Giełdzie Energii S.A. w transakcjach sesyjnych i pozasesyjnych w miesiącu „m" 2019 r., którego dotyczy wniosek, wyrażoną w zł/MWh, z dokładnością do dwóch miejsc po przecinku,

$K_{Ef_Old_m}$ – średnioważoną wolumenem cenę instrumentu PMEF-2019 na Towarowej Giełdzie Energii S.A. w transakcjach sesyjnych i pozasesyjnych w miesiącu „m" 2019 r., którego dotyczy wniosek, z uwzględnieniem ust. 4, wyrażoną w złotych za tonę oleju ekwiwalentnego, z dokładnością do dwóch miejsc po przecinku,

K_{Ef_New} – średnioważoną wolumenem cenę instrumentu PMEF-F na Towarowej Giełdzie Energii S.A. w transakcjach sesyjnych i pozasesyjnych okresie od dnia 1 stycznia 2018 r. do dnia 30 czerwca 2019 r., wyrażoną w złotych za tonę oleju ekwiwalentnego, z dokładnością do dwóch miejsc po przecinku,

K_{Biog} – średnioważoną wolumenem cenę instrumentu PMOZE-BIO na Towarowej Giełdzie Energii S.A. w transakcjach sesyjnych i pozasesyjnych w okresie od dnia 1 stycznia 2018 r. do dnia 30 czerwca 2019 r., wyrażoną w zł/MWh, z dokładnością do dwóch miejsc po przecinku.

Informuję, że dla obliczenia kwoty rekompensaty finansowej za miesiąc grudzień 2019 r. wysokość kosztów jednostkowych K_{PI}:

1) dla odbiorcy końcowego przyłączonego do sieci niskich napięć obejmujących napięcia nie wyższe niż 1 kV, w których energia elektryczna zużywana jest na potrzeby wskazane w art. 5 ust. 1a pkt 1 ustawy **(grupa G)**

1. - dla marży M_I: 1,00 zł/MWh, K_{PI} wynosi: 49,78 zł/MWh,
2. - dla marży M_I: 1,10 zł/MWh, K_{PI} wynosi: 49,88 zł/MWh,
3. - dla marży M_I: 1,22 zł/MWh, K_{PI} wynosi: 50,00 zł/MWh,
4. - dla marży M_I: 1,28 zł/MWh, K_{PI} wynosi: 50,06 zł/MWh,
5. - dla marży M_I: 1,41 zł/MWh, K_{PI} wynosi: 50,19 zł/MWh,
6. - dla marży M_I: 1,55 zł/MWh, K_{PI} wynosi: 50,33 zł/MWh,
7. - dla marży M_I: 1,71 zł/MWh, K_{PI} wynosi: 50,49 zł/MWh,
8. - dla marży M_I: 1,88 zł/MWh, K_{PI} wynosi: 50,66 zł/MWh,
9. - dla marży M_I: 2,07 zł/MWh, K_{PI} wynosi: 50,85 zł/MWh,
10. - dla marży M_I: 2,27 zł/MWh, K_{PI} wynosi: 51,05 zł/MWh,
11. - dla marży M_I: 2,50 zł/MWh, K_{PI} wynosi: 51,28 zł/MWh,
12. - dla marży M_I: 2,75 zł/MWh, K_{PI} wynosi: 51,53 zł/MWh,
13. - dla marży M_I: 3,02 zł/MWh, K_{PI} wynosi: 51,80 zł/MWh,
14. - dla marży M_I: 3,33 zł/MWh, K_{PI} wynosi: 52,11 zł/MWh,
15. - dla marży M_I: 3,66 zł/MWh, K_{PI} wynosi: 52,44 zł/MWh,
16. - dla marży M_I: 4,02 zł/MWh, K_{PI} wynosi: 52,80 zł/MWh,
17. - dla marży M_I: 4,43 zł/MWh, K_{PI} wynosi: 53,21 zł/MWh,

2) dla odbiorcy końcowego przyłączonego do sieci niskich napięć obejmujących napięcia nie wyższe niż 1 kV, w których energia elektryczna zużywana jest na inne potrzeby, niż wskazane w art. 5 ust. 1a pkt 1 ustawy **(grupa C)**

1. - dla marży M_I: 4,00 zł/MWh, K_{PI} wynosi: 48,96 zł/MWh,
2. - dla marży M_I: 4,42 zł/MWh, K_{PI} wynosi: 49,38 zł/MWh,
3. - dla marży M_I: 4,88 zł/MWh, K_{PI} wynosi: 49,84 zł/MWh,
4. - dla marży M_I: 5,13 zł/MWh, K_{PI} wynosi: 50,09 zł/MWh,
5. - dla marży M_I: 5,64 zł/MWh, K_{PI} wynosi: 50,60 zł/MWh,
6. - dla marży M_I: 6,21 zł/MWh, K_{PI} wynosi: 51,17 zł/MWh,
7. - dla marży M_I: 6,83 zł/MWh, K_{PI} wynosi: 51,79 zł/MWh,
8. - dla marży M_I: 7,51 zł/MWh, K_{PI} wynosi: 52,47 zł/MWh,
9. - dla marży M_I: 8,26 zł/MWh, K_{PI} wynosi: 53,22 zł/MWh,
10. - dla marży M_I: 9,09 zł/MWh, K_{PI} wynosi: 54,05 zł/MWh,
11. - dla marży M_I: 10,00 zł/MWh, K_{PI} wynosi: 54,96 zł/MWh,
12. - dla marży M_I: 11,00 zł/MWh, K_{PI} wynosi: 55,96 zł/MWh,
13. - dla marży M_I: 12,10 zł/MWh, K_{PI} wynosi: 57,06 zł/MWh,

14. - dla marży M_i: 13,31 zł/MWh, K_{PI} wynosi: 58,27 zł/MWh,
15. - dla marży M_i: 14,64 zł/MWh, K_{PI} wynosi: 59,60 zł/MWh,
16. - dla marży M_i: 16,10 zł/MWh, K_{PI} wynosi: 61,06 zł/MWh,
17. - dla marży M_i: 17,71 zł/MWh, K_{PI} wynosi: 62,67 zł/MWh,

3) dla odbiorcy końcowego przyłączonego do sieci średnich napięć obejmujących napięcia wyższe niż 1 kV, lecz niższe niż 110 kV **(grupa B)**

1. - dla marży M_i: 1,20 zł/MWh, K_{PI} wynosi: 36,38 zł/MWh,
2. - dla marży M_i: 1,33 zł/MWh, K_{PI} wynosi: 36,51 zł/MWh,
3. - dla marży M_i: 1,46 zł/MWh, K_{PI} wynosi: 36,64 zł/MWh,
4. - dla marży M_i: 1,54 zł/MWh, K_{PI} wynosi: 36,72 zł/MWh,
5. - dla marży M_i: 1,92 zł/MWh, K_{PI} wynosi: 37,10 zł/MWh,
6. - dla marży M_i: 2,40 zł/MWh, K_{PI} wynosi: 37,58 zł/MWh,
7. - dla marży M_i: 3,01 zł/MWh, K_{PI} wynosi: 38,19 zł/MWh,
8. - dla marży M_i: 3,76 zł/MWh, K_{PI} wynosi: 38,94 zł/MWh,
9. - dla marży M_i: 4,70 zł/MWh, K_{PI} wynosi: 39,88 zł/MWh,
10. - dla marży M_i: 5,87 zł/MWh, K_{PI} wynosi: 41,05 zł/MWh,
11. - dla marży M_i: 7,34 zł/MWh, K_{PI} wynosi: 42,52 zł/MWh,
12. - dla marży M_i: 9,17 zł/MWh, K_{PI} wynosi: 44,35 zł/MWh,
13. - dla marży M_i: 11,47 zł/MWh, K_{PI} wynosi: 46,65 zł/MWh,
14. - dla marży M_i: 14,33 zł/MWh, K_{PI} wynosi: 49,51 zł/MWh,
15. - dla marży M_i: 17,92 zł/MWh, K_{PI} wynosi: 53,10 zł/MWh,
16. - dla marży M_i: 22,39 zł/MWh, K_{PI} wynosi: 57,57 zł/MWh,
17. - dla marży M_i: 27,99 zł/MWh, K_{PI} wynosi: 63,17 zł/MWh,

4) dla odbiorcy końcowego przyłączonego do sieci wysokich napięć obejmujących napięcia nie niższe niż 110 kV oraz dla wirtualnego punktu poboru energii elektrycznej stanowiącego jednostkę grafikową **(grupa A)**

1. - dla marży M_i: 0,50 zł/MWh, K_{PI} wynosi: 34,83 zł/MWh,
2. - dla marży M_i: 0,55 zł/MWh, K_{PI} wynosi: 34,88 zł/MWh,
3. - dla marży M_i: 0,61 zł/MWh, K_{PI} wynosi: 34,94 zł/MWh,
4. - dla marży M_i: 0,64 zł/MWh, K_{PI} wynosi: 34,97 zł/MWh,
5. - dla marży M_i: 0,71 zł/MWh, K_{PI} wynosi: 35,04 zł/MWh,
6. - dla marży M_i: 0,78 zł/MWh, K_{PI} wynosi: 35,11 zł/MWh,
7. - dla marży M_i: 0,85 zł/MWh, K_{PI} wynosi: 35,18 zł/MWh,
8. - dla marży M_i: 0,94 zł/MWh, K_{PI} wynosi: 35,27 zł/MWh,
9. - dla marży M_i: 1,03 zł/MWh, K_{PI} wynosi: 35,36 zł/MWh,
10. - dla marży M_i: 1,14 zł/MWh, K_{PI} wynosi: 35,47 zł/MWh,
11. - dla marży M_i: 1,25 zł/MWh, K_{PI} wynosi: 35,58 zł/MWh,
12. - dla marży M_i: 1,37 zł/MWh, K_{PI} wynosi: 35,70 zł/MWh,
13. - dla marży M_i: 1,51 zł/MWh, K_{PI} wynosi: 35,84 zł/MWh,
14. - dla marży M_i: 1,66 zł/MWh, K_{PI} wynosi: 35,99 zł/MWh,
15. - dla marży M_i: 1,83 zł/MWh, K_{PI} wynosi: 36,16 zł/MWh,
16. - dla marży M_i: 2,01 zł/MWh, K_{PI} wynosi: 36,34 zł/MWh,
17. - dla marży M_i: 2,21 zł/MWh, K_{PI} wynosi: 36,54 zł/MWh.

Warszawa, 10 stycznia 2020 r.

Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 4/2020

w sprawie średnioważonych cen energii elektrycznej na rynku hurtowym: $C_{śr_1}$ i $C_{śr_2}$ dla miesiąca grudnia 2019 r.

Działając na podstawie § 13 rozporządzenia Ministra Energii z dnia 19 lipca 2019 r. w sprawie sposobu obliczenia kwoty różnicy ceny i rekompensaty finansowej oraz sposobu wyznaczania cen odniesienia (Dz. U. z 2019 r. poz. 1369; dalej „Rozporządzenie") informuję, iż:

Średnioważona cena energii elektrycznej na rynku hurtowym $C_{śr_1}$ dla grudnia 2019 r. [zł/MWh] wyniosła:

		Grupa odbiorców			
		G	C	B	A
Współczynnik C	0,677	226,88	228,40	228,11	226,31
	0,6	228,87	230,97	230,57	228,08
	0,5	231,45	234,31	233,76	230,37
	0,4	234,02	237,65	236,95	232,66
	0,3	236,60	240,99	240,14	234,96
	0,2	239,18	244,33	243,33	237,25
	0,1	241,76	247,67	246,52	239,54
	0	244,34	251,00	249,72	241,84

Średnioważona cena energii elektrycznej na rynku hurtowym $C_{śr_2}$ dla grudnia 2019 r. [zł/MWh] wyniosła:

Grupa odbiorców	G	C	B	A
zł/MWh	238,37	241,53	240,92	237,18

Jednocześnie informuję, iż wyżej wymienione średnioważone ceny energii elektrycznej na rynku hurtowym zostały obliczone w oparciu o wzory wskazane w przepisach Rozporządzenia (§ 10, § 11), z wykorzystaniem danych o średnioważonych cenach energii elektrycznej przekazanych Prezesowi URE przez Towarową Giełdę Energii S.A. (dalej „TGE S.A."):

1) pismem z dnia 14 sierpnia 2019 r., znak: TGE/BRA/W/13/2019 oraz opublikowanych w tym samym dniu na stronie internetowej TGE S.A.[1)];
2) pismem z dnia 3 października 2019 r., znak: TGE/BIG/W/1/2019 oraz opublikowanych w dniu 4 października 2019 r. na stronie internetowej TGE S.A.[2)];

[1)] https://tge.pl/komunikaty-tge-czytaj?cmn_id=89543&title=TGE+publikuje+ceny+energii+elektrycznej+zgodnie+z+Ustawą+o+zmianie+ustawy+o+podatku+akcyzowym+oraz+niektórych+innych+ustaw

[2)] https://tge.pl/komunikaty-tge-czytaj?cmn_id=89874&title=TGE+publikuje+ceny+energii+elektrycznej+zgodnie+z+Ustawą

3) pismem z dnia 5 grudnia 2019 r., znak: TGE/BIG/W/6/2019 oraz opublikowanych w tym samym dniu na stronie internetowej TGE S.A.[3];
4) pismem z dnia 3 stycznia 2020 r., znak: TGE/BIG/W/1/2020 oraz opublikowanych w tym samym dniu na stronie internetowej TGE S.A.[4]

Do obliczeń wykorzystano również informacje dotyczące stosowania przepisów Rozporządzenia przekazane Prezesowi URE przez Ministra Energii w piśmie z dnia 22 sierpnia 2019 r. (znak: DE.III.4112.4.2019 IK:390963).

Średnioważona cena energii elektrycznej na rynku hurtowym $C_{śr_1}$ dla grudnia 2019 r.

Średnioważoną cenę energii elektrycznej na rynku hurtowym ($C_{śr_1}$) dla umów sprzedaży energii elektrycznej lub umów kompleksowych zawartych przed dniem 1 stycznia 2019 r. z odbiorcami końcowymi dla grudnia 2019 r., obliczono zgodnie ze wzorem w § 10 ust. 1 Rozporządzenia, dla każdej grupy odbiorców i wartości współczynników A, B i C wskazanych odpowiednio w § 10 ust. 2, 3 i 4 Rozporządzenia:

$$C_{śr_1} = (1 - C - 0{,}123) \times [0{,}363 \times (A \times C_{Ter_BASE_I_Y} + B \times C_{Ter_PEAK_I_Y}) + 0{,}637 \times (A \times C_{Ter_BASE_II_Y} + B \times C_{Ter_PEAK_II_Y})] + C \times C_{Poza_giełdą} + 0{,}123 \times C_{RDN}$$

Do wyliczenia $C_{śr_1}$ dla grudnia 2019 r. wykorzystano następujące średnioważone ceny energii elektrycznej przekazane przez TGE S.A.:

- Cenę $\mathbf{C_{Ter_BASE_I_Y}}$, będącą średnią ważoną wolumenem transakcji ceną instrumentu BASE_Y-19 w okresie od 1 stycznia do 30 czerwca 2018 r., która wyniosła **198,05 zł/MWh**.
- Cenę $\mathbf{C_{Ter_PEAK_I_Y}}$, będącą średnią ważoną wolumenem transakcji ceną instrumentu PEAK5_Y-19 w okresie od 1 stycznia do 30 czerwca 2018 r., która wyniosła **259,24 zł/MWh**.
- Cenę $\mathbf{C_{Ter_BASE_II_Y}}$, będącą średnią ważoną wolumenem transakcji ceną instrumentu BASE_Y-19 w okresie od 1 lipca do 31 grudnia 2018 r., która wyniosła **269,13 zł/MWh**.
- Cenę $\mathbf{C_{Ter_PEAK_II_Y}}$, będącą średnią ważoną wolumenem transakcji ceną instrumentu PEAK5_Y-19 w okresie od 1 lipca do 31 grudnia 2018 r., która wyniosła **369,90 zł/MWh**.
- Cenę $\mathbf{C_{RDN}}$ dla dostawy w okresie od 1 do 31 grudnia 2019 r., będącą średnią ważoną wolumenem wszystkich transakcji zawartych dla tego okresu dostawy na Rynku Dnia Następnego, która wyniosła **186,84 zł/MWh**.

Dodatkowo, cenę $C_{poza_giełdą}$ – średnioważoną wolumenem cenę energii elektrycznej, wynoszącą **226,62 zł/MWh**, wskazano w § 10 ust. 1 Rozporządzenia.

Średnioważona cena energii elektrycznej na rynku hurtowym $C_{śr_2}$ dla grudnia 2019 r.

Średnioważoną cenę energii elektrycznej na rynku hurtowym ($C_{śr_2}$) dla umów zawartych w 2019 r. z odbiorcami końcowymi w sposób określony w § 11 ust. 4 Rozporządzenia oraz dla odbiorców końcowych energii elektrycznej, o których mowa w art. 7 ust. 1 ustawy z dnia 28 grudnia 2018 r. o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2018 r. poz. 2538 oraz z 2019 r. poz. 412, 1210, 1495 i 1532) dla grudnia 2019 r., obliczono zgodnie ze wzorem w § 11 ust. 1 Rozporządzenia, dla każdej grupy odbiorców i wartości współczynników A i B wskazanych odpowiednio w § 10 ust. 2 i 3 Rozporządzenia:

$$C_{śr_2} = 0{,}566 \times \left(A \times C_{Ter_{BASE_Q}} + B \times C_{Ter_{PEAK_Q}}\right) + 0{,}280 \times \left(A \times C_{Ter_{BASE_M}} + B \times C_{Ter_{PEAK_M}}\right) + 0{,}153 \times C_{RDN} + 0{,}001 \times C_{RDB}$$

Do wyliczenia $C_{śr_2}$ dla grudnia 2019 r. wykorzystano następujące średnioważone ceny energii elektrycznej przekazane przez TGE S.A.:

- Cenę $\mathbf{C_{Ter_BASE_Q}}$ dla dostawy w okresie od 1 października do 31 grudnia 2019 r., będącą średnią ważoną wolumenem transakcji ceną instrumentu BASE_Q-4-19 w okresie od 1 kwietnia do 30 września 2019 r., która wyniosła **257,80 zł/MWh**.
- Cenę $\mathbf{C_{Ter_PEAK_Q}}$ dla dostawy w okresie od 1 października do 31 grudnia 2019 r., będącą średnią ważoną wolumenem transakcji ceną instrumentu PEAK5_Q-4-19 w okresie od 1 kwietnia do 30 września 2019 r., która wyniosła **301,71 zł/MWh**.
- Cenę $\mathbf{C_{Ter_BASE_M}}$ dla dostawy w okresie od 1 do 31 grudnia 2019 r., będącą średnią ważoną wolumenem transakcji ceną instrumentu BASE_M-12-19 w okresie od 1 do 30 listopada 2019 r., która wyniosła **213,98 zł/MWh**.
- Cenę $\mathbf{C_{Ter_PEAK_M}}$ dla dostawy w okresie od 1 do 31 grudnia 2019 r., będącą średnią ważoną wolumenem transakcji ceną instrumentu PEAK5_M-12-19 w okresie od 1 do 30 listopada 2019 r., która wyniosła **253,57 zł/MWh**.

+o+zmianie+ustawy+o+podatku+akcyzowym+oraz+niektórych+innych+ustaw

[3] https://tge.pl/komunikaty-tge-czytaj?cmn_id=89907&title=TGE+publikuje+ceny+energii+elektrycznej+zgodnie+z+Ustawą+o+zmianie+ustawy+o+podatku+akcyzowym+oraz+niektórych+innych+ustaw

[4] https://tge.pl/komunikaty-tge-czytaj?cmn_id=89925&title=TGE+publikuje+ceny+energii+elektrycznej+zgodnie+z+Ustawą+o+zmianie+ustawy+o+podatku+akcyzowym+oraz+niektórych+innych+ustaw

- Cenę $\mathbf{C_{RDN}}$ dla dostawy w okresie od 1 do 31 grudnia 2019 r., będącą średnią ważoną wolumenem wszystkich transakcji zawartych dla tego okresu dostawy na Rynku Dnia Następnego, która wyniosła **186,84 zł/MWh**.
- Cenę $\mathbf{C_{RDB}}$ dla dostawy w okresie od 1 do 31 grudnia 2019 r., będącą średnią ważoną wolumenem wszystkich transakcji zawartych dla tego okresu dostawy na Rynku Dnia Bieżącego, która wyniosła **180,52 zł/MWh**.

Warszawa, 14 stycznia 2020 r.

Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 5/2020

w sprawie średniej kwartalnej ceny energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż wynikające z art. 49a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne

Działając na podstawie art. 49a ust. 8 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2019 r. poz. 755 ze zm.) informuję, że średnia cena energii elektrycznej sprzedawanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 tej ustawy, za **IV kwartał 2019 r.** wyniosła **223,36 zł/MWh**.

W obliczeniu ww. ceny uwzględniono dane z realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej wskazane w art. 49a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Cena nie uwzględnia podatków (VAT, akcyza), opłat niezwiązanych z ilością sprzedanej energii elektrycznej oraz zobowiązań związanych ze świadectwami pochodzenia. Cenę obliczono na podstawie danych przekazanych przez wytwórców[1)] i obejmujących sprzedaż energii elektrycznej pochodzącej z własnej produkcji w IV kwartale 2019 r., o łącznym wolumenie 12,08 TWh.

Jednocześnie zwracam uwagę, że istotny wpływ na poziom tej ceny miały kontrakty zawierane z dużym (rocznym, dwuletnim) wyprzedzeniem czasowym. W konsekwencji ww. przedstawiona cena może nie odzwierciedlać aktualnych warunków rynkowych.

Warszawa, 20 stycznia 2020 r.

Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 6/2020

w sprawie terminowej ceny uprawnień do emisji uwzględnianej przy obliczaniu rekompensat za rok 2019 oraz maksymalnego limitu środków finansowych przeznaczanych na przyznanie rekompensat za rok 2019

Zgodnie z art. 6 ust. 5 ustawy z dnia 19 lipca 2019 r. o systemie rekompensat dla sektorów i podsektorów energochłonnych (Dz. U. poz. 1532), Prezes URE do dnia 31 stycznia każdego roku, podaje do publicznej wiadomości w Biuletynie Informacji Publicznej na stronie podmiotowej urzędu obsługującego ten organ:

1) terminową cenę uprawnień do emisji uwzględnianą przy obliczaniu rekompensat za poprzedni rok kalendarzowy;
2) maksymalny limit środków finansowych przeznaczanych na przyznanie rekompensat, o którym mowa w ust. 1, za poprzedni rok kalendarzowy.

Mając powyższe na uwadze informuję, iż:

1) terminowa cena uprawnień do emisji uwzględniana przy obliczaniu rekompensat za rok 2019 wynosi **68,97 zł/t**;
2) maksymalny limit środków finansowych przeznaczanych na przyznanie rekompensat, za rok 2019 wynosi **890 000 000,00 zł**.

[1)] Dane przekazane przez wytwórców zgodnie z wezwaniem zamieszczonym na stronie internetowej URE pod adresem: https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/obowiazki-sprawozdawcze/energia-elektryczna/8241,Prezes-URE-wzywa-wytworcow-energi i-elektrycznej-do-cyklicznego-skladania-informa.html

Warszawa, 24 stycznia 2020 r.

Komunikat Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 7/2020

w sprawie zmian w zakresie sprawozdawczości dotyczących rynku paliw ciekłych od dnia 1 stycznia 2020 roku

Ustawa z dnia 31 lipca 2019 r. o zmianie niektórych ustaw w celu ograniczenia obciążeń regulacyjnych, opublikowana w dniu 8 sierpnia 2019 r. w Dzienniku Ustaw pod pozycją 1495 oraz rozporządzenie Ministra Aktywów Państwowych z dnia 27 listopada 2019 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, opublikowane w dniu 28 listopada 2019 r. w Dzienniku Ustaw pod pozycją 2332, wprowadzają zmiany w zakresie obowiązków sprawoz-

dawczych wynikających z art. 4ba oraz 43d ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2019 r. poz. 755 z późn. zm.).

Ustawa z dnia 31 lipca 2019 r. (dalej: ustawa zmieniająca) weszła w życie, co do zasady, w dniu 1 stycznia 2020 r., natomiast przewiduje szereg wyjątków co do wejścia w życie zmian poszczególnych przepisów. Ustawa ta wprowadza istotne zmiany w przepisach zawartych w ustawie – Prawo energetyczne w tym m.in. w art. 4ba oraz 43d ust. 1 ograniczając składanie sprawozdań zawierających informację o podmiotach zlecających usługi magazynowania, przeładunku, przesyłania lub dystrybucji paliw ciekłych oraz sprawozdań o rodzajach oraz ilości wytworzonych, przywiezionych i wywiezionych paliw ciekłych, a także ich przeznaczeniu **wyłącznie do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki**.

Powyższe sprawozdania, rozpoczynając od miesiąca stycznia 2020 r. nie są zatem przesyłane do pozostałych organów tj. Prezesa Agencji Rezerw Materiałowych, ministra właściwego do spraw finansów publicznych oraz ministra właściwego do spraw energii. Zgodnie z art. 62d pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne, od dnia 1 stycznia 2020 r. do dnia 30 czerwca 2021 r. przedsiębiorstwo energetyczne świadczące usługi, o których mowa w art. 4ba ust. 1 tejże ustawy przekazuje miesięczne sprawozdanie zawierające informację o podmiotach zlecających usługi magazynowania, przeładunku, przesyłania lub dystrybucji paliw ciekłych- wyłącznie do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Zgodnie zaś z pkt 4 omawianego artykułu, przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesje na wytwarzanie paliw ciekłych lub koncesję na obrót paliwami ciekłymi z zagranicą, a także podmiot przywożący stosownie do swojej działalności w okresie od 1 stycznia 2020 r. do 30 czerwca 2021 przekazuje do Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki miesięczne sprawozdanie o rodzajach oraz ilości wytworzonych, przywiezionych i wywiezionych paliw ciekłych, a także ich przeznaczeniu.

Jednocześnie należy wskazać, iż rozporządzeniem z dnia 27 listopada 2019 r., które weszło w życie co do zasady w dniu 1 grudnia 2019 r., do wykazu paliw ciekłych podlegających koncesjonowaniu lub wpisowi do rejestru podmiotów ustawodawca włączył paliwa ciekłe **o nowych kodach CN**: 2707 50 00, 2901 10 00, 2707 99 19, 2707 99 91, 2707 99 99, 2710 20 90, 3403 19 10, 3403 19 20, 3403 19 80.

W związku z powyższym na stronie internetowej Urzędu Regulacji Energetyki w Biuletynie Informacji Publicznej zostaną opublikowane zaktualizowane formularze sprawozdania o podmiotach zlecających usługi magazynowania, przeładunku, przesyłania lub dystrybucji paliw ciekłych oraz sprawozdania o rodzajach oraz ilości wytworzonych, przywiezionych i wywiezionych paliw ciekłych, a także ich przeznaczeniu wraz z aktualizacją informacji dotyczącej sposobu ich wypełniania.

Ponadto należy przypomnieć, iż wprowadzony załącznik do sprawozdania, o którym mowa w art. 43d ustawy – Prawo energetyczne, umożliwiający precyzyjne określenie przeznaczenia wytworzonego i przywożonego paliwa, **przestał obowiązywać** z dniem wejścia w życie rozporządzenia Ministra Energii w sprawie wzoru sprawozdania o rodzajach oraz ilości wytworzonych, przywiezionych i wywiezionych paliw ciekłych, a także ich przeznaczeniu tj. z dniem 24 maja 2019 r., **co oznacza, że sprawozdania począwszy od miesiąca maja 2019 r. powinny być złożone zgodnie z nowym wzorem formularza**.

Warszawa, 29 stycznia 2020 r.

Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 8/2020

w sprawie wzoru sprawozdania o rodzajach i ilości wytworzonych, przywiezionych i wywiezionych paliw ciekłych, a także ich przeznaczeniu

W dniu 23 maja 2019 r. zostało ogłoszone rozporządzenie Ministra Energii z dnia 17 maja 2019 r. w sprawie wzoru sprawozdania o rodzajach i ilości wytworzonych, przywiezionych i wywiezionych paliw ciekłych, a także ich przeznaczeniu (Dz. U. z dnia 23 maja 2019 r. poz. 971). Wyżej wskazane rozporządzenie weszło w życie z dniem 24 maja 2019 r.

I.

Zgodnie z art. 43d ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2019 r. poz. 755, z późn. zm.) 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 Prezesowi URE, Prezesowi Agencji Rezerw Materiałowych, ministrowi właściwemu do spraw finansów publicznych oraz ministrowi właściwemu do spraw energii 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.

Jednakże ustawa z dnia 31 lipca 2019 r. o zmianie niektórych ustaw w celu ograniczenia obciążeń regulacyjnych, opublikowana w dniu 8 sierpnia 2019 r. w Dzienniku

Ustaw pod pozycją 1495, ogranicza składanie sprawozdań **wyłącznie do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki**. Niniejsze twierdzenie wynika z art. 62d pkt 4 ustawy – Prawo energetyczne, który wszedł w życie w dniu 1 stycznia 2020 r. i stanowi, iż od dnia 1 stycznia 2020 r. do dnia 30 czerwca 2021 r. przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesje na wytwarzanie paliw ciekłych lub koncesję na obrót paliwami ciekłymi z zagranicą, a także podmiot przywożący stosownie do swojej działalności przekazuje Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki 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".

Warunkiem powstania obowiązku sprawozdawczego, jest posiadanie przez przedsiębiorstwo energetyczne:

1) koncesji na wytwarzanie paliw ciekłych (WPC),
2) koncesję na obrót paliwami ciekłymi z zagranicą (OPZ),
3) statusu podmiotu przywożącego (RPP) – warto w tym miejscu zwrócić uwagę, iż ustawodawca określając jakie podmioty zobowiązane są do złożenia sprawozdań posłużył się kryterium „podmiot przywożący". Z jednej strony wskazał na posiadanie uprawnienia wynikającego z decyzji administracyjnoprawnej, z drugiej zaś na dokonywanie czynności faktycznych jakimi jest przywóz paliw ciekłych. Zgodnie z wykładnią językową, podmiotem zobligowanym do składania sprawozdań, o których mowa w art. 43d ustawy – Prawo energetyczne jest podmiot wpisany do rejestru podmiotów przywożących spełniający przesłanki z art. 3 pkt 12c niniejszej ustawy, jak również podmiot dokonujący faktycznego przywozu paliw ciekłych

przy czym **nie dokonanie przywozu paliw ciekłych z zagranicy w danym okresie sprawozdawczym, nie zwalnia z obowiązku złożenia sprawozdania**.

II.
OBJAŚNIENIA

OBJAŚNIENIA OGÓLNE

1. Przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję na wytwarzanie paliw ciekłych lub koncesję na obrót paliwami ciekłymi z zagranicą oraz podmioty przywożące składają na podstawie art. 43d ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne organom wymienionym w tym przepisie miesięczne sprawozdania o rodzajach oraz ilości wytworzonych, przywiezionych i wywiezionych paliw ciekłych oraz o ich przeznaczeniu.
2. Sprawozdanie składa się w terminie 20 dni od dnia zakończenia miesiąca, którego dotyczy sprawozdanie.
3. Przedsiębiorstwo energetyczne posiadające różne koncesje oraz wpis do rejestru podmiotów przywożących składa jedno sprawozdanie.
4. Niewypełnienie któregokolwiek z pól, w którym wymagana jest wartość liczbowa, jest równoznaczne z wpisaniem wartości „zero" (0).
5. Wielkości odnoszące się do jednostek objętości lub masy należy wpisywać z dokładnością do trzech miejsc po przecinku.
6. **Niedokonanie wytworzenia, przywozu lub wywozu paliw ciekłych zza granicy w okresie sprawozdawczym nie zwalnia z obowiązku złożenia sprawozdania.**

OBJAŚNIENIA SZCZEGÓŁOWE

1. W polu 1 należy wpisać Numer Identyfikacji Podatkowej (NIP) nadany w Polsce podmiotowi składającemu informację.
2. Pole 2 fakultatywnie wypełnia organ przyjmujący sprawozdanie przez ewentualne nadanie przedsiębiorstwu energetycznemu składającemu sprawozdanie indywidualnego numeru.
3. Należy wpisać, za jaki miesiąc i rok składane jest sprawozdanie, oraz znakiem „X" oznaczyć odpowiednio: złożenie sprawozdania lub korekta sprawozdania.

Część A. OZNACZENIE PRZEDSIĘBIORSTWA ENERGETYCZNEGO ALBO PODMIOTU PRZYWOŻĄCEGO

1. Znakiem „X" należy zaznaczyć odpowiednio, czy sprawozdanie składa przedsiębiorca energetyczny czy podmiot przywożący. W przypadku przedsiębiorcy energetycznego, który jest równocześnie podmiotem przywożącym, zaznacza się obie informacje.
2. W poz. A1 należy wpisać pełną nazwę przedsiębiorstwa energetycznego albo podmiotu przywożącego.
3. W poz. A2, A3 i A4 należy wpisać (jeżeli posiada) kolejno PESEL, rodzaje i numer koncesji (dotyczących paliw ciekłych), numer wpis do rejestru podmiotów przywożących.
4. W poz. A5 należy wpisać wyszczególnione w tabeli dane. W przypadku przedsiębiorcy zagranicznego, który prowadzi działalność na terytorium RP w ramach oddziału z siedzibą na terytorium RP utworzonego na warunkach i zasadach określonych w ustawie z dnia 6 marca 2018 r. o zasadach uczestnictwa przedsiębiorców zagranicznych i innych osób zagranicznych w obrocie gospodarczym na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, należy wpisać ww. dane dotyczące oddziału.

Część B. ILOŚĆ WYTWORZONYCH PALIW CIEKŁYCH ORAZ ICH PRZEZNACZENIE

1. Kolumna 12 i 13: w poszczególnych wierszach należy wskazać rodzaje paliw ciekłych wraz z kodem CN będących przedmiotem działalności objętych sprawozdaniem z grupy

a) półprodukty rafineryjne [tona],
b) gaz płynny LPG [tona] – **konieczne jest wskazanie przeznaczenia**:
   - do celów napędowych,
   - do celów grzewczych,
c) benzyny ciężkie [m^3],
d) benzyny silnikowe [m^3],
e) benzyny lotnicze [m^3],
f) paliwa typu benzynowego do silników odrzutowych [m^3],
g) paliwa typu nafty do silników odrzutowych [m^3],
h) inne rodzaje nafty [m^3],
i) oleje napędowe, w tym lekkie oleje opałowe [m^3] – **konieczne jest wskazanie przeznaczenia**:
   - do celów napędowych,
   - do celów grzewczych,
   - do celów żeglugowych,
   - do innych celów,
j) ciężkie oleje opałowe [tona] – **konieczne jest wskazanie przeznaczenia**:
   - do celów grzewczych,
   - do celów żeglugowych,
   - do innych celów,
k) benzyny lakowe i przemysłowe [m^3],
l) biopaliwa ciekłe [m^3],
m) smary [tona].

Należy pamiętać, iż rodzaj paliwa wraz z przypisanym mu kodem CN ma być zgodny z rozporządzeniem Ministra Aktywów Państwowych z dnia 27 listopada 2019 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, opublikowane w dniu 28 listopada 2019 r. w Dzienniku Ustaw pod pozycją 2332

1) kolumna 14: ilość paliw wytworzonych z przeznaczeniem na sprzedaż (sprzedaż krajowa i z przeznaczeniem na wywóz):
2) kolumna 14b: w poszczególnych wierszach należy wpisać ilości wytworzonego gazu płynnego LPG,
3) kolumna 14c: w poszczególnych wierszach należy wpisać ilości paliw ciekłych innych niż gaz płynny LPG,
   - kolumna 14d: w poszczególnych wierszach należy wpisać ilości paliw ciekłych wytworzonych w procesach rafineryjnych oraz ilości wyprodukowanych biopaliw,
   - kolumna 14g: w poszczególnych wierszach należy wpisać ilości dodatków uszlachetniających dodanych do paliwa bazowego,
   - kolumna 14h: w poszczególnych wierszach należy wpisać ilości biokomponentów dodanych do paliwa bazowego,
   - kolumna 14i: w poszczególnych wierszach należy wpisać ilości paliwa bazowego użytego w procesach uszlachetniania lub komponowania.
4) kolumna 15: ilości paliw ciekłych wytworzonych usługowo:
   a) kolumna 15b: w poszczególnych wierszach należy wpisać ilości wytworzonego gazu płynnego LPG,
   b) kolumna 15c: w poszczególnych wierszach należy wpisać ilości paliw ciekłych innych niż gaz płynny LPG,
      - kolumna 15d: w poszczególnych wierszach należy wpisać globalne ilości paliw ciekłych wytworzonych w procesach rafineryjnych,
      - kolumna 15g: w poszczególnych wierszach należy wpisać ilości dodatków uszlachetniających dodanych do paliwa bazowego,
      - kolumna 15h: w poszczególnych wierszach należy wpisać ilości biokomponentów dodanych do paliwa bazowego,
      - kolumna 15i: w poszczególnych wierszach należy wpisać ilości paliwa bazowego użytego w procesach uszlachetniania lub komponowania.
5) Kolumna 16: ilość paliw ciekłych wytworzonych z innym przeznaczeniem:
   a) kolumna 16c: w poszczególnych wierszach należy wpisać ilości wytworzonego gazu płynnego LPG,
   b) kolumna 16d: w poszczególnych wierszach należy wpisać ilości paliw ciekłych innych niż gaz płynny LPG,
      - kolumna 16e: w poszczególnych wierszach należy wpisać globalne ilości paliw ciekłych wytworzonych w procesach rafineryjnych oraz ilości wyprodukowanych biopaliw,
      - kolumna 16h: w poszczególnych wierszach należy wpisać ilości dodatków uszlachetniających dodanych do paliwa bazowego,
      - kolumna 16i: w poszczególnych wierszach należy wpisać ilości biokomponentów dodanych do paliwa bazowego,
      - kolumna 16j: w poszczególnych wierszach należy wpisać ilości paliwa bazowego użytego w procesach uszlachetniania lub komponowania.

Część C. ILOŚĆ PRZYWIEZIONYCH PALIW CIEKŁYCH I ICH PRZEZNACZENIE

1) Kolumna 17 i 18: w poszczególnych wierszach należy wskazać rodzaje paliw ciekłych wraz z kodem CN bę-

dących przedmiotem działalności objętych sprawozdaniem z grupy:

a) półprodukty rafineryjne [tona],
b) gaz płynny LPG [tona] – **konieczne jest wskazanie przeznaczenia**:
   - do celów napędowych,
   - do celów grzewczych,
c) benzyny ciężkie [m^3],
d) benzyny silnikowe [m^3],
e) benzyny lotnicze [m^3],
f) paliwa typu benzynowego do silników odrzutowych [m^3],
g) paliwa typu nafty do silników odrzutowych [m^3],
h) inne rodzaje nafty [m^3],
n) oleje napędowe, w tym lekkie oleje opałowe [m^3] – **konieczne jest wskazanie przeznaczenia**:
   - do celów napędowych
   - do celów grzewczych
   - do celów żeglugowych
   - do innych celów
o) ciężkie oleje opałowe [tona] – **konieczne jest wskazanie przeznaczenia**:
   - do celów grzewczych,
   - do celów żeglugowych,
   - do innych celów,
p) benzyny lakowe i przemysłowe [m^3],
q) biopaliwa ciekłe [m^3],
r) smary [tona].

Należy pamiętać, iż rodzaj paliwa wraz z przypisanym mu kodem CN ma być zgodny z rozporządzeniem Ministra Aktywów Państwowych z dnia 27 listopada 2019 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, opublikowane w dniu 28 listopada 2019 r. w Dzienniku Ustaw pod pozycją 2332

1) Kolumna 19: w poszczególnych wierszach należy wskazać ilość paliwa przywiezionego z przeznaczeniem na sprzedaż (sprzedaż krajowa i z przeznaczeniem na wywóz).
2) Kolumna 20: w poszczególnych wierszach należy wskazać ilość paliwa przywiezionego z przeznaczeniem na przetworzenie na inne paliwa ciekłe.
3) Kolumna 21: w poszczególnych wierszach należy wskazać ilość paliwa przywiezionego z przeznaczeniem na przetworzenie na produkty niebędące paliwami ciekłymi.
4) Kolumna 22: ilość paliw ciekłych przywiezionych z innym przeznaczeniem:
   a) kolumna 22a: w poszczególnym wierszach należy wskazać przeznaczenie przywiezionego paliwa, np. zapasy obowiązkowe, zużycie własne, nieokreślone do dnia złożenia sprawozdania,
   b) kolumna 22b: w poszczególnych wierszach należy wskazać ilość przywiezionego paliwa.

Część D. ILOŚĆ WYWIEZIONYCH PALIW CIEKŁYCH I ICH PRZEZNACZENIE

1) Kolumna 23: w poszczególnych wierszach należy wskazać ilość wywiezionych paliw z przeznaczeniem na sprzedaż.
2) Kolumna 24: ilość paliw ciekłych wywiezionych z innym przeznaczeniem:
   a) kolumna 24a: w poszczególnych wierszach należy wskazać wywiezionego paliwa,
   b) kolumna 24b: w poszczególnych wierszach należy wskazać ilość paliwa.

Część E. INFORMACJA O ZAŁĄCZNIKACH

Pole 25: w przypadku działania przez pełnomocnika – pełnomocnictwo wraz z dokumentem potwierdzającym dokonanie opłaty skarbowej za złożone pełnomocnictwo. W przypadku przedsiębiorcy zagranicznego – dokument potwierdzający, iż osoba działająca w jego imieniu jest skutecznie umocowana i uprawniona do reprezentacji zgodnie z prawem właściwym określonym w odrębnych przepisach.

Część F. PODPIS OSOBY UPRAWNIONEJ DO ZŁOŻENIA SPRAWOZDANIA

1) Pole 26: imię i nazwisko osoby uprawnionej do składania sprawozdania.
2) Pole 27: numer telefonu do osoby uprawnionej do składania sprawozdania.
3) Pole 28: data sporządzenia sprawozdania i podpis osoby uprawnionej do składania sprawozdania.

Wzór sprawozdania znajduje się na stronie https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/8695,Informacja-nr-82020.html

Foto: fotolia

Warszawa, 29 stycznia 2020 r.

Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 9/2020

w sprawie wzoru sprawozdania o podmiotach zlecających usługi magazynowania, przeładunku, przesyłania lub dystrybucji paliw ciekłych

W dniu 23 maja 2019 r. zostało ogłoszone rozporządzenie Ministra Energii z dnia 17 maja 2019 r. w sprawie wzoru sprawozdania **o podmiotach zlecających usługi magazynowania, przeładunku, przesyłania lub dystrybucji paliw ciekłych** (Dz. U. z dnia 23 maja 2019 r. poz. 973). Wyżej wskazane rozporządzenie weszło w życie z dniem 24 maja 2019 r.

Zgodnie z art. 4ba ust. 4 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2019 r. poz. 755, z późn. zm.) Przedsiębiorstwo energetyczne świadczące usługi, o których mowa w ust. 1, przekazuje Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki, Prezesowi Agencji Rezerw Materiałowych oraz ministrowi właściwemu do spraw finansów publicznych miesięczne sprawozdanie zawierające informacje o podmiotach zlecających usługi magazynowania, przeładunku, przesyłania lub dystrybucji, w terminie 14 dni od dnia zakończenia miesiąca, którego dotyczy sprawozdanie.

Jednakże ustawa z dnia 31 lipca 2019 r. o zmianie niektórych ustaw w celu ograniczenia obciążeń regulacyjnych, opublikowana w dniu 8 sierpnia 2019 r. w Dzienniku Ustaw pod pozycją 1495, ogranicza składanie sprawozdań **wyłącznie do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki**. Niniejsze twierdzenie wynika z art. 62d pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne, który wszedł w życie w dniu 1 stycznia 2020 r. i stanowi, iż od dnia 1 stycznia 2020 r. do dnia 30 czerwca 2021 r. przedsiębiorstwo energetyczne świadczące usługi: magazynowania, przeładunku, przesyłania lub dystrybucji, przekazuje Prezesowi URE miesięczne sprawozdanie zawierające informacje o podmiotach zlecających niniejsze usługi- w terminie 14 dni od dnia zakończenia miesiąca, którego dotyczy to sprawozdanie.

OBJAŚNIENIA

OBJAŚNIENIA OGÓLNE

1. Przedsiębiorstwo energetyczne obowiązane jest do składania przedmiotowego sprawozdania podmiotom wymienionym w art. 4ba ust. 4 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne.
2. Sprawozdanie składa się w terminie 14 dni od zakończenia miesiąca, którego dotyczy sprawozdanie.
3. Wielkości odnoszące się do jednostek objętości lub masy należy wpisywać z dokładnością do trzech miejsc po przecinku.
4. Ujawnieniu w sprawozdaniu podlega przeładunek paliw ciekłych niezależnie od tego czy ma on charakter usługi samoistnej, czy też służebnej w stosunku do usługi magazynowania. W przypadku magazynowania usługowo magazynowane paliwa należy podać w rozbiciu na kody CN oraz podmioty, na rzecz których usługa była świadczona.
5. Przedsiębiorcy świadczący usługi przeładunku raportują w sprawozdaniu ilość paliw podlegających przeładunkowi w podziale na załadunek (przeładunek załadunek) i rozładunek (przeładunek rozładunek), a każdy rodzaj usługi wskazują w osobnym wierszu.
6. W przypadku podmiotów świadczących więcej niż jedną usługę na rzecz tego samego podmiotu w miesiącu, którego dotyczy sprawozdanie, każda ze świadczonych usług podlega ujawnieniu w odrębnym wierszu sprawozdania.

OBJAŚNIENIA SZCZEGÓŁOWE

1. W polu 1 wpisuje się numer identyfikacji podatkowej (NIP) nadany w Polsce przedsiębiorstwu energetycznemu składającemu sprawozdanie.
2. Pole 2 fakultatywnie wypełnia organ przyjmujący sprawozdanie przez ewentualne nadanie przedsiębiorstwu energetycznemu składającemu sprawozdanie indywidualnego numeru.
3. Składający sprawozdanie wpisuje miesiąc i rok, którego sprawozdanie dotyczy, oraz zaznacza odpowiednie pole „złożenie sprawozdania" albo „korekta sprawozdania".
4. Składający sprawozdanie zaznacza odpowiednie pole lub pola w zależności od rodzaju świadczonych usług: „magazynowania", „przeładunku rozładunku", „przeładunku załadunku", „przesyłania" lub „dystrybucji" paliw ciekłych.

Część A. OZNACZENIE PRZEDSIĘBIORSTWA ENERGETYCZNEGO

- W poz. A1, A2, A3 – wpisuje się odpowiednio pełną nazwę przedsiębiorstwa energetycznego, rodzaj i numer koncesji oraz adres siedziby przedsiębiorstwa energetycznego składającego sprawozdanie. W przypadku przedsiębiorcy zagranicznego, który prowadzi działalność na terytorium RP w ramach oddziału z siedzibą na terytorium RP utworzonego na warunkach i zasadach określonych w ustawie z dnia 6 marca

2018 r. o zasadach uczestnictwa przedsiębiorców zagranicznych i innych osób zagranicznych w obrocie gospodarczym na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej (Dz. U. z 2018 r. poz. 649), należy wpisać ww. dane dotyczące oddziału.

Część B. INFORMACJA O PODMIOTACH ZLECAJĄCYCH USŁUGĘ MAGAZYNOWANIA, PRZEŁADUNKU, PRZESYŁANIA LUB DYSTRYBUCJI PALIW CIEKŁYCH

- Kolumna 12: Liczba porządkowa.
- Kolumna 13: Dane identyfikujące podmiot zlecający, którym jest: przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem paliw ciekłych lub obrotem (w tym obrotem z zagranicą) tymi paliwami, podmiot przywożący, podmiot nabywający paliwo w powierzchni magazynowej oraz odbiorca końcowy paliw ciekłych, którym przedsiębiorstwo energetyczne świadczy usługę magazynowania, przeładunku, przesyłania lub dystrybucji paliw ciekłych. Należy wprowadzić następujące dane dotyczące podmiotu zlecającego:
  - imię i nazwisko albo nazwę wraz z oznaczeniem formy prawnej,
  - miejsce zamieszkania albo siedzibę oraz ich adres,
  - numer akcyzowy wydany przez właściwy organ, jeżeli posiada,
  - w przypadku osób fizycznych – serię i numer dokumentu tożsamości.
- Kolumna 14: Należy wpisać numer PESEL lub numer identyfikacji podatkowej (NIP), jeżeli posiada.
- Kolumna 15: Należy wpisać rodzaj i numer koncesji udzielonej podmiotowi zlecającemu przez Prezesa URE.
- Kolumna 16: Należy wpisać numer wpisu w rejestrze podmiotów przywożących.
- Kolumna 17: W przypadku odbiorcy końcowego należy wpisać „TAK".
- Kolumna 18: Należy wpisać numer w rejestrze systemu zapasów interwencyjnych.
- Kolumna 19: Rodzaj zleconej usługi to :
  - „magazynowanie",
  - „przeładunek rozładunek",
  - „przeładunek załadunek",
  - „dystrybucja",
  - „przesyłanie".

UWAGA: Przedsiębiorcy świadczący usługi przeładunku raportują w sprawozdaniu ilość paliw podlegających przeładunkowi w podziale na przeładunek załadunek i przeładunek załadunek, a każdy rodzaj usługi wskazują w osobnym wierszu. Deklarowanie usługi bez wskazania podziału jw. będzie traktowane jako działanie mogące wypełnić dyspozycję art. 56 ust. 1 pkt 12c ustawy – Prawo energetyczne i skutkować będzie wszczęciem postępowania administracyjnego w sprawie wymierzenia kary pieniężnej.

Wymienione usługi wykonywane są na podstawie zawartej umowy. Jeżeli w danym miesiącu mimo obowiązującej umowy nie wykonano żadnej usługi, w sprawozdaniu w kolumnie 21 należy wpisać „0".

- Kolumna 21: Rodzaje paliw ciekłych będących przedmiotem usług objętych sprawozdaniem to:
  a) półprodukty rafineryjne [tona],
  b) gaz płynny LPG [tona] – **konieczne jest wskazanie przeznaczenia**:
     - do celów napędowych,
     - do celów grzewczych,
  c) benzyny ciężkie [m^3],
  d) benzyny silnikowe [m^3],
  e) benzyny lotnicze [m^3],
  f) paliwa typu benzynowego do silników odrzutowych [m^3],
  g) paliwa typu nafty do silników odrzutowych [m^3],
  h) inne rodzaje nafty [m^3],
  i) oleje napędowe, w tym lekkie oleje opałowe [m^3] – **konieczne jest wskazanie przeznaczenia**:
     - do celów napędowych
     - do celów grzewczych
     - do celów żeglugowych
     - do innych celów
  j) ciężkie oleje opałowe [tona] – **konieczne jest wskazanie przeznaczenia**:
     - do celów grzewczych,
     - do celów żeglugowych,
     - do innych celów,
  k) benzyny lakowe i przemysłowe [m^3],
  l) biopaliwa ciekłe [m^3],
  m) smary [tona].

Należy pamiętać, iż rodzaj paliwa wraz z przypisanym mu kodem CN ma być zgodny z rozporządzeniem Ministra Aktywów Państwowych z dnia 27 listopada 2019 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, opublikowane w dniu 28 listopada 2019 r. w Dzienniku Ustaw pod pozycją 2332

- Kolumna 21: Ilość paliwa będącego przedmiotem poszczególnych usług podaje się sumarycznie dla każdej z usług w formie liczbowej, z dokładnością do trzech

miejsc po przecinku, uwzględniając odpowiednią jednostkę, charakterystyczną dla danego rodzaju paliwa. Jednostki charakterystyczne dla każdego rodzaju paliwa ciekłego są wskazane w opisie do kolumny 21. **W przypadku konieczności przeliczenia jednostek przeliczenia dokonuje się w temperaturze 15°C. W przypadku usługi „magazynowania" należy podać stan zmagazynowanego paliwa dla danego przedsiębiorcy na ostatni dzień miesiąca, którego dotyczy sprawozdanie.**

- Kolumna 22: Należy wskazać faktyczne pochodzenie paliwa i wypełnić sprawozdanie stosownie do posiadanej wiedzy. W przypadku zaistnienia wątpliwości co do pochodzenia paliwa rekomendowanym rozwiązaniem jest pobieranie pisemnych oświadczeń od przedsiębiorców zlecających usługi lub uregulowanie tej kwestii w umowie między stronami. Pochodzenie paliwa dla:
  - usługi „przeładunku rozładunku" definiuje się poprzez podanie informacji o tym, czy paliwo ciekłe zostało:
    - przywiezione na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, w takim przypadku należy wpisać „przywóz",
    - wytworzone na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, w takim przypadku należy wpisać „wytworzenie",
    - nabyte na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, w takim przypadku należy wpisać „nabycie",
  - usługi „magazynowania" definiuje się poprzez podanie informacji o tym, czy paliwo ciekłe było:
    - zmieszane w zbiorniku, w takim przypadku należy wpisać „mieszanina",
    - nabyte od innego podmiotu w powierzchni magazynowej, w takim przypadku należy wpisać „nabyte w zbiorniku".

W przypadku gdy pochodzenie magazynowanego paliwa nie budzi wątpliwości (nie miały miejsca procesy komponowania ani też nie było rozładunków paliwa mającego różne pochodzenie na ten sam zbiornik), należy wybrać odpowiednio: „przywóz", „wytworzenie" lub „nabycie",

- Kolumna 23: Należy wskazać adres miejsca świadczenia usługi, tj.: ulicę, nr budynku, kod pocztowy oraz miasto. W przypadku braku adresu lub w przypadku potrzeby doprecyzowania lokalizacji dozwolone jest wprowadzenie współrzędnych geograficznych zgodnie z systemem WGS-84. W odniesieniu do rurociągów przesyłowych oraz dystrybucyjnych należy podać punkty rozpoczęcia i zakończenia przesyłania paliw ciekłych.
- Kolumna 24: Należy wskazać numer akcyzowy składu podatkowego lub zarejestrowanego odbiorcy.

Część C. ZAŁĄCZNIKI

- Pole 25: W przypadku działania przez pełnomocnika – pełnomocnictwo wraz z dokumentem potwierdzającym dokonanie opłaty skarbowej za złożone pełnomocnictwo. W przypadku przedsiębiorcy zagranicznego – dokument potwierdzający, iż osoba działająca w jego imieniu jest skutecznie umocowana i uprawniona do reprezentacji zgodnie z prawem właściwym określonym w odrębnych przepisach.

Część D. PODPIS OSOBY UPRAWNIONEJ DO ZŁOŻENIA SPRAWOZDANIA

- Pole 26: Imię i nazwisko osoby uprawnionej do składania sprawozdania.
- Pole 27: Numer telefonu kontaktowego do osoby uprawnionej do składania sprawozdania.
- Pole 28: Data sporządzenia sprawozdania i podpis osoby uprawnionej do składania sprawozdania.

Wzór sprawozdania znajduje się na stronie https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/8696,Informacja-nr-9-2020.html

Warszawa, 7 lutego 2020 r.

Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 10/2020

w sprawie sposobu realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 52 ust. 1 ustawy o odnawialnych źródłach energii, w roku 2020

Zgodnie z art. 52 ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2018 r. poz. 2389 z późn. zm.), zwanej dalej „ustawą OZE", na przedsiębiorstwach energetycznych, odbiorcach końcowych, odbiorcach przemysłowych, oraz towarowych domach maklerskich lub domach maklerskich, o których mowa w art. 52 ust. 2 tej ustawy, ciąży obowiązek uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectw pochodzenia lub świadectw pochodzenia biogazu rolniczego wydanych odpowiednio dla energii elektrycznej lub biogazu rolniczego, wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii elektrycznej znajdujących się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub zlokalizowanych w wyłącznej strefie ekonomicznej, lub na podstawie ustawy – Prawo energetyczne lub obowiązek uiszczenia opłaty zastępczej obliczonej w sposób określony w art. 56 ustawy OZE.

Zgodnie z art. 47 ust. 2 ustawy OZE, podmioty, o których mowa w art. 52 ust. 2 ustawy OZE (przedsiębiorstwo energetyczne, odbiorca końcowy, odbiorca przemysłowy oraz towarowy dom maklerski lub dom maklerski), obowiązane są do wykonania obowiązku określonego w art. 52 ust. 1 pkt 1 ustawy OZE – tj. do uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectwa pochodzenia lub świadectwa pochodzenia biogazu rolniczego, w przypadku, gdy **którakolwiek** z średnioważonych cen praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia lub świadectw pochodzenia biogazu rolniczego (tj. cena roczna lub cena miesięczna) będzie niższa od wartości jednostkowej opłaty zastępczej określonej w art. 56 ustawy OZE.

W konsekwencji realizacja obowiązku, o którym mowa w art. 52 ust. 1 ustawy OZE, w przypadku zaistnienia przesłanek wynikających z art. 47 ust. 2 tej ustawy, winna odbywać się w pierwszej kolejności **poprzez uzyskanie i przedstawienie do umorzenia praw majątkowych** wynikających ze świadectw pochodzenia i świadectw pochodzenia biogazu rolniczego. Reguła ta stosowana jest oddzielnie do każdego z rodzajów praw majątkowych o których mowa w art. 47 ust. 8 ustawy OZE. Należy mieć na uwadze, że zgodnie z art. 47 ust. 3 ustawy OZE, Towarowa Giełda Energii S.A. publikuje na swojej stronie internetowej:

1) **miesięczną** cenę średnioważoną praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia, z uwzględnieniem wszystkich transakcji sesyjnych z okresu 3 pełnych miesięcy kalendarzowych poprzedzających dzień publikacji tej ceny – pierwszego dnia roboczego każdego miesiąca kalendarzowego,
2) **roczną** cenę średnioważoną praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia, z uwzględnieniem wszystkich transakcji sesyjnych z okresu ubiegłego roku kalendarzowego – pierwszego dnia roboczego każdego roku kalendarzowego.

Z kolei zgodnie z art. 47 ust. 5 ustawy OZE, ceny o których mowa powyżej, **obowiązują** odpowiednio:

1) **miesięczna** cena średnioważona – w miesiącu kalendarzowym, **w którym została opublikowana**;
2) **roczna** cena średnioważona – w roku kalendarzowym, **w którym została opublikowana**.

Mając na uwadze brzmienie powołanych wyżej przepisów należy stwierdzić, iż sposób realizacji obowiązku o którym mowa w art. 52 ust. 1 ustawy OZE, tj. obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia i świadectw pochodzenia biogazu rolniczego lub uiszczenia opłaty zastępczej w terminie do 30 czerwca roku następującego po roku realizacji obowiązku (por. art. 67 ust. 2 i art. 68 ust. 2 ustawy OZE) zdeterminowany jest wartością miesięcznej lub rocznej ceny średnioważonej praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia **obowiązującej każdorazowo w dacie wpływu do URE wniosku o umorzenie praw majątkowych lub wniesienia opłaty zastępczej na rachunek bankowy Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej**. W rezultacie, w przypadku gdy którakolwiek ze średnioważonych cen praw majątkowych (miesięczna bądź roczna) obowiązująca w dacie wpływu do URE wniosku o umorzenie praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia lub świadectw pochodzenia biogazu rolniczego będzie niższa od wartości jednostkowej opłaty zastępczej określonej w art. 56 ustawy OZE, to obowiązek o którym mowa w art. 52 ust. 1 ustawy OZE może być wykonany w dacie obowiązywania tych cen wyłącznie **poprzez uzyskanie i przedstawienie do umorzenia praw majątkowych** wynikających ze świadectw pochodzenia i świadectw pochodzenia biogazu rolniczego. Konsekwentnie, realizacja obowiązku o którym mowa w art. 52 ust. 1 ustawy OZE nie może być zrealizowana poprzez wniesienie opłaty zastępczej na rachunek bankowy Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, gdy którakolwiek z średnioważonych cen praw majątkowych (miesięczna bądź roczna) wynikających ze świadectw pochodzenia lub świadectw pochodzenia biogazu rolniczego będzie niższa od wartości jednostkowej opłaty zastępczej określonej w art. 56 ustawy OZE.

W świetle brzmienia art. 56 ust. 1 ustawy OZE jednostkowa opłata zastępcza dla świadectw pochodzenia o których mowa w art. 59 pkt 1 ustawy OZE, tzw. świadectw „zielonych", wynosi w danym roku kalendarzowym 125% rocznej ceny średnioważonej praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia innych niż wydanych dla energii elektrycznej z biogazu rolniczego wytworzonej od dnia wejścia w życie rozdziału 4 ustawy OZE, publikowanej zgodnie z art. 47 ust. 3 pkt 2 tej ustawy, jednakże nie więcej niż 300,03 złotych za 1 MWh (Ozjo), natomiast jednostkowa opłata zastępcza dla świadectw pochodzenia o których mowa w art. 59 pkt 2 ustawy OZE, tzw. świadectw „błękitnych", wynosi w danym roku kalendarzowym 125% rocznej ceny średnioważonej praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia wydanych dla energii elektrycznej z biogazu rolniczego wytworzonej od dnia wejścia w życie rozdziału 4 ustawy OZE, publikowanej zgodnie z art. 47 ust. 3 pkt 2 tej ustawy, jednakże nie więcej niż 300,03 złotych za 1 MWh (Ozjb).

Reasumując, w świetle realizacji obowiązków, o których mowa w art. 52 ust. 1 ustawy OZE, pod pojęciem średnioważonych cen praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia lub świadectw pochodzenia biogazu rolniczego nie należy rozumieć jakiejkolwiek średnioważonej ceny praw majątkowych obowiązującej w okresie w którym mogą być realizowane przedmiotowe obowiązki za dany rok kalendarzowy, lecz jedynie ceny obowiązujące **w dacie faktycznej realizacji tych obowiązków – tj. uzyskania i przedstawienia Prezesowi URE do umorzenia (data wpływu wniosku do URE) praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia i świadectw pochodzenia biogazu rolniczego lub wniesienia (uiszczenia) opłaty zastępczej na rachunek bankowy Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej**.

W dniu 2 stycznia 2020 r., stosownie do art. 47 ust. 3 pkt 2 ustawy OZE, Towarowa Giełda Energii S.A. opublikowała na swojej stronie internetowej:

1) roczną cenę średnioważoną praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia tzw. „zielonych", tj. innych niż wydanych dla energii elektrycznej z biogazu rolniczego wytworzonej od dnia wejścia w życie rozdziału 4 ustawy OZE,
2) roczną cenę średnioważoną praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia tzw. „błękitnych", tj. wydanych dla energii elektrycznej z biogazu rolniczego wytworzonej od dnia wejścia w życie rozdziału 4 ustawy OZE

– które obowiązują w 2020 r.

Roczna cena średnioważona praw majątkowych obowiązująca w roku 2020, wynikająca ze świadectw pochodzenia „zielonych" nie przekracza wartości jednostkowej opłaty zastępczej (Ozjo), obliczonej w wyżej wskazany sposób.

Powyższe powoduje, że podmioty objęte dyspozycją art. 52 ust. 2 ustawy OZE, obowiązane są do realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 52 ust. 1 pkt 1 ustawy OZE (w zakresie tzw. obowiązku „zielonego"), za rok 2019, w okresie od dnia 1 stycznia 2020 r. do dnia 30 czerwca 2020 r. (oraz za rok 2020 w okresie od dnia 1 lipca 2020 r. do dnia 31 grudnia 2020 r.), wyłącznie w drodze uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia „zielonych".

Natomiast, w odniesieniu do realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 52 ust. 1 ustawy OZE (w zakresie tzw. obowiązku „błękitnego") należy wskazać, że roczna cena średnioważona praw majątkowych wynikających ze świadectw „błękitnych", obowiązująca w roku 2020 jest większa niż wartość jednostkowej opłaty zastępczej (Ozjb).

Biorąc powyższe pod uwagę, o możliwości realizacji tzw. obowiązku „błękitnego" za pomocą opłaty zastępczej za rok 2019 w okresie od dnia 1 stycznia 2020 r. do dnia 30 czerwca 2020 r. (oraz za rok 2020 w okresie od dnia 1 lipca 2020 r. do dnia 31 grudnia 2020 r.), decydować będzie każdorazowo miesięczna cena średnioważona praw majątkowych wynikających ze świadectw „błękitnych", o której mowa w art. 47 ust. 3 pkt 1 ustawy OZE obowiązująca w dacie faktycznej realizacji tego obowiązku – tj. wniesienia (uiszczenia) opłaty zastępczej na rachunek bankowy Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.

Realizacja obowiązku, o którym mowa w art. 52 ust. 1 ustawy OZE według przedstawionych wyżej zasad nie wyłącza stosowania art. 47 ust. 7 tej ustawy, który stanowi, iż podmiot, o którym mowa w art. 52 ust. 2 ustawy OZE, **mimo zaistnienia podstaw do realizacji obowiązku przez umorzenie świadectw pochodzenia lub świadectw pochodzenia biogazu rolniczego, może wnieść opłatę zastępczą**, o ile wykaże, że składał w transakcjach sesyjnych zlecenia kupna praw majątkowych wynikających ze:

1) świadectw pochodzenia wydanych dla energii elektrycznej z biogazu rolniczego wytworzonej od dnia wejścia w życie rozdziału 4 ustawy OZE oraz świadectw pochodzenia biogazu rolniczego ale z uwagi na brak ofert sprzedaży tych praw nie nabył żadnych praw na sześciu sesjach od początku roku kalendarzowego, którego dotyczy obowiązek, o którym mowa w art. 52 ust. 1 ustawy OZE, do 31 maja roku następnego,
2) świadectw pochodzenia innych niż wymienione w pkt 1 ale z uwagi na brak ofert sprzedaży tych praw nie nabył żadnych praw na sześciu sesjach od początku roku kalendarzowego, którego dotyczy obowiązek, o którym mowa w art. 52 ust. 1 ustawy OZE, do 31 maja roku następnego,

– a na tych sesjach nie zawarto żadnych transakcji giełdowych sesyjnych, w których towarem giełdowym były prawa majątkowe wynikające z tych świadectw.

W przypadku braku uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectw pochodzenia lub świadectwa pochodzenia biogazu rolniczego, w terminie określonym w art. 67 ust. 2 ustawy OZE oraz na zasadach określonych w art. 47 tej ustawy albo nieuiszczenia opłaty zastępczej, w terminie określonym w art. 68 ust. 2 ustawy OZE (w przypadkach w których wystąpią przesłanki umożliwiające jej uiszczenie), podmiot który nie spełnił wyżej wymienionych obowiązków podlega karze

pieniężnej w wysokości do 15% przychodu ukaranego podmiotu, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym, a jeżeli kara pieniężna jest związana z działalnością gospodarczą wykonywaną na podstawie koncesji albo wpisu do rejestru działalności regulowanej, w wysokości do 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy, wynikającego z prowadzonej działalności koncesjonowanej albo działalności wykonywanej na podstawie wpisu do rejestru działalności regulowanej, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym (art. 168 pkt 1 w związku z art. 170 ust. 1 ustawy OZE).

Warszawa, 7 lutego 2020 r.

Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 11/2020

W sprawie wykazu odbiorców przemysłowych, którzy złożyli oświadczenie, o którym mowa w art. 52 ust. 3 ustawy o odnawialnych źródłach energii

W nawiązaniu do opublikowanej w dniu 31 grudnia 2019 r. Informacji Prezesa URE Nr 109/2019 w sprawie wykazu odbiorców przemysłowych, którzy złożyli oświadczenie, o którym mowa w art. 52 ust. 3 ustawy o odnawialnych źródłach energii, przedstawiam jednolity tekst tego wykazu.

Wykaz odbiorców przemysłowych, którzy złożyli Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki oświadczenie, o którym mowa w art. 52 ust. 3 ustawy o odnawialnych źródłach energii, w terminie do dnia 30 listopada 2019 r.:

Odbiorcy przemysłowi, o których mowa w art. 52 ust. 2 pkt 1 ustawy o odnawialnych źródłach energii

Nazwa przedsiębiorstwa	Kod pocztowy	Miejscowość	Adres	nr NIP	Ilość ee objętej obowiązkiem (%)
Air Liquide Polska Sp. z o.o.	31-358	Kraków	ul. Jasnogórska 9	9441251003	15%
Air Products Sp. z o.o.	02-146	Warszawa	ul. Komitetu Obrony Robotników 48	5260213184	15%
Alkat Sp. z o.o.	31-358	Kraków	ul. Jasnogórska 9	9451679441	15%
ArcelorMittal Poland S.A.	41-308	Dąbrowa Górnicza	Al. Józefa Piłsudskiego 92	6342463083	15%
ArcelorMittal Warszawa Sp. z o.o.	01-949	Warszawa	ul. Kasprowicza 132	1180016775	15%
Celsa „Huta Ostrowiec" Sp. z o.o.	27-400	Ostrowiec Świętokrzyski	ul. Samsonowicza 2	5272312319	15%
Cognor S.A.	42-360	Poraj	ul. Zielona 26	1181234296	15%
Grupa Azoty S.A.	33-101	Tarnów	ul. E. Kwiatkowskiego 8	8730006829	15%
Grupa Azoty Zakłady Azotowe PUŁAWY S.A.	24-110	Puławy	Al. Tysiąclecia Państwa Polskiego 13	7160001822	15%
Huta Łaziska S.A. w upadłości układowej	43-170	Łaziska Górne	ul. Cieszyńska 23	6350000469	15%
Sunningwell International Polska Sp. z o.o.	42-207	Częstochowa	ul. Kucelińska 22	9522077710	15%
TAURON Wydobycie S.A.	43-600	Jaworzno	ul. Grunwaldzka 37	6321880539	15%
Teksid Iron Poland Sp. z o.o.	43-430	Skoczów	ul. Ciężarowa 49	5482349926	15%
Alchemia S.A.	00-807	Warszawa	Al. Jerozolimskie 92	7470006096	60%
ANWIL S.A.	87-805	Włocławek	ul. Toruńska 222	8880004938	60%
Basell Orlen Polyolefins Sp. z o.o.	09-400	Płock	ul. Łukasiewicza 39	7742745992	60%
Cement Ożarów S.A.	00-546	Warszawa	ul. Ks. I. Skorupki 5	8630001399	60%
Cementownia „Warta" S.A.	98-355	Działoszyn	Trębaczew, ul. Przemysłowa 17	8320003932	60%
CEMEX Polska Sp. z o.o.	02-255	Warszawa	ul. Krakowiaków 46	9511496432	60%
CIECH Soda Polska S.A.	88-101	Inowrocław	ul. Fabryczna 4	5252382127	60%
CMC Poland Sp. z o.o.	42-400	Zawiercie	ul. Piłsudskiego 82	6490001173	60%
Dyckerhoff Polska Sp. z o.o.	26-052	Nowiny	ul. Zakładowa 3	6570081493	60%
Górażdże Cement S.A.	47-316	Górażdże	Chorula, ul. Cementowa 1	7560003405	60%
Grupa Azoty Zakłady Chemiczne „Police" S.A.	72-010	Police	ul. Kuźnicka 1	8510205573	60%
ICT Poland Sp. z o.o.	66-470	Kostrzyn nad Odrą	ul. Włoska 3	5992536573	60%
Impexmetal S.A.	00-807	Warszawa	Al. Jerozolimskie 92	5250003551	60%
International Paper – Kwidzyn Sp. z o.o.	82-500	Kwidzyn	ul. Lotnicza 1	5810004587	60%
Kronospan Polska Sp. z o.o.	78-400	Szczecinek	ul. Waryńskiego 1	6731596217	60%
Lafarge Cement S.A.	28-366	Małogoszcz	ul. Warszawska 110	5261060765	60%
Linde Gaz Polska Sp. z o.o.	31-864	Kraków	ul. prof. M. Życzkowskiego 17	6770067397	60%
Malta-Decor Sp. z o.o.	61-132	Poznań	ul. Wołkowyska 32	7010353287	60%
O-I Poland S.A.	37-500	Jarosław	ul. Morawska 1	7920003093	60%
Paroc Polska Sp. z o.o.	62-240	Trzemeszno	ul. Gnieźnieńska 4	5261872546	60%
PCC Rokita S.A.	56-120	Brzeg Dolny	ul. Sienkiewicza 4	9170000015	60%

Nazwa przedsiębiorstwa	Kod pocztowy	Miejscowość	Adres	nr NIP	Ilość ee objętej obowiązkiem (%)
Stalprodukt S.A.	32-700	Bochnia	ul. Wygoda 69	8680000775	60%
Steico Sp. z o.o.	64-700	Czarnków	ul. Przemysłowa 2	7631002199	60%
Zakłady Górniczo-Hutnicze „BOLESŁAW" S.A.	32-332	Bukowno	ul. Kolejowa 37	6370102196	60%
BA Glass Poland Sp. z o.o.	60-349	Poznań	ul. Ostroroga 8/1	5272640420	80%
Tokai COBEX Polska Sp. z o.o.	47-400	Racibórz	ul. Piastowska 29	6390003994	80%
Grupa LOTOS S.A.	80-718	Gdańsk	ul. Elbląska 135	5830000960	80%
Jastrzębska Spółka Węglowa S.A.	44-330	Jastrzębie-Zdrój	Al. Jana Pawła II 4	6330005110	80%
KGHM Polska Miedź S.A.	59-301	Lubin	ul. M. Skłodowskiej-Curie 48	6920000013	80%
Kronospan Mielec Sp. z o.o.	39-300	Mielec	ul. Wojska Polskiego 3	8171459956	80%
Mondi Świecie S.A.	86-100	Świecie	ul. Bydgoska 1	5590000505	80%
Pilkington Automotive Poland Sp. z o.o.	27-600	Sandomierz	ul. Portowa 24	8641393724	80%
Polska Grupa Górnicza S.A.	40-039	Katowice	ul. Powstańców 30	6342834728	80%
Polski Koncern Naftowy ORLEN S.A.	09-411	Płock	ul. Chemików 7	7740001454	80%
Rockwool Polska Sp. z o.o.	66-131	Cigacice	ul. Kwiatowa 14	9270005236	80%
Saint-Gobain Innovative Materials Polska Sp. z o.o.	42-530	Dąbrowa Górnicza	ul. Szklanych Domów 2	9281005205	80%
Stora Enso Narew Sp. z o.o.	07-401	Ostrołęka	Al. Wojska Polskiego 21	5260200514	80%
Stora Enso Poland S.A.	07-401	Ostrołęka	Al. Wojska Polskiego 21	7580000692	80%
SWISS KRONO Sp. z o.o.	68-200	Żary	ul. Serbska 56	9280012700	80%

Pozostali odbiorcy przemysłowi

Nazwa przedsiębiorstwa	Kod pocztowy	Miejscowość	Adres	nr NIP	Ilość ee objętej obowiązkiem (%)
Cementownia „Odra" S.A.	45-005	Opole	ul. Budowlanych 9	7540334783	15%
Chłodnia Grudziądz Sp. z o.o.	86-300	Grudziądz	ul. Kustronia 13	8762330125	15%
ELDOM Sp. z o.o. Sp. k.	86-300	Grudziądz	ul. J. Wybickiego 45	8761508377	15%
Eloros Sp. z o.o.	41-503	Chorzów	ul. Maciejkowicka 30	5252372100	15%
Fabryka Urządzeń Mechanicznych CHOFUM w Chocianowie S.A.	59-140	Chocianów	ul. Fabryczna 24	6920000036	15%
Fibris S.A.	37-700	Przemyśl	ul. Ofiar Katynia 17	7950200579	15%
Firma Handlowa Elwit – Elżbieta TYC	62-800	Kalisz	ul. Baligrodzka 17	6181552426	15%
GTX HANEX PLASTIC Sp. z o.o.	41-303	Dąbrowa Górnicza	ul. Budowlanych 7	7820021269	15%
Marflex – M.J. Maillis Poland Sp. z o.o.	05-480	Karczew	ul. Przemysłowa 4	1131223072	15%
Masfrost Ziębice Sp. z o.o.	57-220	Ziębice	ul. Nadrzeczna 1A	8871003879	15%
Metsa Tissue Krapkowice Sp. z o.o.	47-300	Krapkowice	ul. Opolska 103	5252468691	15%
MP Production Sp. z o.o.	41-503	Chorzów	ul. Maciejkowicka 30	6272734311	15%
Odlewnia Kutno Sp. z o.o.	43-170	Łaziska Górne	ul. Cieszyńska 23G	5252590647	15%
Oerlemans Foods Siemiatycze Sp. z o.o.	17-300	Siemiatycze	ul. Armii Krajowej 31	5441337599	15%
Pfleiderer MDF Grajewo Sp. z o.o.	19-203	Grajewo	ul. Wiórowa 1	7191399317	15%
REGFOL Grzegorz Gadomski	06-521	Wiśniewo	Stara Otocznia 53	5691721519	15%
Repro-Plast Sp. z o.o.	07-130	Łochów	ul. Fabryczna 12	9521936944	15%

Nazwa przedsiębiorstwa	Kod pocztowy	Miejscowość	Adres	nr NIP	Ilość ee objętej obowiązkiem (%)
Schollglas Polska Sp. z o.o.	39-400	Tarnobrzeg	ul. Zakładowa 39	9511595217	15%
SGL Graphite Solutions Polska Sp. z o.o.	33-300	Nowy Sącz	ul. Węgierska 188	7010482429	15%
STAR-DUST Sp. z o.o.	26-200	Końskie	ul. Ceramiczna 5	6581857129	15%
Stolzle Wymiarki Sp. z o.o.	68-131	Wymiarki	ul. Księcia Witolda 11	9241904133	15%
Zakład Przetwórstwa Owocowo-Warzywnego w Środzie Wielkopolskiej Sp. z o.o.	63-000	Środa Wielkopolska	Kijewo k/Środy Wielkopolskiej	7861550272	15%
Zakłady Azotowe Chorzów S.A.	41-503	Chorzów	ul. Narutowicza 15	6270011643	15%
Zamrażalnia VIDANSONDER Sp. z o.o.	05-088	Brochów	Brochów 120	8371731943	15%
„APIS" Sp. z o.o.	87-860	Chodecz	ul. Kaliska 11	8882736166	60%
„Fol – Plast II" M.A. Gostomscy M. Szczypior – Sp. J.	83-250	Skarszewy	ul. Drogowców 17	5921908487	60%
„KRAKODLEW" S.A.	30-969	Kraków	ul. Ujastek 1	6781010225	60%
„RAWIT" W. Warlich i Wspólnicy Sp. J.	62-070	Dąbrowa	ul. Piaskowa 13	7790001835	60%
„TERIEL" Sp. z o.o.	63-800	Gostyń	ul. Lipowa 2/A	6131457022	60%
ADM Szamotuły Sp. z o.o.	64-500	Szamotuły	ul. Chrobrego 29	7871049088	60%
AGRAM S.A.	20-234	Lublin	ul. Małgiewska 104	9462566686	60%
AKPOL Adam Kuś	23-230	Kraśnik	ul. Młyńska 19	7151578485	60%
ALLMIZ Sp. z o.o.	08-530	Dęblin	ul. Stawska 231	5381579085	60%
ALPLA Opakowania z Tworzyw Sztucznych Sp. z o.o.	34-300	Żywiec	ul. Stolarska 6	5530101361	60%
Amhil Europa Sp. z o.o.	84-110	Krokowa	Kartoszyno, ul. Okrężna 3	5871522454	60%

Nazwa przedsiębiorstwa	Kod pocztowy	Miejscowość	Adres	nr NIP	Ilość ee objętej obowiązkiem (%)
Ardagh Glass S.A.	63-800	Gostyń	ul. Starogostyńska 9	7640001325	60%
BIMIZ Food Sp. z o.o.	21-300	Radzyń Podlaski	ul. Parkowa 33	5381579091	60%
CAST S.A.	58-160	Świebodzice	ul. Ciernie 18B	8842294236	60%
Ceramika Gres S.A.	26-200	Końskie	ul. Ceramiczna 1	6581723498	60%
Ceramika Nowa Gala S.A.	26-200	Końskie	ul. Ceramiczna 1	6581002540	60%
Chłodnie Gomar Sp. z o.o.	26-600	Radom	ul. Wrocławska 9	7962375942	60%
CP GLASS S.A.	43-180	Orzesze	ul. Gliwicka 59	8690003226	60%
DOM – BUD Kazimierz Stachowiak	64-111	Lipno	ul. Spółdzielcza 17	6971903558	60%
ECO-WORLD Plastics Recycling Sp. z o.o. Sp. k.	42-360	Poraj	Masłońskie, ul. Żarecka 24	5771975682	60%
EPLAST Sp. z o.o.	50-148	Wrocław	ul. Wita Stwosza 16	8971825517	60%
Ergis-Recycling Sp. z o.o.	00-349	Warszawa	ul. Tamka 16	7742795062	60%
Eurocast Sp. z o.o.	84-220	Strzebielino	ul. Wejherowska 9	5882024234	60%
Fabryka Papieru Czerwonak Sp. z o.o.	62-004	Czerwonak	ul. Gdyńska 131	7771022658	60%
Fabryka Papieru KACZORY Sp. z o.o.	64-810	Kaczory	ul. Dziembowska 20	7641004426	60%
FERREX Sp. z o.o.	61-371	Poznań	ul. Romana Maya 1	7820006146	60%
Ferrum S.A.	40-246	Katowice	ul. Porcelanowa 11	6340128794	60%
Flexpol Sp. z o.o.	09-400	Płock	ul. Ignacego Łukasiewicza 46	7742514034	60%
FOLAN Anna Kwiatkowska	62-060	Stęszew	ul. Piotra Tomickiego 25	7772335916	60%
Foliarex Tworzywa Specjalne Borowiak Sp. J.	62-060	Stęszew	Drożdżyce 5	7771794220	60%
Gdańskie Zakłady Nawozów Fosforowych „Fosfory" Sp. z o.o.	80-550	Gdańsk	ul. Kujawska 2	5830001675	60%
Hanke Tissue Sp. z o.o.	66-470	Kostrzyn nad Odrą	ul. Fabryczna 1	5980009201	60%
Homanit Krosno Odrzańskie Sp. z o.o.	66-600	Krosno Odrzańskie	ul. Gubińska 63	7811877404	60%
HORTINO Zakład Przetwórstwa Owocowo-Warzywnego Leżajsk Sp. z o.o.	37-300	Leżajsk	ul. Fabryczna 2	8161509351	60%
Huta Małapanew Sp. z o.o.	46-040	Ozimek	ul. Kolejowa 1	9910217818	60%
INTERPLASTIK Sp. z o.o. w restrukturyzacji	39-205	Dębica	Pustków 363C	7811848779	60%
KLON S.A.	77-400	Złotów	Nowa Święta 78	7670000023	60%
Kronospan KO Sp. z o.o.	47-100	Strzelce Opolskie	ul. 1 Maja 52	7822377131	60%
KRUŚ Sp. z o.o. Sp. k.	62-066	Granowo	ul. Poznańska 74	7831452116	60%
Lhoist Bukowa Sp. z o.o.	29-105	Krasocin	ul. Osiedlowa 10	6561469128	60%
MABA PLAST Sp. z o.o.	62-200	Gniezno	Al. Reymonta 10	7842180584	60%
METALODLEW S.A.	31-752	Kraków	ul. Ujastek 1	6780035737	60%
METALPOL WĘGIERSKA GÓRKA Sp. z o.o.	34-350	Węgierska Górka	ul. Kolejowa 6	5471880753	60%
ML Sp. z o.o.	82-310	Gronowo Górne	ul. Berylowa 7	5783118860	60%
MONDI POLSKA Sp. z o.o.	34-100	Karczmiska Pierwsze	ul. Nadrzeczna 3	7171527060	60%
NIDA Sp. z o.o. Sp. K.	58-160	Świebodzice	ul. Sikorskiego 38	8842734190	60%
Odlewnia „CEMA-MYSTAL" Sp. z o.o.	42-300	Myszków	ul. Partyzantów 21	5771956727	60%
Odlewnia Elzamech Sp. z o.o.	00-839	Warszawa	ul. Towarowa 28	5781002685	60%
Odlewnia Zawiercie S.A.	42-400	Zawiercie	ul. Leśna 10	6490000883	60%
Odlewnia Żeliwa „Śrem" Sp. z o.o.	63-100	Śrem	ul. Staszica 1	7850010299	60%
Olimar Sp. z o.o.	30-390	Kraków	ul. Zawiła 65E	6762189766	60%
Opoczno I Sp. z o.o.	26-300	Opoczno	ul. Przemysłowa 5	7681769371	60%
Orzeł S.A.	24-320	Poniatowa	ul. Przemysłowa 50	7132984445	60%
Pfleiderer Grajewo Sp. z o.o.	19-203	Grajewo	ul. Wiórowa 1	7191568458	60%
Pfleiderer Wieruszów Sp. z o.o.	98-400	Wieruszów	ul. Bolesławiecka 10	6191742967	60%
PLASTIC SOLUTIONS Sp. z o.o.	62-200	Gniezno	ul. Roosevelta 120	9532678807	60%
POLIFOLIA Sp. z o.o.	24-320	Poniatowa	ul. Przemysłowa 28	9460005647	60%
Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowe „EKO ŚWIAT" Jarosław Śliwakowski	42-270	Kłomnice	ul. Kolejowa 45/46	5730010574	60%
Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowe „FOLPAK" Baranowski Andrzej i Teresa s.c.	05-300	Mińsk Mazowiecki	ul. Łąkowa 26	8222343934	60%
Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe „PLASTPOM" Beata Szwabis	78-300	Świdwin	ul. Katowicka 1	6721242392	60%
Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe DEFALIN Group S.A.	58-160	Świebodzice	ul. Towarowa 16	8840007416	60%
Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Usługowo-Handlowe „TRAK" Kwaśnik Tomasz, Przerwa Zdzisław Sp. z o.o.	26-930	Garbatka Letnisko	Garbatka Długa 1	8121761475	60%
Sanglass S.A.	39-300	Mielec	ul. Wojska Polskiego 14	8171829726	60%
Schumacher Packaging Zakład Grudziądz Sp. z o.o.	86-300	Grudziądz	ul. Parkowa 56	5591954448	60%

Nazwa przedsiębiorstwa	Kod pocztowy	Miejscowość	Adres	nr NIP	Ilość ee objętej obowiązkiem (%)
Spółdzielnia Ogrodnicza „ZAMVINEX"	32-731	Żegocina	Łąkta Górna 255	8680003839	60%
STAR-GRES Sp. z o.o.	26-200	Końskie	ul. Ceramiczna 5	6631759743	60%
STRADOM S.A.	42-200	Częstochowa	ul. 1 Maja 29	5730105139	60%
Veroni Sp. z o.o.	87-200	Wąbrzeźno	ul. Towarzystwa Jaszczurczego 9	8781805285	60%
Victaulic Polska Sp. z o.o.	66-530	Drezdenko	ul. Niepodległości 8	9511892636	60%
Walcownia Metali Nieżelaznych „ŁABĘDY" S.A.	44-109	Gliwice	ul. Metalowców 6	9691586199	60%
Warmińskie Zakłady Przetwórstwa Owocowo-Warzywnego Sp. z o.o.	82-500	Kwidzyn	ul. Południowa 2	5811002515	60%
WIP Sp. z o.o. Sp. k.	87-700	Aleksandrów Kujawski	ul. Przemysłowa 3A	8910004298	60%
Zakład Metalurgiczny „WSK Rzeszów" Sp. z o.o.	35-078	Rzeszów	ul. Hetmańska 120	8133378658	60%
Zakład Usługowy Recyklon Piotr Radosz Sp. J.	75-846	Koszalin	ul. Słowiańska 17a	6692397501	60%
Zakłady Tłuszczowe w Bodaczowie Sp. z o.o.	80-280	Gdańsk	ul. Cypriana Kamila Norwida 2	5632078401	60%
„FAIR PACKAGING" Sp. z o.o. Sp. k.	64-500	Szamotuły	Gałowo, ul. Gruszowa 21	7872103795	80%
„Guardian Częstochowa" Sp. z o.o.	42-200	Częstochowa	ul. Korfantego 31/35	9491751475	80%
„Homanit Polska Sp. z o.o. i Spółka" Sp. k.	78-230	Karlino	ul. Kołobrzeska 17-19	7811756534	80%
„LENTEX" S.A.	42-700	Lubliniec	ul. Powstańców Śląskich 54	5750007888	80%
„MTB" Trzebińscy Sp. J.	89-100	Nakło nad Notecią	ul. Dolna 1A	5581380951	80%
„POLIPAK" Sp. z o.o.	63-000	Środa Wielkopolska	ul. Harcerska 16	7861007728	80%
ADM Czernin S.A.	64-500	Szamotuły	ul. Chrobrego 29	5782726681	80%
Albatros Aluminium Sp. z o.o.	61-102	Poznań	ul. Czartoria 1/27	7781453822	80%
Algontec Polska Sp. z o.o.	66-470	Kostrzyn nad Odrą	Aleja Milenijna 22	5993009870	80%
ALUFORM Sp. z o.o.	43-109	Tychy	ul. Strefowa 4	6462864614	80%
ALUMETAL POLAND Sp. z o.o.	67-100	Nowa Sól	ul. Przemysłowa 8	5492338255	80%
Alupol Films Sp. z o.o.	32-600	Oświęcim	ul. Gospodarcza 18	5492440077	80%
Alupol Packaging Kęty Sp. z o.o.	32-650	Kęty	ul. Kościuszki 111	5492373493	80%
Alupol Packaging S.A.	43-109	Tychy	ul. Strefowa 4	6462367488	80%
Austria Juice Poland Sp. z o.o.	22-100	Chełm	ul. Kolejowa 31	5631805885	80%
Barlinek Inwestycje Sp. z o.o.	74-320	Barlinek	ul. Przemysłowa 1	5971633360	80%
Bech Packaging Sp. z o.o.	64-300	Nowy Tomyśl	ul. Kolejowa 56	7881154591	80%
BIMIZ Produkt Sp. z o.o.	21-146	Jeziorzany	ul. Blizocka 33	7120153342	80%
BIOAGRA S.A.	01-303	Warszawa	ul. Połczyńska 97A	5272445687	80%
Bioagra-Oil S.A.	43-100	Tychy	ul. Przemysłowa 64	5242587483	80%
BioConcept Gardenia Sp. z o.o.	00-446	Warszawa	ul. Fabryczna 5	5272560112	80%
Bischof + Klein Polska GmbH Sp. k.	47-344	Walce	ul. Eichendorffa 3	7551651820	80%
BIS-PAK Sp. z o.o.	78-300	Świdwin	ul. Szczecińska 97	6722078049	80%
Cedo Sp. z o.o.	55-080	Kąty Wrocławskie	ul. Nowowiejska 32	9130005696	80%
CELIKO Sp. z o.o.	61-359	Poznań	ul. Św. Antoniego 71	7822311072	80%
Ceramika Color Sp. z o.o.	26-200	Końskie	Kopaniny 11B	6581800572	80%
Ceramika Paradyż Sp. z o.o.	26-300	Opoczno	ul. Piotrkowska 61	7681662555	80%
Ceramika Tubądzin II Sp. z o.o.	95-035	Ozorków	ul. Armii Krajowej 20	7321813880	80%
Ceramika Tubądzin III Sp. z o.o.	98-200	Sieradz	ul. Dworska 28	8272308466	80%
Ceramika Tubądzin Sp. z o.o.	98-285	Wróblew	Tubądzin 31	8270007335	80%
Ceramika-Końskie Sp. z o.o.	26-200	Końskie	ul. Ceramiczna 5	6581041652	80%
CERPOL-KOZŁOWICE Sp. z o.o.	46-310	Gorzów Śląski	Kozłowice, ul. Nowa 4	7010343076	80%
CERRAD Sp. z o.o.	27-200	Starachowice	ul. Radomska 49B	7961012611	80%
Cersanit III S.A.	58-306	Wałbrzych	ul. Uczniowska 21	8862477709	80%
Cersanit IV Sp. z o.o.	22-300	Krasnystaw	ul. Leśna 6	9591762811	80%
Chłodnia-Mors Sp. z o.o.	22-400	Zamość	ul. Kilińskiego 83	9221005503	80%
CIECH Vitrosilicon S.A.	68-120	Iłowa	ul. Żagańska 27	9240004491	80%
Cofresco Poland Sp. z o.o. Manufacturing Sp. k.	87-300	Brodnica	ul. Sikorskiego 27	8741778286	80%
Cotto Petrus Sp. z o.o.	26-200	Końskie	ul. Ceramiczna 5	6581899352	80%
Creaton Polska Sp. z o.o.	32-300	Olkusz	ul. Wspólna 6	8522097221	80%
Crisp Malt Sp. z o.o.	85-790	Bydgoszcz	ul. Fordońska 400	8792259248	80%
D&R DISPERSIONS & RESINS Sp. z o.o.	87-800	Włocławek	ul. Duninowska 9	8883086411	80%
DAFO PLASTICS S.A.	34-400	Nowy Targ	ul. Waksmundzka 193	7350008856	80%
Dolina Nidy Sp. z o.o.	28-400	Pińczów	Leszcze 15	7262293337	80%

Nazwa przedsiębiorstwa	Kod pocztowy	Miejscowość	Adres	nr NIP	Ilość ee objętej obowiązkiem (%)
DRUMET Liny i Druty Sp. z o.o.	87-800	Włocławek	ul. Polna 26/74	7010305673	80%
Effect Glass S.A.	25-214	Kielce	ul. Hauke-Bosaka 2	6341023465	80%
Ergis S.A.	00-349	Warszawa	ul. Tamka 16	5730003999	80%
Essity Operations Poland Sp. z o.o.	55-200	Oława	ul. 3 Maja 30A	8951502768	80%
Euroglas Polska Sp. z o.o.	97-225	Ujazd	Osiedle Niewiadów 65	7732400872	80%
EXIDE TECHNOLOGIES S.A.	61-016	Poznań	ul. Gdyńska 31/33	7770002990	80%
FABIOS S.A.	34-220	Maków Podhalański	Białka 556	5520100851	80%
Fabryka Opakowań Foliowych ROSSOPLAST D. i R. Rossochaccy Sp. J.	11-100	Lidzbark Warmiński	ul. Dantyszka 19	7430005765	80%
FAST-FOL GADOMSCY Sp. J.	06-500	Mława	ul. Graniczna 1D	5691701907	80%
Firma Produkcyjno-Handlowo-Usługowa „ARMAKAN" – PVC Kiebus Krzysztof	56-400	Oleśnica	ul. Wądoły 20	9111004276	80%
FLEXERGIS Sp. z o.o.	33-300	Nowy Sącz	ul. Elektrodowa 45C	7340010805	80%
FLEXOPACK Polska Sp. z o.o.	82-200	Malbork	Tragamin 17	5792061237	80%
Foliarex Sp. z o.o.	69-100	Słubice	ul. Osiedle Przemysłowe 22	5981493305	80%
FOSFAN S.A.	71-820	Szczecin	ul. Nad Odrą 44/65	8510307457	80%
FRUBELLA PROCESSING Sp. z o.o.	26-800	Białobrzegi	ul. Krakowska 102	5260040140	80%
Geberit Produkcja Sp. z o.o.	62-600	Koło	ul. Toruńska 154	7772751164	80%
GEKOPLAST S.A.	42-693	Krupski Młyn	ul. Krasickiego 13	6452506445	80%
Gerresheimer Bolesławiec S.A.	59-700	Bolesławiec	ul. Bolesława Chrobrego 15	6120004446	80%
Gomar Pińczów Sp. z o.o. S.K.A.	28-400	Pińczów	ul. Przemysłowa 6	6621817516	80%
Greenyard Frozen Poland Sp. z o.o.	87-600	Lipno	ul. Wojska Polskiego 12	9522106392	80%
Greiner Packaging Sp. z o.o.	96-515	Teresin	Al. XX Lecia 54	8371274842	80%
Grupa Azoty Kopalnie i Zakłady Chemiczne Siarki „Siarkopol" S.A.	28-200	Staszów	Grzybów	8660001369	80%
Grupa Kęty S.A.	32-650	Kęty	ul. Kościuszki 111	5490001468	80%
Grupa KON-PLAST Sp. z o.o. Sp. k.	62-571	Modła Królewska	Modła Królewska 28i	6652987892	80%
Hanplast Sp. z o.o.	85-862	Bydgoszcz	ul. Władysława Paciorkiewicza 3	5541000095	80%
HEBAN domy z drewna Sp. z o.o.	89-511	Cekcyn	ul. Kolejowa 8	5611463950	80%
HEINZ-GLAS Działdowo Sp. z o.o.	13-200	Działdowo	ul. Władysława Jagiełły 40	5710002726	80%
Huta Bankowa Sp. z o.o.	41-300	Dąbrowa Górnicza	ul. Sobieskiego 24	6291328871	80%
Huta Szkła w Jaśle S.A.	38-200	Jasło	ul. Śniadeckich 19	6850005435	80%
HUTMEN S.A.	53-234	Wrocław	ul. Grabiszyńska 241	8960000196	80%
Hydro Extrusion Poland Sp. z o.o.	64-980	Trzcianka	ul. Kopernika 18	7630003558	80%
Indorama Ventures Poland Sp. z o.o.	87-805	Włocławek	ul. Krzywa Góra 19	5272642695	80%
Industrie Maurizio Peruzzo Comfort Sp. z o.o.	58-100	Świdnica	ul. Inżynierska 15-17	5470048685	80%
Industrie Maurizio Peruzzo Polowat Sp. z o.o.	43-346	Bielsko-Biała	ul. Konwojowa 96	5470089253	80%
Inline Poland Sp. z o.o.	62-095	Murowana Goślina	ul. Polna 40	7820007370	80%
Inowrocławskie Kopalnie Soli „SOLINO" S.A.	88-100	Inowrocław	ul. Św. Ducha 26A	5560800684	80%
INTEMO S.A.	88-230	Piotrków Kujawski	ul. Włodawska 33	9531035496	80%
International Paper Cellulose Fibers (Poland) Sp. z o.o.	80-298	Gdańsk	ul. Maszynowa 20	5252446063	80%
JENOX Akumulatory Sp. z o.o.	64-800	Chodzież	ul. Notecka 33	7640075507	80%
JES Opakowania Sp. z o.o. Sp. k.	75-122	Koszalin	ul. Szczecińska 63	6692388732	80%
Jokey Plastik Blachownia Sp. z o.o.	47-225	Kędzierzyn-Koźle	ul. Szkolna 15	7491001129	80%
K.C.B. INTERLIGHT Sp. z o.o.	88-140	Gniewkowo	ul. Inowrocławska 4	5560004237	80%
Kablonex Nawroccy Sp. J.	64-800	Chodzież	Podanin 76	6070084790	80%
Kaczmarek Malewo Sp. J.	63-800	Gostyń	Malewo 1	6961876386	80%
Komagra Sp. z o.o.	01-303	Warszawa	ul. Połczyńska 97A	5261017858	80%
Koneckie Zakłady Odlewnicze S.A.	26-200	Końskie	ul. 1-go Maja 57	6580001047	80%
Kopalnia Wapienia „Czatkowice" Sp. z o.o.	32-065	Krzeszowice	ul. Czatkowice Dolne 78	6751004131	80%
Kopalnie Surowców Skalnych w Bartnicy Sp. z o.o.	57-451	Świerki	Bartnica 70	8851000145	80%
Korporacja KGL S.A.	05-080	Izabelin	Mościska, ul. Postępu 20	1181624643	80%
Koszalińskie Przedsiębiorstwo Przemysłu Drzewnego S.A.	78-400	Szczecinek	ul. Waryńskiego 2	6730006231	80%
Kronospan HPL Sp. z o.o.	39-300	Mielec	ul. Wojska Polskiego 3	8722201077	80%
Krosno Glass S.A.	38-400	Krosno	ul. Tysiąclecia 13	5252658150	80%
Leier Polska S.A.	33-150	Wola Rzędzińska	Wola Rzędzińska 155A	8730007409	80%

Nazwa przedsiębiorstwa	Kod pocztowy	Miejscowość	Adres	nr NIP	Ilość ee objętej obowiązkiem (%)
LERG S.A.	39-206	Pustków 3	Pustków-Osiedle 59D	8720003568	80%
LG Chem Poland Sp. z o.o.	55-040	Kobierzyce	ul. LG 3	8971708757	80%
Luvena S.A.	62-030	Luboń	ul. Romana Maya 1	7772337097	80%
ŁĄCCY-KOŁCZYGŁOWY Sp. z o.o.	77-140	Kołczygłowy	ul. Słupska 60	8421551629	80%
Magnaplast Sp. z o.o.	68-213	Lipinki Łużyckie	Sieniawa Żarska 69	9281000805	80%
Marcato Sp. z o.o.	05-408	Glinianka	Rzakta 82	1130087626	80%
Marcegaglia Poland Sp. z o.o.	46-320	Praszka	ul. Kaliska 72	5761485249	80%
MARPOL S.A.	16-001	Kleosin	Ignatki 40/1	5421004860	80%
Miko Pac Sp. z o.o.	85-147	Bydgoszcz	ul. Dąbrowa 21	9531000316	80%
Miranda Sp. z o.o.	62-700	Turek	ul. Jedwabnicza 1	6681712330	80%
MrGarden Sp. z o.o.	65-127	Zielona Góra	ul. Gorzowska 20	9731017468	80%
Multilayer Pipe Company Sp. z o.o.	57-100	Strzelin	Pęcz 59	9141338941	80%
Nemak Poland Sp. z o.o.	43-300	Bielsko-Biała	ul. Komorowicka 53	9372362922	80%
Nicromet Sp. z o.o. Sp. k.	43-512	Bestwinka	ul. Witosa 28	6521721863	80%
NORDFOLIEN POLSKA Sp. z o.o.	47-330	Zdzieszowice	ul. Rozwadzka 4	7551673589	80%
Novita S.A.	65-722	Zielona Góra	ul. Dekoracyjna 3	9290094094	80%
Nowy Ląd S.A.	59-600	Lwówek Śląski	Niwnice	6160003861	80%
Odlewnia „Świdnica" Sp. z o.o.	58-100	Świdnica	ul. Kliczkowska 53	8842337230	80%
Odlewnia Ciśnieniowa META-ZEL Sp. z o.o.	36-060	Głogów Małopolski	Wola Cicha 155	8133485377	80%
Odlewnia Rafamet Sp. z o.o.	47-420	Kuźnia Raciborska	ul. Staszica 1	6391006954	80%
Odlewnia Żeliwa „FANSULD" J. Postuła, R. Rudziński, R. Postuła Sp. J.	26-200	Końskie	ul. Zielona 22	6580001627	80%
Odlewnia Żeliwa Bydgoszcz Sp. z o.o.	85-082	Bydgoszcz	ul. Zygmunta Augusta 11	9671035444	80%
Odlewnia Żeliwa Lisie Kąty Sławomir i Bogusław Mioduszewscy Sp. j.	86-302	Grudziądz	Lisie Kąty 7	8761009243	80%
Odlewnia Żeliwa Simiński-Ordon Sp. z o.o. Sp. k.	42-262	Poczesna	Zawodzie, ul. Jałowcowa 12	5731011937	80%
Odlewnie Polskie S.A.	27-200	Starachowice	ul. inż. Władysława Rogowskiego 22	6640005475	80%
Oerlemans Foods Polska Sp. z o.o.	88-320	Strzelno	ul. Kardynała St. Wyszyńskiego 52	5571000384	80%
Omya Sp. z o.o.	00-526	Warszawa	ul. Krucza 16/22	6771841769	80%
ORSA-MOTO Sp. z o.o.	95-035	Ozorków	Adamówek 37	7321782056	80%
PACCOR Polska Sp. z o.o.	41-100	Siemianowice Śląskie	ul. Budowlana 6	5490022619	80%
Panasonic Energy Poland S.A.	62-200	Gniezno	ul. Słoneczna 42	7641003272	80%
PCC MCAA Sp. z o.o.	56-120	Brzeg Dolny	ul. Sienkiewicza 4	9880285375	80%
Petrochemia-Blachownia S.A.	47-225	Kędzierzyn-Koźle	ul. Szkolna 15	7491784284	80%
Pilkington IGP Sp. z o.o.	27-600	Sandomierz	ul. Portowa 24	1230006857	80%
Pilkington Polska Sp. z o.o.	27-600	Sandomierz	ul. Portowa 24	8640004979	80%
Pittsburgh Glass Works (Poland) Sp. z o.o.	55-300	Środa Śląska	Komorniki, ul. Szklana 1	5272613386	80%
PLASTIAPE Sp. z o.o.	02-044	Warszawa	ul. Mianowskiego 3	5262484088	80%
Plastic Form Sp. z o.o. Sp. k.	78-300	Świdwin	ul. Polna 9	6720050259	80%
Podanfol S.A.	64-800	Chodzież	Podanin 71	7641009978	80%
Poli Marian Holz	88-100	Inowrocław	ul. Wiejska 74	5560001865	80%
POL-KRES EDWOOD Daniel Tomaszuk	21-500	Biała Podlaska	ul. Łomaska 86	5372010871	80%
POLONTEX S.A.	42-360	Poraj	ul. Armii Krajowej 43	5770009643	80%
Polski Ogród Sp. z o.o.	02-337	Warszawa	ul. Mszczonowska 2	8361718332	80%
POS-PLASTIC S.C. Sławomir Burgs Agnieszka Burgs	08-110	Siedlce	ul. Starzyńskiego 12	8212476071	80%
PPUH AUTO-PART Jacek Bąk Sp. z o.o.	39-300	Mielec	ul. Kwiatkowskiego 2a	8172017315	80%
PRESS GLASS S.A.	42-262	Poczesna	Nowa Wieś, ul. Kopalniana 9	5740007496	80%
Prignitz – Meble Pomorskie Sp. z o.o.	74-240	Lipiany	ul. Pyrzycka 11	7781371159	80%
PRT Radomsko Sp. z o.o.	97-500	Radomsko	ul. Geodetów 8	7722393283	80%
Przedsiębiorstwo Górnicze „SILESIA" Sp. z o.o.	43-502	Czechowice-Dziedzice	ul. Górnicza 60	6521705143	80%
Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „Danex" Sp. z o.o. Sp. k.	64-730	Wieleń	Rosko, ul. Dworcowa 34	7632111476	80%
Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowo-Przetwórcze „METAL-PLAST" Sp. z o.o. Sp. k.	58-160	Świebodzice	ul. Ciernie 157B	8842718860	80%
Przedsiębiorstwo Innowacyjno-Wdrożeniowe „WIFAMA-PREXER" Sp. z o.o.	92-320	Łódź	ul. Niciarniana 45	7250009709	80%
Przedsiębiorstwo Przemysłu Drzewnego Poltarex Sp. z o.o.	84-300	Lębork	ul. Żeromskiego 9/10	8411002134	80%
Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „MASTER-CHEM" Marcin Wiśniewski, Piotr Wasilewski Sp. J.	66-015	Zielona Góra	ul. Przylep-Solidarności 86D	9730614179	80%

Nazwa przedsiębiorstwa	Kod pocztowy	Miejscowość	Adres	nr NIP	Ilość ee objętej obowiązkiem (%)
Przetwórstwo Tworzyw Sztucznych „PLAST-BOX" S.A.	76-200	Słupsk	ul. Lutosławskiego 17A	8390023940	80%
Pudliszki Sp. z o.o.	63-840	Krobia	ul. Fabryczna 7	6961837848	80%
Q-SYSTEMS Sp. z o.o.	64-100	Leszno	ul. Usługowa 15	6972305279	80%
RADPOL S.A.	77-300	Człuchów	ul. Batorego 14	8430000202	80%
REHAU Sp. z o.o.	62-081	Przeźmierowo	ul. Poznańska 1A	7810016806	80%
Resaco Sp. z o.o.	75-202	Koszalin	ul. Hipolita Cegielskiego 5	6692520172	80%
ROSINSKI PACKAGING Sp. z o.o.	43-382	Bielsko-Biała	u. T. Regera 125	5470245658	80%
RPC BEBO POLSKA Sp. z o.o.	60-462	Poznań	ul. U. Ledóchowskiej 33/35	7811009599	80%
RPC Superfos Poland Sp. z o.o.	87-840	Lubień Kujawski	Kaliska 140	8882127266	80%
Safilin Sp. z o.o.	14-310	Miłakowo	ul. O. Władysława Włodyki 2	7411005149	80%
Saint-Gobain Construction Products Polska Sp. z o.o.	44-100	Gliwice	ul. Okrężna 16	5220101585	80%
Sklejka Orzechowo S.A.	62-322	Orzechowo	ul. Miłosławska 13	7890001711	80%
Sklejka-Eko S.A.	63-400	Ostrów Wielkopolski	ul. Reymonta 35	6220005391	80%
SOKPOL Sp. z o.o.	42-300	Myszków	ul. Kościuszki 8	5771975251	80%
SOKPOL-KONCENTRATY Sp. z o.o.	24-313	Wilków	Zagłoba 25	5771889362	80%
STALMA S.A.	20-822	Lublin	ul. Puławska 38	7123170393	80%
STARK Partner Sp. z o.o.	05-825	Grodzisk Mazowiecki	Urszulin 6	5291007681	80%
Stella Pack S.A.	21-100	Lubartów	ul. Krańcowa 67	7141712077	80%
Stolzle Częstochowa Sp. z o.o.	42-209	Częstochowa	ul. Warszawska 347	5730113736	80%
Strzeblowskie Kopalnie Surowców Mineralnych Sp. z o.o.	55-050	Sobótka	ul. Torowa 1	8961169508	80%
Südpack Kłobuck Sp. z o.o.	42-100	Kłobuck	ul. Drukarska 8	5740006290	80%
Supravis Group S.A.	85-840	Bydgoszcz	ul. Nowotoruńska 56	5541000184	80%
Tanne Sp. z o.o.	07-300	Ostrów Mazowiecka	ul. Biała 1	8442354584	80%
Technicolor Polska Sp. z o.o.	05-500	Piaseczno	Józefosław, ul. Julianowska 65A	1230007489	80%
Tektura Opakowania Papier S.A.	43-100	Tychy	ul. Katowicka 182	6460323966	80%
Toruńskie Przedsiębiorstwo Przemysłu Drzewnego S.A.	78-400	Szczecinek	ul. Waryńskiego 1	8790172313	80%
TREND GLASS Sp. z o.o.	26-600	Radom	ul. Marii Fołtyn 11	9482304802	80%
TREND GROUP Sp. z o.o.	26-500	Szydłowiec	Wola Korzeniowa 137	9482552776	80%
UNIFREEZE Sp. z o.o.	87-320	Górzno	Miesiączkowo 110	8740003979	80%
UREN NOVA-BERRY Sp. z o.o.	20-869	Lublin	ul. Beskidzka 9	9462142383	80%
Velvet Care Sp. z o.o.	32-310	Klucze	Klucze – Osada 3	5213207147	80%
VERPA Folie Wrocław Sp. z o.o.	55-330	Miękinia	Krępice, ul. Wrocławska 66	9131456834	80%
Vesuvius Poland Sp. z o.o.	32-050	Skawina	ul. Tyniecka 12	6790084447	80%
Wavin Polska S.A.	64-320	Buk	ul. Dobieżyńska 43	7880008752	80%
Wepa Piechowice Sp. z o.o.	58-573	Piechowice	ul. Pakoszowska 1B	6111003358	80%
Wigolen S.A.	42-280	Częstochowa	ul. Przejazdowa 2	5730105300	80%
Wilk 2 Sp. z o.o.	20-111	Lublin	ul. Bramowa 2-8	9462650346	80%
WIMAR-Chłodnia Sp. z o.o.	08-443	Sobienie-Jeziory	Radwanków Szlachecki 10	8220004375	80%
WIS GROUP Sp. z o.o.	26-300	Opoczno	ul. Piotrkowska 54	7680002986	80%
Witoplast Kisielińscy Sp.j.	05-340	Rudno	ul. Pałacowa 9	9520006261	80%
WULKAN S.A.	42-202	Częstochowa	ul. Tartakowa 31/33	5730040380	80%
Zakłady Chemiczne „RUDNIKI" S.A.	42-240	Rudniki	ul. Fabryczna 1	5730301969	80%
Zakłady Chemiczne „Siarkopol" TARNOBRZEG Sp. z o.o.	39-400	Tarnobrzeg	ul. Chemiczna 3	8671993417	80%
Zakłady Magnezytowe „Ropczyce" S.A.	02-676	Warszawa	ul. Postępu 15C	8180002127	80%
Zakłady Przemysłu Sklejek BIAFORM S.A.	15-566	Białystok	ul. Dojlidy Fabryczne 24	5420202121	80%
Zakłady Przemysłu Ziemniaczanego w Pile „ZETPEZET" Sp. z o.o.	64-920	Piła	ul. Młodych 30	7641768106	80%
Zakłady Wapiennicze Lhoist S.A.	46-050	Tarnów Opolski	ul. Wapiennicza 7	7540336144	80%
ZAP SZNAJDER BATTERIEN S.A.	05-820	Piastów	ul. Warszawska 47	5340000881	80%
NordGlass Sp. z o.o.	75-211	Koszalin	ul. Bohaterów Warszawy 11	6690407477	80%

Powyższy wykaz nie zawiera danych podmiotów:

1) objętych sankcją określoną w art. 55 ust. 1 ustawy o odnawialnych źródłach energii,
2) które złożyły dokumenty po dniu 30 listopada 2019 r.,
3) których złożone dokumenty nie spełniają wymagań wynikających z przepisów ustawy o odnawialnych źródłach energii.

Warszawa, 13 lutego 2020 r.

Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 12/2020

w sprawie średnich kwartalnych cen zakupu gazu ziemnego z zagranicy, o których mowa w art. 49c ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne

Działając na podstawie art. 49c ust. 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2019 r. poz. 755 z późn. zm.) informuję, że **w IV kwartale 2019 r.**

1. średnia cena zakupu gazu ziemnego sprowadzanego z państw członkowskich Unii Europejskiej lub państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym wyniosła **65,08 zł/MWh**,
2. publikacja średniej ceny zakupu gazu ziemnego z innych państw niż wskazane w pkt 1, z uwagi na zawartą w art. 49c ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne klauzulę nakazującą konieczność uwzględnienia przepisów o ochronie informacji niejawnych lub innych informacji prawnie chronionych, w związku ze strukturą otrzymanych danych, nie jest możliwa.

Foto: fotolia

Warszawa, 28 lutego 2020 r.

Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 13/2020

w sprawie sposobu wykorzystania przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego środków uzyskanych z udostępniania zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej na połączeniach wzajemnych w okresie od 1 stycznia 2019 r. do 31 grudnia 2019 r.

Zgodnie z art. 23 ust. 2 pkt 11 ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2019 r. poz. 755, ze zm.: Dz. U. z 2018 r. poz. 2348, Dz. U. z 2019 r. poz. 730, 1435, 1495,1517, 1520, 1524, 1556, 2166, dalej jako: „PE") do zakresu działań Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (dalej: „Prezes URE") należy kontrolowanie realizacji przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego (dalej jako: „OSP") lub operatora systemu połączonego elektroenergetycznego oraz innych uczestników rynku energii elektrycznej obowiązków wynikających z przepisów rozporządzenia nr 714/2009 Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylającego rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 (Dz. U. UE z dnia 14 sierpnia 2009 r., L 211/15, dalej jako: „rozporządzenie 714/2009"), a także wykonywanie innych obowiązków organu regulacyjnego wynikających z tego rozporządzenia.

W dniu 4 lipca 2019 r. weszło w życie rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (wersja przekształcona) (Dz. Urz. UE z 14 czerwca 2019 r., L 158/54, dalej jako: „rozporządzenie 2019/943"). Zgodnie z art. 70 rozporządzenia 2019/943 rozporządzenie 714/2009 traci moc, a odesłania do uchylonego rozporządzenia odczytuje się jako odesłania do niniejszego rozporządzenia zgodnie z tabelą korelacji w załączniku III.

Zgodnie z art. 19 ust. 5 rozporządzenia 2019/943 OSP składają organom regulacyjnym sprawozdanie z faktycznego wykorzystania dochodów z ograniczeń przesyłowych, a do dnia 1 marca każdego roku, organy regulacyjne informują Agencję Unii Europejskiej do spraw Współpracy Organów Regulacyjnych (dalej jako: „ACER") oraz publikują sprawozdanie przedstawiające:

a) kwotę przychodów uzyskanych w okresie 12 miesięcy kończącym się w dniu 31 grudnia poprzedniego roku;
b) sposób wykorzystania tych przychodów zgodnie z art. 19 ust. 2 rozporządzenia 2019/943, w tym konkretne przedsięwzięcia, na które wykorzystano te dochody, oraz kwoty umieszczone na odrębnym koncie;
c) kwoty wykorzystane podczas obliczania taryf sieciowych; oraz
d) weryfikację, czy kwota, o której mowa w lit. c), jest zgodna z niniejszym rozporządzeniem oraz metodą opracowaną zgodnie z art. 19 ust. 3 i 4 rozporządzenia 2019/943.

Jednakże należy mieć na uwadze, że stosowanie do art. 71 rozporządzenia 2019/943, rozporządzenie to stosuje się od dnia 1 stycznia 2020 r. Zatem w okresie od 1 stycznia do 31 grudnia 2019 r. OSP mieli obowiązek stosować się do obowiązków wynikających z rozporządzenia 714/2009, w tym do obowiązków w zakresie wykorzystania dochodów z ograniczeń przesyłowych.

Zgodnie z pkt 6.5. wytycznych w sprawie zarządzania i alokacji dostępnej zdolności przesyłowej połączeń

wzajemnych między systemami krajowymi (zwanych dalej „wytycznymi"), które stanowią załącznik I do rozporządzenia 714/2009, organy regulacyjne publikują sprawozdanie zawierające informacje o kwocie uzyskanych przychodów i przedstawiające sposób wykorzystania tego dochodu, wraz z weryfikacją, czy dochód ten został wykorzystany zgodnie z rozporządzeniem 714/2009 i wytycznymi oraz czy łączna kwota dochodu z ograniczeń została przeznaczona na jeden lub więcej spośród trzech zalecanych celów, o których mowa w art. 16 ust. 6 rozporządzenia 714/2009.

Art. 16 ust. 6 rozporządzenia 714/2009 stanowi następująco:

Wszelkie przychody wynikające z alokacji połączeń wzajemnych wykorzystywane są do następujących celów:

a) zagwarantowanie rzeczywistej dostępności przydzielonej zdolności; lub

b) utrzymywanie lub zwiększanie zdolności połączeń wzajemnych poprzez inwestycje w sieć, w szczególności w nowych połączeniach wzajemnych.

Jeżeli przychody nie mogą zostać efektywnie wykorzystane do celów określonych w akapicie pierwszym lit. a) lub b), wówczas mogą zostać wykorzystane – z zastrzeżeniem zatwierdzenia przez organy regulacyjne danych państw członkowskich – w maksymalnej kwocie określonej przez te organy regulacyjne, jako dochód brany pod uwagę przez organy regulacyjne przy zatwierdzaniu metod kalkulacji lub ustalania taryf w sieciach.

Pozostała część przychodów zostaje umieszczana na odrębnym koncie wewnętrznym do czasu, kiedy będzie mogła być wykorzystana do celów przewidzianych w akapicie pierwszym lit. a) lub b). Organ regulacyjny informuje Agencję o zatwierdzeniu, o którym mowa w akapicie drugim.

Niniejsza informacja została przygotowana na podstawie sprawozdania przygotowanego przez OSP – Polskich Sieci Elektroenergetycznych Spółki Akcyjnej z siedzibą w Konstancinie-Jeziornie (dalej jako: „PSE S.A.") i przedstawionego Prezesowi URE.

Źródło przychodów

W okresie sprawozdawczym (tj. w okresie od 1 stycznia 2019 r. do 31 grudnia 2019 r.) PSE S.A. uzyskały przychody z tytułu udostępniania zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej realizowanej na połączeniach wzajemnych na przekroju synchronicznym (połączenia z Niemcami, Czechami i Słowacją) oraz na połączeniach wzajemnych niesynchronicznych (połączenia ze Szwecją oraz z Litwą).

W okresie sprawozdawczym udostępnianie zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej realizowane na połączeniach wzajemnych na przekroju synchronicznym odbywało się na podstawie:

1) zatwierdzonych decyzją ACER numer 03/2017 z dnia 2 października 2017 r. ujednoliconego regulaminu alokacji długoterminowych praw przesyłowych zgodnie z art. 51 rozporządzenia Komisji (UE) 2016/1719 z dnia 26 września 2016 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące długoterminowej alokacji zdolności przesyłowych (Dz. Urz. UE z dnia 27 września 2016 r., L 259/42, dalej jako: „rozporządzenie 2016/1719"), ang. *Harmonised allocation rules for long-term transmission rights in accordance with Article 51 of Commission Regulation (EU) 2016/1719 of 26 September 2016 establishing a Guideline on Forward Capacity Allocation*, w których uczestniczyło, wg stanu na dzień 31 grudnia 2019 r., dwudziestu ośmiu OSP z dwudziestu trzech krajów[1)] oraz
2) opracowanych w ramach inicjatywy regionalnej zasad alokacji dla horyzontu dobowego, ang. *Rules for Daily explicit Capacity Allocationon Bidding Zone borders AT-CZ, AT-HU, HR-HU, HR-SI, CZ-DE, CZ-PL, PL-SK and PL-DE*, w których uczestniczyło, wg stanu na dzień 31 grudnia 2019 r., ośmiu OSP z siedmiu krajów[2)].

Podstawę współpracy wyżej wymienionych OSP (współpracujących w zakresie udostępniania zdolności przesyłowych w związku z występowaniem ograniczeń systemowych) w ramach systemu skoordynowanych przetargów w okresie sprawozdawczym, stanowiły umowy zawarte pomiędzy tymi OSP oraz biurem aukcyjnym Joint Allocation Office S.A. ustanowionym wspólną platformą alokacji w rozumieniu m.in. art. 48 i 49 rozporządzenia 2016/1719. Umowy te określały również zasady

[1)] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Austrian Power Grid AG, AS Augstsprieguma tikls, BritNed Development Limited, ČEPS, a.s., Croatian Transmission System Operator Ltd., Nemo Link Limited, EirGrid plc, Elering AS, ELES d.o.o., Elia System Operator SA, Energinet.dk, Electroenergien Sistemem Operator EAD, Independent Power Transmission Operator S.A., Nemo Link Limited, MAVIR Hungarian Independent Transmission Operator Company Ltd., Moyle Interconnector Limited, National Grid Electricity Transmission plc, Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., Red Eléctrica de España, S.A.U., Rede Electrica Nacional S.A., System Operator for Nothern Ireland Ltd, RTE Réseau de Transport d'électricité, Slovenská elektrizačná prenosová sústava, a.s., TENNET TSO B.V., Tennet TSO GmbH, Terna – Rete Elettrica Nazionale Società per Azioni, Compania Nationala de Transport al Energiei Electrice "TRANSELECTRICA" S.A., TransnetBW GmbH.

[2)] 50Hertz Transmission GmbH, ČEPS, a.s., MAVIR Hungarian Independent Transmission Operator Company Ltd., Croatian Transmission System Operator Ltd., Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., Austrian Power Grid AG, Slovenská elektrizačná prenosová sústava, a.s., ELES, d.o.o., Tennet TSO GmbH.

podziału przychodów uzyskanych przez poszczególnych OSP z tytułu udostępniania zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej w związku z występowaniem ograniczeń systemowych w ramach skoordynowanych przetargów.

W okresie sprawozdawczym, zdolności przesyłowe, zarówno na połączeniu łączącym systemy Polski i Szwecji, jak i połączeniu łączącym systemy Polski i Litwy, były udostępnianie dla wszystkich uczestników rynku w trybie aukcji dobowych, realizowanych w ramach mechanizmu jednolitego łączenia rynków (ang. *market coupling*) przez Towarową Giełdę Energii S.A. i Nord Pool AS. Przychody z udostępniania zdolności przesyłowych tych połączeń uzyskali odpowiednio OSP Szwecji i OSP Polski oraz OSP Litwy i OSP Polski.

Wielkość uzyskanych przychodów

Wg stanu księgowego na dzień 19 lutego 2020 r., w okresie sprawozdawczym PSE S.A. uzyskały przychody z tytułu udostępniania zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej realizowanej na połączeniach wzajemnych w związku z występowaniem ograniczeń systemowych w wysokości 256 374,5 tys. PLN, w tym:

a) z tytułu udostępniania zdolności wymiany międzysystemowej w ramach aukcji skoordynowanych na przekroju synchronicznym – 121 615,2 tys. PLN;
b) z tytułu udostępniania zdolności wymiany międzysystemowej w trybie aukcji dobowych realizowanych w ramach mechanizmu jednolitego łączenia rynków na połączeniach wzajemnych niesynchronicznych – 134 759,3 tys. PLN, w tym:
   - z tytułu eksportu i importu na połączeniu ze Szwecją – 89 733,1 tys. PLN;
   - z tytułu eksportu i importu na połączeniu z Litwą – 42 187,0 tys. PLN;
   - z tytułu tranzytu na połączeniach ze Szwecją i Litwą – 2 839,2 tys. PLN.

Wyżej wymienione wielkości są wielkościami zaksięgowanymi na rachunkach PSE S.A. i zostały podane jako wartość netto, tj. zostały pomniejszone o kwoty przychodów zwrócone uczestnikom wymiany międzysystemowej z tytułu zwrotu przez nich (zgodnie z zasadami przetargów) rocznych i miesięcznych praw przesyłowych do alokowania w ramach aukcji dobowych – tj. o 3 668,5 tys. PLN.

Przeznaczenie uzyskanych przychodów

W celu wykorzystania przychodów z tytułu udostępniania zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej w związku z występowaniem ograniczeń systemowych PSE S.A.:

a) w kalkulacji stawek opłat przesyłowych w Taryfie PSE S.A. na rok 2019, zatwierdzonej decyzjami Prezesa URE z dnia 8 stycznia 2019 r., 25 stycznia 2019 r. i 22 marca 2019 r., część opisywanych przychodów uwzględniły, zgodnie z art. 16 ust. 6 rozporządzenia 714/2009, jako dochód brany pod uwagę przez organy regulacyjne w trakcie zatwierdzania metod wyliczania taryf sieciowych lub oceny czy taryfy powinny być modyfikowane;
b) dokonają odpisu na Fundusz Celowy, którego Regulamin przyjęty został Uchwałą Nr 20/2006 Zwyczajnego Walnego Zgromadzenia PSE S.A. w dniu 28 lipca 2006 roku. Źródłem środków finansowych gromadzonych na Funduszu Celowym są dochody uzyskane przez OSP z tytułu udostępniania zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej w związku z występowaniem ograniczeń systemowych, nie uwzględniające dochodów o których mowa w lit. a) powyżej, pomniejszone o należny podatek. Fundusz Celowy ewidencjonowany jest na oddzielnym koncie księgowym, a wykorzystany może być tylko na jeden lub więcej z następujących celów: finansowanie zagwarantowania rzeczywistej dostępności przydzielonych zdolności oraz finansowanie inwestycji sieciowych wykonywanych w celu utrzymania lub zwiększania zdolności połączeń wzajemnych (tj. zgodnie z art. 16 ust. 6 lit. a i b rozporządzenia 714/2009).

ad. a)

PSE S.A. przeznaczyły część przychodów z tytułu udostępniania zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej w związku z występowaniem ograniczeń systemowych uzyskanych w okresie sprawozdawczym zgodnie z art. 16 ust. 6 rozporządzenia 714/2009, tj. jako dochód brany pod uwagę przez organy regulacyjne przy zatwierdzaniu metod kalkulacji lub ustalania taryf w sieciach.

Zgodnie z powyższym, PSE S.A. w kalkulacji stawek opłat przesyłowych w Taryfie PSE S.A. na rok 2019 nie uwzględniły planowanych wielkości kosztów związanych z realizacją wymiany międzysystemowej (obejmujących koszty bilansowania wymiany międzysystemowej, koszty dwustronnych i wielostronnych działań zaradczych, kosztów związanych z uczestnictwem PSE S.A. w międzyoperatorskim systemie rozliczeń kosztów tranzytów – ITC oraz kosztów bezpośrednio związanych z organizacją przetargów[3]). W kalkulacji stawek opłat w Taryfie

[3] Przypadająca na PSE S.A. część kosztów funkcjonowania biura aukcyjnego

PSE S.A. na rok 2019 przyjęto założenie, że przychody uzyskane w ramach rozliczeń ITC oraz rozliczeń opłaty rynkowej będą wystarczające do pokrycia ww. kosztów związanych z realizacją wymiany międzysystemowej.

W całym roku 2019 r. zaksięgowane:

- przychody z tytułu realizacji umowy ITC, pomniejszone o koszty realizacji umowy ITC, uwzględniające przychody uzyskane w ramach rozliczeń opłaty rynkowej wyniosły: 27 182,9 tys. PLN;
- koszty realizacji wymiany międzysystemowej wyniosły łącznie: 5 938,7 tys. PLN, z tego:
  - koszty bezpośrednio związane z organizacją przetargów[4] – 1 098,6 tys. PLN;
  - koszty bilansowania wymiany międzysystemowej oraz koszty dwustronnych i wielostronnych działań zaradczych netto – 4 840,1 tys. PLN.

Koszty realizacji wymiany międzysystemowej zostały pokryte z przychodów z tytułu realizacji umowy ITC.

Ponadto w kalkulacji stawki opłaty jakościowej w Taryfie PSE S.A. na rok 2019 przyjęto założenie, że część planowanych kosztów prowadzenia działalności przesyłowej przez PSE S.A. w roku 2019, stanowiących podstawę kalkulacji stawki opłaty jakościowej, w łącznej planowanej kwocie 112 948,5 tys. PLN, zostanie sfinansowana przychodami z udostępniania zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej, planowanymi do uzyskania w 2019 r. na połączeniach wzajemnych z Niemcami, Czechami, Słowacją, Szwecją i Litwą, a także przychodami z udostępniania zdolności na połączeniu z Ukrainą.

Powyższe wynikało z faktu, iż wysokość Funduszu Celowego, według stanu na dzień 30 czerwca 2018 r., po podziale zysku netto Spółki za rok obrotowy 2017 r., wynosiła 335,2 mln PLN, a na realizację inwestycji sieciowych mających na celu utrzymanie lub zwiększanie zdolności przesyłowych połączeń wzajemnych, finansowanych z Funduszu Celowego, wydatkowano w roku 2017 r. i planowano wydatkować w latach 2018–2023 łącznie 681,6 mln PLN. Na podstawie wykonania w okresie od stycznia do listopada 2018 r. szacowano, że w przypadku braku zdarzeń nadzwyczajnych w Krajowym Systemie Energetycznym wymagających stosowania dużych ilości międzyoperatorskich działań zaradczych, planowana do uzyskania w roku 2018 nadwyżka przychodów nad kosztami realizacji umowy ITC, będzie wystarczająca do pokrycia kosztów realizacji wymiany międzysystemowej w 2018 r. W takim przypadku, szacowano, że po podziale zysku netto Spółki za rok obrotowy 2018 Fundusz Celowy zostanie zasilony kwotą około 113 mln zł. Kwota ta wraz ze środkami zgromadzonymi na Funduszu Celowym na dzień 30 czerwca 2018 r. zapewniała sfinansowanie około 66% planowanych wydatków na realizację inwestycji sieciowych niezbędnych w celu utrzymywania lub zwiększania zdolności połączeń wzajemnych do 2023 r. i tym samym była wystarczająca do sfinansowania ww. inwestycji w roku 2019.

Mając na uwadze powyższe, oraz fakt, że przychody z tytułu udostępniania zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej planowane do uzyskania w roku 2019, biorąc pod uwagę ilość środków zgromadzonych na Funduszu Celowym, nie mogły zostać w 2019 roku wydatkowane na cele, o których mowa w art. 16 ust. 6 lit. a) i lit. b) rozporządzenia 714/2009, wykorzystanie prognozowanych do uzyskania w roku 2019 przychodów z udostępniania zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej, jako dochodu branego pod uwagę przez organy regulacyjne przy zatwierdzaniu metod kalkulacji lub ustalania taryf w sieciach, należało uznać za bardziej efektywny sposób wykorzystania w 2019 roku przedmiotowych przychodów.

Wg stanu na dzień 19 lutego 2020 r., uwzględniając zaksięgowane wykonanie przychodów i kosztów opłaty jakościowej w roku 2019, wynik na opłacie jakościowej jest ujemny i wynosi minus 19 438,6 tys. PLN (strata)[5].

Mając na uwadze powyższe, przyjęto że całość przychodów z udostępniania zdolności przesyłowych na połączeniu z Ukrainą (przychody z udostępniania zdolności przesyłowych na połączeniu Polski z Ukrainą nie podlegają regulacjom rozporządzenia 714/2009) oraz część przychodów z udostępniania zdolności przesyłowych na połączeniach wzajemnych (podlegających tym regulacjom) zostaną wykorzystane na pokrycie kosztów opłaty jakościowej, które nie zostały pokryte przychodami z opłat przesyłowych (opłaty jakościowej).

Przy ww. podejściu na pokrycie kosztów opłaty jakościowej zostanie wykorzystane:

- 6 006,8 tys. PLN przychodów z udostępniania zdolności przesyłowych na połączeniu Polski z Ukrainą oraz
- 13 431,8 tys. PLN przychodów z tytułu udostępniania zdolności przesyłowych na połączeniach wzajemnych.

ad. b)

Pozostała (po odjęciu przychodów określonych w pkt a powyżej) część przychodów uzyskanych z tytułu udostępniania zdolności przesyłowych wymiany międzysys-

[4] Przypadająca na PSE S.A. część kosztów funkcjonowania biura aukcyjnego.

[5] Z uwagi na fakt, iż koszty zaksięgowane w 2019 r. uwzględniają korektę rozliczenia usługi praca interwencyjna za 2018 r., w przedstawionym wyniku na opłacie jakościowej za 2019 r. nie uwzględniono tej korekty.

temowej, pomniejszona o należny podatek dochodowy za ww. okres, tj. kwota 196 783,6 tys. PLN, zasili Fundusz Celowy.

Fundusz Celowy jest zasilany tylko raz w roku, tj. poprzez podjęcie przez Walne Zgromadzenie Akcjonariuszy PSE S.A. uchwały w sprawie podziału zysku netto za poprzedni rok kalendarzowy. Walne Zgromadzenie Akcjonariuszy podejmuje takie uchwały w terminie do 6 miesięcy po zakończeniu roku obrotowego i dopiero na podstawie tej uchwały może nastąpić zasilenie Funduszu Celowego o kwotę wskazaną w tej uchwale.

Wysokość Funduszu Celowego wynosiła:

- wg stanu na dzień 1 stycznia 2019 r.: 335 176,3 tys. PLN,
- wg stanu na dzień 31 grudnia 2019 r.: 446 888,1 tys. PLN.

Według stanu na dzień 19 lutego 2020 r., w okresie od dnia 1 stycznia 2019 r. do 31 grudnia 2019 r. wydatkowano z Funduszu Celowego kwotę 150 414,4 tys. PLN. Środki wydatkowano w celu współfinansowania realizacji następujących przedsięwzięć inwestycyjnych:

- budowa linii 400 kV Mikułowa – Czarna wraz z rozbudową/modernizacją stacji w tym ciągu liniowym – 63 450,5 tys. PLN;
- budowa linii 400 kV Czarna – Pasikurowice wraz z rozbudową stacji w tym ciągu liniowym – 37 470,3 tys. PLN;
- budowa linii 400 kV Krajnik – Baczyna – Plewiska wraz z budową/rozbudową/modernizacją stacji w tym ciągu liniowym – 22 534,0 tys. PLN;
- budowa linii 400 kV Piła Krzewina – Plewiska wraz z rozbudową stacji w tym ciągu liniowym – 22 478,8 tys. PLN;
- budowa linii 400 kV Ostrołęka – Stanisławów wraz z rozbudową stacji w tym ciągu liniowym – 2 844,0 tys. PLN;
- budowa linii 400 kV Mikułowa – Świebodzice wraz z rozbudową stacji w tym ciągu liniowym – 1 637,1 tys. PLN.

Powyższe kwoty środków pieniężnych wydatkowanych nie są równoznaczne z obniżaniem Funduszu Celowego w kapitałach PSE S.A. w danym roku. Wydatki te będą stanowiły podstawę do obniżenia Funduszu Celowego po zakończeniu danego zadania inwestycyjnego i oddaniu do użytkowania środków trwałych powstałych w wyniku realizacji zadania (tj. podobnie jak to miało miejsce w 2017 r. w zakresie projektu Polska – Litwa).

PSE S.A. planują, iż w kolejnych latach z Funduszu Celowego współfinansowane będą inwestycje sieciowe wykonywane w celu utrzymania lub zwiększania zdolności przesyłowych połączeń wzajemnych zawarte w przedłożonym do uzgodnienia do Prezesa URE „Projekcie planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021-2030".

Będą to, w szczególności, następujące inwestycje:

- budowa linii 400 kV Mikułowa – Czarna wraz z rozbudową/modernizacją stacji w tym ciągu liniowym;
- budowa linii 400 kV Czarna – Pasikurowice wraz z rozbudową stacji w tym ciągu liniowym;
- budowa linii 400 kV Krajnik – Baczyna – Plewiska wraz z budową/rozbudową/modernizacją stacji w tym ciągu liniowym;
- budowa linii 400 kV Piła Krzewina – Plewiska wraz z rozbudową stacji w tym ciągu liniowym;
- budowa linii 400 kV Ostrołęka – Stanisławów wraz z rozbudową stacji w tym ciągu liniowym;
- budowa linii 400 kV Mikułowa – Świebodzice wraz z rozbudową stacji w tym ciągu liniowym.

Ponadto w związku z rozpoczęciem przygotowań do realizacji projektu dotyczącego budowy stałoprądowego podmorskiego połączenia kablowego HVDC pomiędzy Polską a Litwą (tzw. połączenie Harmony Link) oraz inwestycji powiązanych z budową ww. połączenia, tj.:

- modernizacja linii 400 kV Krajnik – Morzyczyn wraz z rozbudową/modernizacją stacji w tym ciągu liniowym;
- modernizacja linii 400 kV Morzyczyn – Dunowo wraz z rozbudową/modernizacją stacji w tym ciągu liniowym;
- modernizacja linii 400 kV Dunowo – Słupsk wraz z rozbudową/modernizacją stacji w tym ciągu liniowym;
- modernizacja linii 400 kV Słupsk – Żarnowiec wraz z rozbudową/modernizacją stacji w tym ciągu liniowym;
- modernizacja linii 400 kV Żarnowiec – Gdańsk I/Gdańsk Przyjaźń wraz z rozbudową/modernizacją stacji w tym ciągu liniowym;
- modernizacja linii 400 kV Gdańsk Błonia – Gdańsk I /Gdańsk Przyjaźń wraz z rozbudową/modernizacją stacji w tym ciągu liniowym;
- modernizacja linii 400 kV Gdańsk Błonia – Olsztyn Mątki wraz z rozbudową/modernizacją stacji w tym ciągu liniowym;
- budowa linii 400 kV Piła Krzewina – Żydowo Kierzkowo – Dunowo wraz z rozbudową stacji w tym ciągu liniowym.

PSE S.A. przekazały, że zakładają możliwość finansowania z Funduszu Celowego budowy ww. inwestycji, tj. połączenia Harmony Link oraz inwestycji powiązanych z budową tego połączenia.

W 2019 r. PSE S.A. i LITGRID AB prowadziły intensywne działania w ramach fazy przygotowawczej projektu. W październiku 2019 r. zakończone zostały prace nad modelem oraz raportem z analizy kosztów i korzyści dla tzw. II fazy synchronizacji, obejmującej budowę Harmony Link oraz realizację szeregu projektów infrastrukturalnych oraz teleinformatycznych w Polsce i państwach bałtyckich. W listopadzie 2019 r., OSP Litwy, Łotwy, Estonii i Polski zainicjowali proces pozyskania decyzji CBCA (skrót z ang. *Cross Border Cost Allocation*) od organów regulacyjnych z wymienionych krajów.

W ramach analiz wykonanych pod kątem opracowania planu operacyjnego zawierającego ocenę opłacalności finansowej projektu, w tym również wariantu finansowania projektu, PSE S.A przewidziały wykorzystanie na ten projekt środków z Funduszu Celowego. Ostateczna wysokość planowanych do wykorzystania środków z Funduszu Celowego będzie znana po wydaniu decyzji CBCA i zatwierdzeniu dofinansowania dla projektu.

Realizacja powyżej wyspecyfikowanych przedsięwzięć inwestycyjnych przyczyni się przede wszystkim do zwiększenia zdolności przesyłowych połączeń wzajemnych Krajowego Systemu Przesyłowego z systemami przesyłowymi krajów członkowskich Unii Europejskiej, a także do zwiększenia zagwarantowania rzeczywistej dostępności alokowanych zdolności przesyłowych. Ponadto, realizacja powyższych inwestycji spowoduje zwiększenie bezpieczeństwa pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego w ramach połączonych systemów europejskich, w szczególności poprzez zwiększenie możliwości współpracy międzyoperatorskiej, w szczególności w zakresie możliwości korzystania z międzyoperatorskich środków zaradczych.

Poniżej przedstawiono wielkość środków finansowych gromadzonych na Funduszu Celowym, planowanych do wydatkowania do roku 2025, zgodnie z przedłożonym do uzgodnienia do Prezesa URE „Projekcie planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021-2030".

	2020-2025 tys. PLN
Wydatkowanie środków z Funduszu Celowego	839 852,5

W powyższej tabeli nie uwzględniono ewentualnego finansowania z Funduszu Celowego inwestycji nie wymienionych w niniejszej informacji, które zawarte są w Planie działania opracowanym na podstawie art. 15 rozporządzenia 2019/943, przyjętym w dniu 17 grudnia 2019 r. przez Komitet do Spraw Europejskich[6)].

Podsumowanie

Weryfikacja zgromadzonych danych wskazuje, że wszystkie przychody z tytułu alokacji zdolności przesyłowych realizowanych na połączeniach wzajemnych w związku z występowaniem ograniczeń systemowych uzyskane w okresie sprawozdawczym od 1 stycznia 2019 r. do 31 grudnia 2019 r. zostały wykorzystane przez PSE S.A. w sposób zgodny z 16 ust. 6 rozporządzenia 714/2009.

Warszawa, 6 marca 2020 r.

Komunikat Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 14/2020

w sprawie poziomu mnożników, współczynników sezonowych i rabatów, o których mowa w art. 28 ust. 1 lit. a)-c) Kodeksu taryfowego, uwzględnianych w kalkulacji taryf dla usług przesyłania paliw gazowych na okres od dnia 1 stycznia 2021 r. do dnia 31 grudnia 2021 r.

1. Wprowadzenie

W myśl art. 23 ust. 2 pkt 11a ustawy – Prawo energetyczne do zakresu działania Prezesa URE należy m.in. (...) wykonywanie obowiązków organu regulacyjnego wynikających z rozporządzeń przyjętych na podstawie art. 8 oraz art. 23 rozporządzenia 715/2009[1)], w tym także rozporządzenia Komisji (UE) 2017/460 z 16 marca 2017 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący zharmonizowanych struktur taryf przesyłowych dla gazu (Dz. Urz. UE L 72 z 17.03.2017 s. 29), zwanego dalej „Kodeksem taryfowym".

Kodeks taryfowy wszedł w życie w dniu 6 kwietnia 2017 r. i od tego dnia jest stosowany, z wyjątkiem przepisów rozdziałów VI i VIII, które są stosowane od dnia 1 października 2017 r. oraz rozdziałów II, III i IV, które są stosowane od dnia 31 maja 2019 r.

Stosownie do wymagań określonych w art. 28 ust. 1 Kodeksu taryfowego (stosowanym od dnia wejścia w życie) Prezes URE jest zobowiązany do przeprowadzenia w każdym okresie taryfowym konsultacji z organami regulacyjnymi wszystkich bezpośrednio połączonych państw członkowskich UE oraz z odpowiednimi zainteresowanymi podmiotami dotyczących:

a) poziomu mnożników,
b) poziomu współczynników sezonowych i ich obliczeń określonych w art. 15 Kodeksu taryfowego,
c) poziomów rabatów określonych w art. 9 ust. 2 i art. 16 Kodeksu taryfowego, tj. rabatów na punktach wejścia z terminalu LNG oraz rabatów stosowanych w celu obliczenia cen bazowych standardowych produktów z zakresu zdolności przerywanej,

w zakresie sieci przesyłowej będącej własnością Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZSYSTEM S.A., zwa-

[6)] https://www.gov.pl/web/aktywa-panstwowe/plan-dzialania-przyjety-przez-kse

[1)] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylającego rozporządzenie (WE) nr 1775/2005 (Dz. Urz. UE L 211 z 14.08.2009 r. s. 36).

nego dalej „Operatorem", oraz sieci będącej własnością przedsiębiorstwa System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A., zwanego dalej „EuRoPol GAZ", na której Operator pełni funkcję operatora systemu przesyłowego gazowego na podstawie decyzji z dnia 17 listopada 2010 r. znak: DPE-4720-4(8)/2010/6154/BT.

Po zakończeniu konsultacji, zgodnie z art. 41 ust. 6 lit. a) dyrektywy 2009/73/WE, krajowy organ regulacyjny podejmuje uzasadnioną decyzję dotyczącą aspektów, o których mowa w lit. a)-c) powyżej, biorąc pod uwagę stanowiska organów regulacyjnych bezpośrednio połączonych państw członkowskich.

Pierwsze konsultacje w powyższym zakresie zostały przeprowadzone w dniach 31 sierpnia – 31 października 2018 r. Po zakończeniu tych konsultacji, zgodnie z art. 41 ust. 6 lit. a) dyrektywy 2009/73/WE, w dniu 29 marca 2019 r. Prezes URE wydał i opublikował komunikat[2)] dotyczący aspektów, o których mowa w art. 28 ust. 1 lit. a)-c) Kodeksu taryfowego. Komunikat ten został uwzględniony w kalkulacji taryf na 2020 r., odpowiednio przez Operatora i EuRoPol GAZ.

Drugie konsultacje[3)] w zakresie mnożników, współczynników sezonowych, poziomów rabatów na punktach wejścia z terminalu LNG oraz rabatów stosowanych w celu obliczenia cen bazowych standardowych produktów z zakresu zdolności przerywanej zostały przeprowadzone w dniach 14 października – 14 grudnia 2019 r. i dotyczyły sieci przesyłowej Operatora oraz sieci będącej własnością EuRoPol GAZ-u. W trakcie konsultacji wpłynęły opinie: organu regulacyjnego bezpośrednio połączonego państwa członkowskiego UE, Operatora, użytkownika systemu przesyłowego oraz 2 opinie organizacji branżowych.

Postanowienia niniejszego komunikatu, związanego z powyższymi konsultacjami, będą miały zastosowanie w kalkulacji taryf na 2021 r.

Stosownie do postanowień art. 28 ust. 2 Kodeksu taryfowego kolejne konsultacje będą przeprowadzane w każdym okresie taryfowym począwszy od daty niniejszego komunikatu. Mając na uwadze, że obecnie zarówno w przypadku taryfy Operatora jak i EuRoPol GAZ-u okres taryfowy jest tożsamy z rokiem kalendarzowym, konsultacje, o których mowa w art. 28 Kodeksu taryfowego, będą przeprowadzane każdego roku.

2. Mnożniki, współczynniki sezonowe oraz rabaty, o których mowa w art. 28 ust. 1 lit. a)-c) Kodeksu taryfowego, do taryfy Operatora dla usług przesyłania paliw gazowych na okres od 1 stycznia 2021 r. do 31 grudnia 2021 r.

2.1. Mnożniki, o których mowa w art. 28 ust. 1 lit. a) Kodeksu taryfowego

Wartości mnożników do taryfy Operatora dla standardowych produktów z zakresu zdolności na 2021 r. przedstawia Tabela nr 1.

Tabela nr 1. Mnożniki – taryfa Operatora

Usługa przesyłania gazu	Śróddzienna	Dobowa	Miesięczna	Kwartalna
Mnożnik	2,20	2,20	1,45	1,27

2.2. Współczynniki sezonowe, o których mowa w art. 28 ust. 1 lit. b) i art. 15 Kodeksu taryfowego

Poziomy współczynników sezonowych do taryfy Operatora na 2021 r. dla poszczególnych rodzajów produktów z zakresu zdolności przedstawia Tabela nr 2.

Tabela nr 2. Współczynniki sezonowe – taryfa Operatora

Miesiąc\ Rodzaj produktu	Śróddzienny	Dobowy	Miesięczny	Kwartalny
Październik	0,97	0,97	0,97	
Listopad	1,08	1,08	1,08	1,07
Grudzień	1,16	1,16	1,16	
Styczeń	1,18	1,18	1,18	
Luty	1,16	1,16	1,16	1,17
Marzec	1,18	1,18	1,18	
Kwiecień	0,91	0,91	0,91	
Maj	0,86	0,86	0,86	0,87
Czerwiec	0,83	0,83	0,83	
Lipiec	0,84	0,84	0,84	
Sierpień	0,87	0,87	0,87	0,85
Wrzesień	0,84	0,84	0,84	

2.3. Zastosowanie mnożników i współczynników sezonowych

Obliczone mnożniki i współczynniki sezonowe będą stosowane na punktach połączeń międzysystemowych z krajami UE, z krajami trzecimi oraz wewnętrznych punktach systemu przesyłowego (dla gazu E[4)] i L[5)]), z uwzględnieniem punktów wejścia/wyjścia do podziemnych magazynów gazu, do rozliczania usług świadczonych na zasadach krótkoterminowych.

[2)] https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/konsultacje-art-28-nc-t/7848,Konsultacje-w-zakresie-rabatowmnoznikow-i-wspolczynnikow-sezonowych-do-taryf-na.html

[3)] https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/-2019/8439,Konsultacje-w-zakresie-rabatow-mnoznikow-iwspolczynnikow-sezonowych-do-taryf-na.html

[4)] E – gaz ziemny wysokometanowy – grupa E.

[5)] L – zaazotowany gaz ziemny – grupa L, podgrupa Lw.

Opłata za krótkoterminową usługę przesyłania gazu będzie obliczana wg następującego wzoru:

Op = Mn * Ws * Ss * Mu * T/100

gdzie:
Op – opłata za krótkoterminową usługę przesyłania gazu (kwartalną, miesięczną, dobową lub śróddzienną) w [zł],
Mn – mnożnik,
Ws – współczynnik sezonowy,
Ss – stawka opłaty, odpowiednio dla wejścia/wyjścia [gr/kWh/h za h lub gr/kWh/dobę za dobę],
Mu – moc umowna [kWh/h lub kWh/dobę],
T – liczba godzin lub dób świadczenia danej usługi krótkoterminowej [h lub doba]

albo

Op = Mn * Ws * Ss * Mu * T

gdzie:
Op – opłata za krótkoterminową usługę przesyłania gazu (kwartalną, miesięczną, dobową lub śróddzienną) w [zł],
Mn – mnożnik,
Ws – współczynnik sezonowy,
Ss – stawka opłaty, odpowiednio dla wejścia/wyjścia [zł/MWh/dobę za dobę],
Mu – moc umowna [MWh/dobę],
T – liczba dób świadczenia danej usługi krótkoterminowej [doba].

Operator uwzględnia w taryfie współczynniki korekcyjne, będące iloczynem mnożnika i współczynnika sezonowego, zaokrąglone z dokładnością do 2 miejsc po przecinku.

W przypadku świadczenia usług wirtualnego przesyłania zwrotnego, zarówno długoterminowych, jak i krótkoterminowych, do opłaty ustalonej wg powyższego wzoru stosuje się dodatkowo współczynnik 0,2 (rabat w wysokości 80%), o którym mowa w § 14 rozporządzenia Ministra Energii z dnia 15 marca 2018 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz. U. z 2018 r. poz. 640, z późn. zm.), zwanego dalej „rozporządzeniem taryfowym". Z tego względu do usług tych nie stosuje się rabatu ex-ante przewidzianego dla usług przerywanych.

2.4. Poziom rabatów w punkcie wejścia do systemu przesyłowego z instalacji LNG – art. 28 ust. 1 lit. c) i art. 9 ust. 2 Kodeksu taryfowego

Poziom rabatu w odniesieniu do taryf opartych na zdolnościach w punktach wejścia do systemu przesyłowego Operatora z instalacji LNG w taryfie na okres od 1 stycznia 2021 r. do 31 grudnia 2021 r. wyniesie 100%. Należy podkreślić, że nie jest stosowana tzw. socjalizacja kosztów funkcjonowania terminalu.

Zgodnie z art. 9 ust. 2 Kodeksu taryfowego w punktach wejścia z instalacji LNG (…) można stosować rabat w odniesieniu do taryf przesyłowych opartych na zdolności w celu zwiększenia bezpieczeństwa dostaw. Polski rynek gazu ziemnego należy do grupy rynków średniej wielkości o wysokim stopniu uzależnienia od dostaw z jednego kierunku. Krajowe wydobycie gazu ziemnego w 2018 r. stanowiło ok. 20% krajowego bilansu dostaw gazu ziemnego. Do 2018 roku głównym źródłem pozyskania gazu z zagranicy, pomimo rozbudowy połączeń międzysystemowych na zachodniej i południowej granicy, był kierunek wschodni. Wysoki poziom uzależnienia rynku polskiego od dostaw gazu z jednego kierunku miał znaczący wpływ na poziom cen gazu. Dlatego Terminal LNG jako alternatywne źródło dostaw ma za zadanie wspierać procesy rozwoju konkurencji na rynku gazu. Uruchomienie Terminalu LNG w Świnoujściu stworzyło warunki wejścia na polski rynek gazu podmiotom, które funkcjonują na światowym rynku LNG. Wzrost konkurencji po stronie dostawców gazu służy poprawie pozycji negocjacyjnych spółek obrotu gazem w Polsce.

W związku z powyższym w przypadku punktu wejścia do systemu przesyłowego z Terminalu LNG w Świnoujściu, od momentu rozpoczęcia regazyfikacji tj. od czerwca 2016 r., stosowany jest rabat w wysokości 100%. Rozwiązanie to zostało wprowadzone głównie przez wzgląd na kluczowe znaczenie terminalu LNG dla:

- zwiększenia bezpieczeństwa dostaw gazu do Polski poprzez dywersyfikację kierunków dostaw oraz zapewnienie dostępu do globalnego rynku gazu – w pełni niezależnego od perturbacji na rynku lokalnym i regionalnym,
- rozwoju konkurencji na krajowym rynku gazu poprzez stworzenie możliwości pozyskania gazu przez dostawców krajowych z nowego źródła.

2.5. Poziom rabatów stosowanych do obliczenia cen bazowych standardowych produktów z zakresu zdolności przerywanej – art. 28 ust. 1 lit. c) i art. 16 Kodeksu taryfowego

W 2021 r. dla punktów połączeń międzysystemowych z krajami UE oraz z krajami trzecimi, jak również dla wewnętrznych punktów wejścia/wyjścia w rozliczeniach

standardowych produktów z zakresu zdolności przerywanej będzie stosowana metoda ex-ante, o której mowa w art. 16 ust. 1-3 Kodeksu taryfowego.

Ceny bazowe standardowych produktów z zakresu zdolności przerywanej będą obliczane poprzez pomnożenie cen bazowych danych standardowych produktów z zakresu zdolności ciągłej przez różnicę między 100% a poziomem rabatu *ex-ante*.

W 2021 r. będzie stosowany następujący poziom rabatu *ex-ante*:

- **6%** dla rocznych, kwartalnych, miesięcznych, dobowych i śródziennych produktów z zakresu zdolności dla gazu E oferowanych na punktach połączeń międzysystemowych z krajami UE[6] oraz z krajami trzecimi,
- **2%** dla produktów rocznych, kwartalnych, miesięcznych, dobowych i śródziennych z zakresu zdolności dla gazu E i L oferowanych na wewnętrznych punktach wejścia/wyjścia[7], z wyjątkiem punktów wyjścia do odbiorców końcowych[8].

Rabat *ex-ante* oblicza się zgodnie z metodą określoną w art. 16 ust. 2-3 Kodeksu taryfowego, według następującego wzoru:

$$\mathbf{Di_{ex\text{-}ante} = Pro \times A \times 100\%}$$

gdzie:

$Di_{ex\text{-}ante}$ – poziom rabatu *ex-ante*,

Pro – współczynnik oznaczający prawdopodobieństwo przerwania usługi, który jest ustalany lub zatwierdzany zgodnie z art. 41 ust. 6 lit. a) dyrektywy 2009/73/WE na podstawie art. 28 i odnosi się do danego rodzaju standardowego produktu z zakresu zdolności przerywanej,

A – współczynnik korygujący, ustalany lub zatwierdzany zgodnie z art. 41 ust. 6 lit. a) dyrektywy 2009/73/WE na podstawie art. 28, stosowany w celu odzwierciedlenia szacowanej wartości ekonomicznej danego rodzaju standardowego produktu z zakresu zdolności przerywanej, obliczany dla poszczególnych, niektórych lub wszystkich punktów połączeń międzysystemowych, który wynosi nie mniej niż 1.

Współczynnik Pro oblicza się dla poszczególnych punktów wejścia/wyjścia systemu przesyłowego gazu zgodnie z rodzajem oferowanego standardowego produktu z zakresu zdolności przerywanej na podstawie prognozowanych informacji na temat jego elementów, według następującego wzoru:

$$Pro = \frac{N \times D_{int}}{D} \times \frac{CAP_{av.int.}}{CAP}$$

gdzie:

N – przewidywana liczba przerw w świadczeniu usługi w czasie D,

$D_{int.}$ – wyrażony w godzinach średni czas trwania przewidywanych przerw w świadczeniu usługi,

D – całkowity czas trwania danego rodzaju standardowego produktu z zakresu zdolności przerywanej, wyrażony w godzinach,

$CAP_{av.int.}$ – przewidywana średnia ilość zdolności przerwanej w odniesieniu do każdej przerwy w świadczeniu usługi, związana z danym rodzajem standardowego produktu z zakresu zdolności przerywanej,

CAP – całkowitą ilość zdolności przerywanej w odniesieniu do danego rodzaju standardowego produktu z zakresu zdolności przerywanej.

Prawdopodobieństwo przerwania usługi zostało oszacowane w oparciu o dane dotyczące rezerwacji przepustowości w okresie od 1 października 2017 r. do 31 grudnia 2019 r.

Współczynnik korygujący A został przyjęty jako równy 1 dla wszystkich standardowych produktów przesyłowych dla usług realizowanych na warunkach przerywanych. Nie stwierdza się wpływu prawdopodobieństwa przerwania rzeczonych usług na ich wartość rynkową w stopniu, który uzasadniałby konieczność wprowadzenia dodatkowej korekty w postaci współczynnika A.

Moc umowna (przepustowość) udostępniana na zasadach przerywanych warunkowo ciągła została zdefiniowana w pkt 2.18 taryfy, jako określona w przydziale przepustowości (PP) moc umowna (przepustowość) w fizycznych punktach wyjścia, która może być ograniczona przez Operatora, na zasadach określonych w IRiESP[9], w przypadku niezapewnienia paliwa gazowego w określonych fizycznych punktach wejścia.

Rabat *ex-ante* nie jest stosowany w przypadku, gdy przerwanie usługi przerywanej warunkowo ciągłej wynikało z niewypełnienia przesłanki warunkującej ciągłą możliwość korzystania z mocy umownej (przepustowości). W przypadku gdy przerwanie tej usługi nie wynikało z niewypełnienia przesłanki warunkującej ciągłą możliwość korzystania z mocy umownej (przepustowości), rabat *ex-ante* będzie stosowany. W przypadku oferowa-

[6] Z uwzględnieniem punktu PWP.

[7] Z uwzględnieniem PMG.

[8] Operator nie będzie oferował usług przerywanych na wewnętrznych punktach wyjścia do odbiorców końcowych, zarówno dla gazu E jak i L.

[9] Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej.

nia przez Operatora tego typu usługi w 2021 r. punkty, których ta usługa dotyczy zostaną wskazane w taryfie.

W przypadku usług rewersu wirtualnego, do których na podstawie § 14 rozporządzenia taryfowego jest stosowany jest współczynnik 0,2 (rabat w wysokości 80%), nie stosuje się rabatu *ex-ante*.

3. Mnożniki, współczynniki sezonowe oraz rabaty, o których mowa w art. 28 ust. 1 lit. a)-c) Kodeksu taryfowego, do taryfy dla usług przesyłania paliw gazowych EuRoPol GAZ-u

3.1. Mnożniki, o których mowa w art. 28 ust. 1 lit. a) Kodeksu taryfowego

Poziom mnożników dla produktów krótkoterminowych, został przedstawiony w Tabeli nr 3.

Tabela nr 3. Wartości mnożników dla produktów krótkoterminowych korygujące stawki opłat (ceny referencyjne) za wejście do lub wyjście z sieci EuRoPol GAZ-u na 2021 r.

Usługa przesyłania gazu	Śródzienna	Dobowa	Miesięczna	Kwartalna
Mnożnik	1,95	1,95	1,30	1,10

Niniejsze mnożniki będą stosowane na wszystkich punktach wejścia i wyjścia do/z systemu przesyłowego gazu należącego do EuRoPol GAZ-u, do rozliczania usług świadczonych na zasadach krótkoterminowych.

Mając na uwadze postanowienia art. 13 ust. 2 Kodeksu taryfowego, dla taryfy EuRoPol GAZ-u nie są ustalane współczynniki sezonowe, o których mowa w art. 15 Kodeksu taryfowego.

3.2. Zastosowanie mnożników

Opłata za krótkoterminową usługę przesyłania gazu będzie obliczana wg następującego wzoru:

$$Op = Mn * Ss * Mu * T/100$$

gdzie:
Op – opłata za krótkoterminową usługę przesyłania gazu (kwartalną, miesięczną, dobową lub śródzienną) w [zł],
Mn – mnożnik,
Ss – stawka opłaty, odpowiednio dla wejścia/wyjścia [gr/kWh/h za h lub gr/kWh/dobę za dobę],
Mu – moc umowna [kWh/h lub kWh/dobę],
T – liczba godzin lub dób świadczenia danej usługi krótkoterminowej [h lub doba]

albo

$$Op = Mn * Ss * Mu * T$$

gdzie:
Op – opłata za krótkoterminową usługę przesyłania gazu (kwartalną, miesięczną, dobową lub śródzienną) w [zł],
Mn – mnożnik,
Ss – stawka opłaty, odpowiednio dla wejścia/wyjścia [zł/MWh/dobę za dobę],
Mu – moc umowna [MWh/dobę],
T – liczba dób świadczenia danej usługi krótkoterminowej [doba].

W przypadku świadczenia usług wirtualnego przesyłania zwrotnego, zarówno długoterminowych, jak i krótkoterminowych, do opłaty ustalonej wg powyższego wzoru stosuje się dodatkowo współczynnik 0,2 (rabat w wysokości 80%), o którym mowa w § 14 rozporządzenia taryfowego. Z tego względu do usług tych nie stosuje się rabatu *ex-post* przewidzianego dla usług przerywanych.

3.3. Poziom rabatów stosowanych do obliczenia cen bazowych standardowych produktów z zakresu zdolności przerywanej – art. 28 ust. 1 lit. c) i art. 16 Kodeksu taryfowego

Dla usług przerywanych świadczonych w systemie przesyłowym będącym własnością EuRoPol GAZ-u stosowany będzie rabat *ex-post*.

Biorąc pod uwagę dane za lata poprzednie, z których wynika, iż nie wystąpiły przypadki przerwania usług świadczonych na zasadach przerywanych, rabatowanie cen bazowych standardowych produktów z zakresu zdolności przerywanych po ewentualnym fakcie przerwania usługi przesyłowej jest uzasadnione.

Zgodnie z art. 16 ust. 4 Kodeksu taryfowego rekompensata ta będzie równa trzykrotności ceny bazowej (stawki) dobowego standardowego produktu z zakresu zdolności ciągłej i będzie wypłacana za każdy dzień, w którym nastąpiło przerwanie usługi.

4. Uwagi użytkowników systemu przesyłowego, które wpłynęły w trakcie konsultacji

Uwagi zgłoszone w ramach konsultacji dotyczyły:
a) obniżenia proponowanych na 2021 r. wartości mnożników, o których mowa w art. 28 ust. 1 lit. a) Kodek-

su taryfowego, o procent wynikający ze zmiany wartości mnożników w 2020 r. w porównaniu do 2019 r., tj. o około 2%, gdyż odbiega on od poziomu dużo bardziej rozwiniętych rynków w krajach europejskich jak np. Niemcy,

b) obniżania opłat za przesyłanie gazu o przychody z dodatkowych opłat za produkty krótkoterminowe,

c) rozdzielenia mnożników dla punktów wejścia/wyjścia wewnętrznych i punktów wejścia/wyjścia międzysystemowych z krajami UE i z krajami trzecimi oraz punktów międzysystemowych między SGT a siecią krajową i zastosowania dla tych punktów następujących proponowanych wartości:
   - Kwartał: 1,1
   - Miesiąc: 1,25
   - Doba: 1,4
   - Śróddzienne: 1,8

d) rozdzielenia współczynników sezonowych dla punktów wejścia/wyjścia wewnętrznych i punktów wejścia/wyjścia międzysystemowych z krajami UE i z krajami trzecimi oraz punktów międzysystemowych między SGT a siecią krajową i zastosowania dla tych punktów następujących proponowanych wartości:
   - Kwartał zimowy/letni: 1,05/0,85
   - Miesiąc zimowy/letni: 1,1/0,85
   - Doba i Śróddzienne zimowy/letni: 1,1 lub całkowitej rezygnacji z tych współczynników,

e) wydzielenia katalogu mnożników na poziomie równym 1 dla jednostek wytwarzających energię elektryczną lub ciepło z paliw gazowych ze względu na konieczność zapewnienia niezawodności i bezpieczeństwa krajowego systemu elektroenergetycznego (jednostki regulacyjne),

f) obniżenia poziomu rabatu w punkcie wejścia do systemu przesyłowego z instalacji LNG, o którym mowa w art. 28 ust. 1 lit. c) i art. 9 ust. 2 Kodeksu taryfowego, ze 100% – stosowanego od 2016 r. i planowanego na 2021 r. – do 80%,

g) zastosowanie dla usług przerywanych warunkowo ciągłych współczynnika *ex-ante* na poziomie 0,9 – 0,95, który odzwierciedlałby ryzyko przerwania usługi,

h) rozdzielenia mnożników dla sieci SGT dla punktów wejścia/wyjścia wewnętrznych i punktów wejścia/wyjścia międzysystemowych z krajami UE i z krajami trzecimi oraz punktów międzysystemowych między SGT a siecią krajową i zastosowanie dla tych punktów następujących proponowanych wartości:
   - Kwartał: 1,1
   - Miesiąc: 1,2
   - Doba: 1,4
   - Śróddzienne: 1,8.

Odnosząc się do zgłoszonych uwagi, stwierdzam co następuje:

Ad. a)

Poziom mnożników proponowany na 2021 r. nie uległ zmianie w stosunku do poziomu przyjętego w taryfie nr 13 (na 2020 r.) i stanowi on zachętę dla korzystania przez użytkowników systemu przesyłowego z produktów długoterminowych, przy jednoczesnym zapewnieniu dostępności produktów krótkoterminowych. Wykorzystanie produktów długoterminowych daje sygnały dla efektywnego inwestowania w rozbudowę systemu przesyłowego, zaś oferta produktów krótkoterminowych pozwala uczestnikom rynku na elastyczne kształtowanie portfela dostaw poprzez możliwość bieżącej reakcji na zmieniające się uwarunkowania rynkowe. Przyjęty poziom mnożników ma również na celu odzwierciedlenie w cenach produktów krótkoterminowych ewentualnego ryzyka Operatora związanego z kosztami utraconych korzyści z tytułu sprzedaży produktów krótszych niż roczne. Wartości mnożników przyjęte na rok 2021 z jednej strony umożliwiają korzystanie z usług krótkoterminowych, z drugiej zaś umożliwiają prowadzenie znacznych inwestycji w systemie przesyłowym zaplanowanych w perspektywie 2022 r.

Ponadto, przygotowane przez podmiot zgłaszający uwagę do konsultacji zestawienie poziomu mnożników w przykładowych krajach europejskich wskazuje, iż kraje, które mają podobnie rozwinięte rynki jak Polska (np. Litwa, Słowacja) stosują mnożniki na podobnym do polskiego poziomie lub wyższe. Porównanie rynku polskiego do rynków bardziej rozwiniętych jest w chwili obecnej nieuzasadnione. Polska jest aktualnie na etapie realizacji działań mających na celu zapewnienie dywersyfikacji źródeł zaopatrzenia w gaz ziemny, w tym rozbudowy systemu przesyłowego (Projekt Baltic Pipe, korytarz Północ-Południe, połączenie Polska – Litwa), co w efekcie zapewni infrastrukturę do rozwoju rynku gazu.

Wartości mnożników proponowane na 2021 mieszczą się w dopuszczalnych przedziałach określonych w Kodeksie taryfowym i będą stosowane zarówno na punktach połączeń międzysystemowych z krajami UE, z krajami trzecimi[10)], jak i wewnętrznych punktach systemu przesyłowego (dla gazu E i L), dzięki czemu zostanie ograniczone ryzyko subsydiowania skrośnego pomiędzy użytkownikami systemu przesyłowego rezerwującymi przepustowość na poszczególnych punktach. Ponadto, przepisy Kodeksu taryfowego nie wymagają, aby wartości mnożników stosowane po obu stronach

[10)] O których mowa w art. 2 ust. 1 Kodeksu taryfowego, tj. Białorusią i Ukrainą.

punktu połączenia międzysystemowego miały te same wartości.

Mając na uwadze, że w 2019 r. wystąpił ponad 60-procentowy wzrost wielkości mocy wykorzystywanej w ramach produktów krótkoterminowych w porównaniu do 2018 r. oraz zakres inwestycji związanych z systemem przesyłowym, nie wprowadzono korekt wartości mnożników.

Ad. b)

Zgodnie z postanowieniami pkt 4.1. *Metody wyznaczania cen referencyjnych nr 1/OGP w zakresie własnej sieci przesyłowej Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. na okres od dnia 1 stycznia 2020 r. do dnia 31 grudnia 2022 r.*, zatwierdzonej decyzją Prezesa URE nr DRG.DRG-2.745.1.2019.JDo1 z dnia 29 marca 2019 r., w kalkulacji taryfy Operatora uwzględnia się poziom mocy krótkoterminowych (oferowanych na zasadach ciągłych i przerywanych) zrealizowanych w roku kalendarzowym poprzedzającym rok, w którym złożony został wniosek o zatwierdzenie taryfy. Wielkość zdolności zakontraktowanych stanowiących podstawę kalkulacji cen referencyjnych dla roku taryfowego n+1 to suma planowanych zdolności zakontraktowanych w ramach standardowych produktów rocznych z zakresu zdolności ciągłej i przerywanej na rok gazowy w roku n oraz poziom zdolności zrealizowanych w ramach kwartalnych, miesięcznych i dobowych standardowych produktów z zakresu zdolności ciągłej i przerywanej zrealizowanych w roku kalendarzowym n-1 poprzedzającym rok n, w którym składany jest wniosek taryfowy.

W związku z powyższym twierdzenie, że przychody ze świadczenia usług krótkoterminowych stanowią dodatkowe przychody Operatora jest nieuzasadnione.

Poza tym należy podkreślić, że faktycznie osiągnięte przez Operatora w danym roku taryfowym przychody ze sprzedaży produktów krótkoterminowych z zakresu zdolności przesyłowej są składnikiem faktycznie osiągniętego przychodu, który jest ewidencjonowany na tzw. Koncie regulacyjnym[11)] i porównywany z przychodem planowanym na ten rok. Stosownie do postanowień przepisu art. 18 ust. 1 Kodeksu taryfowego niewystarczający lub nadmierny poziom odzyskiwanych przychodów, stanowi dla danego okresu taryfowego różnicę pomiędzy wartością faktycznie uzyskanych przychodów związanych ze świadczeniem usług przesyłowych w tym okresie i planowaną wartością przychodu z usług przesyłowych uwzględnioną w kalkulacji taryfy na dany okres. Dodatnia wartość ww. różnicy oznacza nadmierne odzyskanie przychodów z usług przesyłowych dla danego roku i wpłynie na obniżenie przychodu przyjmowanego do kalkulacji taryfy w kolejnych latach, a ujemna oznacza niewystarczające odzyskanie tych przychodów i spowoduje zwiększenie przychodu przyjmowanego do kalkulacji przyszłych taryf w ramach uzgadniania konta regulacyjnego, o którym mowa w art. 20 Kodeksu taryfowego.

Ad. c) i h)

Rozdzielenie mnożników dla punktów wejścia/wyjścia wewnętrznych i punktów wejścia/wyjścia międzysystemowych z krajami UE i z krajami trzecimi oraz punktów między SGT a krajową siecią przesyłową nie jest wskazane, gdyż mogłoby skutkować ryzykiem subsydiowania skrośnego pomiędzy międzysystemowym i wewnątrzsystemowym wykorzystaniem sieci przesyłowej. Stąd proponowane zmiany nie zasługują na uwzględnienie, zarówno w przypadku sieci będącej własnością Operatora, jak i sieci należącej do EuRoPol GAZ-u. Ponadto, należy zauważyć, że wysokość mnożników nie ogranicza możliwość przesyłania ilości gazu ziemnego dostosowanych do aktualnego zapotrzebowania, gdyż nie ma obowiązku wykorzystywania zamówionej przepustowości w 100%. Z drugiej strony wysokość mnożników może wpływać na opłacalność wymiany transgranicznej w przypadku braku dostępności rocznych produktów z zakresu zdolności przesyłowej.

Ad. d)

Zastosowanie zróżnicowanego poziomu współczynników sezonowych dla punktów wejścia/wyjścia wewnętrznych i punktów wejścia/wyjścia międzysystemowych z krajami UE i z krajami trzecimi oraz punktów między SGT a krajową siecią przesyłową przyczyniłoby się do ryzyka wystąpienia subsydiowania skrośnego pomiędzy międzysystemowym i wewnątrzsystemowym wykorzystaniem sieci przesyłowej.

Biorąc pod uwagę widoczną na polskim rynku gazu sezonowość zapotrzebowania na paliwo gazowe, w celu zwiększenia optymalizacji wykorzystania systemu poprzez generowanie zachęt do korzystania z sieci przesyłowej w okresach mniejszego zapotrzebowania na przepustowość zgłaszanego przez użytkowników systemu, niezbędne jest stosowanie współczynników sezonowych.

Głównym założeniem stosowanego modelu taryfowego jest preferowanie kontraktów długoterminowych i kształtowanie stawek głównie w oparciu o zamówione, niezmienne w ciągu roku, moce długoterminowe. Wynika to ze specyfiki działalności operatora systemu przesyłowego, polegającej na tym, że przesyłanie paliwa gazowego nasila się w tzw. Sezonie grzewczym, natomiast koszty magazynowania, przesyłania, konserwacji sieci ponoszone są przez Operatora w ciągu całego roku.

[11)] Rozwiązanie wprowadzone przez Kodeks taryfowy, stosowane od 31 maja 2019 r., polegające na tym, że różnica pomiędzy przychodem planowanym i zrealizowanym dla danego roku będzie uwzględniana w kalkulacji taryf na kolejne lata.

Oznacza to, że Operator powinien mieć zapewniony dopływ środków finansowych równomiernie w skali całego roku.

Współczynniki sezonowe zostały obliczone zgodnie z metodologią opisaną w art. 15 Kodeksu taryfowego w oparciu o wolumeny gazu odebrane w punktach wyjścia z systemu przesyłowego gazu E i L w 2018 r. (z wyłączeniem wolumenów gazu przesłanych do punktów wyjścia do PMG).

Użyte parametry zostały dobrane w taki sposób, aby iloczyn mnożnika i odpowiedniego współczynnika sezonowego dawał wartość zbliżoną do współczynników korekcyjnych wynikających z dotychczas stosowanych taryf. Średnia arytmetyczna z iloczynów współczynnika sezonowego i odpowiedniego mnożnika, obliczona zgodnie z art. 13 ust. 2 Kodeksu taryfowego, mieści się w dopuszczalnych przedziałach określonych w art. 13 ust. 1 Kodeksu taryfowego.

Ad. e)

Aktualnie rezerwacja przepustowości w systemie przesyłowym Operatora odbywa się na podstawie umowy o przyłączenie, umowy przesyłowej, przydziału przepustowości/zdolności oraz porozumień, o których mowa w pkt. 3.8.11, 3.8.12, 3.9 lub 3.10 IRiESP, co jest zgodne z § 2 pkt 4 rozporządzenia systemowego[12)], gdzie przepustowość zarezerwowana systemu gazowego to: „przepustowość systemu przesyłowego gazowego lub systemu dystrybucyjnego gazowego zarezerwowana w związku z zawartymi przez operatora systemu gazowego umowami o świadczenie usługi przesyłania paliw gazowych lub ich dystrybucji oraz umowami o przyłączenie do sieci gazowej, o ile nie upłynął przewidywany w nich termin zawarcia umowy, na podstawie której miało nastąpić dostarczanie paliw gazowych".

Wytwórcy energii elektrycznej i ciepła nie powinni bazować na krótkoterminowych usługach przesyłania gazu mając na względzie zapewnienie bezpieczeństwa i niezawodności funkcjonowania krajowego systemu elektroenergetycznego. W przypadku usług krótkoterminowych nie ma bowiem gwarancji, iż przepustowość zamawiana na okres krótszy niż rok będzie dostępna w momencie, w którym wytwórca będzie składał nominacje. Ryzyko braku przepustowości wzrasta w przypadku produktów dziennych i śródziennych, które realizowane są przez Operatora w ostatniej kolejności, a którymi główne interesują się podmioty z branży energetycznej. Biorąc pod uwagę wysokie zapotrzebowanie na moc szczytową, podmioty te powinny opierać swoje zamówienia na usługach długoterminowych, które zagwarantują im stabilność i gwarancję dostaw paliwa gazowego.

Ad. f)

Rabat w wysokości 100% dla punktu wejścia do systemu przesyłowego z Terminalu LNG jest obecnie uzasadniony przez wzgląd na kluczowe znaczenie dla dywersyfikacji kierunków dostaw oraz zapewnienia dostępu do globalnego rynku gazu. Ponadto, należy podkreślić, że stosowane rozwiązanie nie przewiduje tzw. socjalizacji kosztów terminalu, która jest dość powszechna w innych krajach EU.

Ponadto, przeprowadzone w URE analizy w zakresie konkurencyjności gazu sprowadzanego z różnych źródeł wskazują, że w dalszym ciągu jest uzasadnione utrzymanie rabatu na punkcie wejścia LNG na aktualnie stosowanym poziomie, tj. 100%. Ewentualną zmianę wysokości rabatu dla punktu wejścia do systemu przesyłowego z terminalu LNG będzie można rozważyć w momencie zakończenia realizacji projektów dywersyfikacyjnych.

Ad. g)

W związku z postulatami użytkowników systemu przesyłowego oraz Operatora dla usług przerywanych warunkowo ciągłych będzie stosowany rabat *ex-ante*, w przypadku gdy przerwanie tej usługi nie wynikało z niewypełnienia przesłanki warunkującej ciągłą możliwość korzystania z mocy umownej (przepustowości). Natomiast w przypadku, gdy przerwanie usługi wynikało z niewypełnienia przesłanki warunkującej ciągłą możliwość korzystania z mocy umownej (przepustowości), brak jest uzasadnienia dla udzielania rabatu[13)]. Takie podejście zapewni równoprawne traktowanie wszystkich użytkowników systemu przesyłowego.

5. Uwzględnianie aspektów, o których mowa w art. 28 ust. 3 Kodeksu taryfowego

Stosownie do postanowień art. 28 ust. 3 Kodeksu taryfowego Prezes URE podejmując decyzję odnośnie zagadnień wymienionych w ust. 1 tego przepisu bierze pod uwagę odpowiedzi otrzymane w ramach konsultacji oraz następujące aspekty:

a) w odniesieniu do mnożników:
   - równowagę między ułatwieniem krótkoterminowego obrotu gazem, a zapewnianiem długoterminowych sygnałów dla efektywnego inwestowania w system przesyłowy,

[12)] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2010 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (Dz. U. z 2018 r. poz. 1158, z późn. zm.).

[13)] Zbliżony pogląd przedstawił ENTSOG na stronie 89 *TAR NC Implementation Document – Second Edition September 2017*.

- wpływ na przychody z usług przesyłowych oraz ich odzyskanie,
- potrzebę unikania subsydiowania skrośnego między użytkownikami sieci oraz zwiększenia odzwierciedlenia kosztów poprzez ceny bazowe,
- przypadki ograniczeń w fizycznym przepływie paliwa gazowego i ograniczeń umownych,
- wpływ na przepływy transgraniczne,

b) w odniesieniu do współczynników sezonowych:
- wpływ na ułatwienie ekonomicznego i efektywnego wykorzystania infrastruktury,
- potrzebę lepszego odzwierciedlenia kosztów poprzez ceny bazowe.

Analiza powyższych kwestii została przedstawiona w dokumencie konsultacyjnym.

Ponadto należy wskazać, że w art. 13 ust. 1 Kodeksu taryfowego zostały określone dopuszczalne wartości mnożników dla następujących produktów z zakresu zdolności:

- kwartalnych i miesięcznych standardowych produktów z zakresu zdolności – nie mniej niż 1 i nie więcej niż 1,5;
- dobowych i śródziennych standardowych produktów z zakresu zdolności – nie mniej niż 1 i nie więcej niż 3 (w uzasadnionych przypadkach wartość mnożnika może wynosić mniej niż 1, ale więcej niż 0 oraz więcej niż 3).

Ustalone wartości mnożników w niniejszym komunikacie, zarówno dla taryfy Operatora jak i EuRoPol GAZ-u mieszczą się w dopuszczalnych przedziałach określonych w Kodeksie taryfowym i będą stosowane zarówno na punktach połączeń międzysystemowych jak i wewnętrznych systemu przesyłowego. Także średnia arytmetyczna iloczynów współczynnika sezonowego i odpowiedniego mnożnika ustalonych do taryfy Operatora, obliczona zgodnie z art. 13 ust. 2 Kodeksu taryfowego, również mieści się w dopuszczalnych przedziałach określonych w art. 13 ust. 1 Kodeksu taryfowego.

Poziom mnożników pozwala Operatorowi na utrzymanie odpowiedniej proporcji między produktami długoterminowymi zapewniającymi Operatorowi stabilność przychodów a przez to możliwość realizacji inwestycji rozwojowych, a produktami krótkoterminowymi, które umożliwiają użytkownikom sieci bilansowanie swoich portfeli zakupowych.

Z uwagi na fakt, iż mnożniki i współczynniki sezonowe stosowane dla produktów krótkoterminowych ustalane są w jednakowej wysokości dla wszystkich punktów wejścia i wyjścia, każdy z użytkowników sieci ponosi takie same opłaty za produkty krótkoterminowe niezależnie od dróg przesyłania gazu. Biorąc pod uwagę powyższe nie występuje wpływ zastosowania mnożników oraz współczynników sezonowych na poziom subsydiowania skrośnego między użytkownikami sieci ani na przepływy transgraniczne.

Dodatkowo, współczynniki sezonowe ustalane są na poziomie odzwierciedlającym rozpływy w systemie przesyłowym uzależnione od rynkowego profilu zapotrzebowania na paliwo gazowe i nie mają one negatywnego wpływu na efektywne wykorzystywanie infrastruktury przesyłowej.

W związku z faktem uwzględniania w kalkulacji taryfy mocy dla usług krótkoterminowych, ustalony poziom mnożników i współczynników sezonowych nie wpłynie na odzyskiwanie przychodu przez Operatora i EuRoPol GAZ.

Warszawa, 25 marca 2020 r.

Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 16/2020

w sprawie postanowienia Sądu Rejonowego dla m. st. Warszawy w Warszawie XIX Wydziału Gospodarczego dla spraw upadłościowych i restrukturyzacyjnych w sprawie ogłoszenia upadłości Hermes Energy Group S.A. w Warszawie

Prezes Urzędu Regulacji Energetyki informuje byłych odbiorców Hermes Energy Group S.A., iż na stronie internetowej www.saltarski.com zamieszczono postanowienie Sądu Rejonowego dla m. st. Warszawy w Warszawie, XIX Wydział Gospodarczy dla spraw upadłościowych i restrukturyzacyjnych w sprawie ogłoszenia **upadłości Hermes Energy Group S.A. w Warszawie** wraz z informacją dla klientów Hermes Energy Group S.A., co do możliwości dochodzenia ich roszczeń:

„Postanowieniem z dnia 12 marca 2020 roku, wydanym w sprawie o sygnaturze akt XIX GU 1058/19, Sąd Rejonowy dla m. st. Warszawy w Warszawie, XIX Wydział Gospodarczy dla spraw upadłościowych i restrukturyzacyjnych ogłosił upadłość **Hermes Energy Group S.A. w Warszawie** (KRS 507501), wyznaczył sędziego-komisarza w osobie SSR Agnieszki Kraszewskiej, zastępcę sędziego-komisarza w osobie SSR Anny Walenciak oraz syndyka w osobie Tycjana Saltarskiego. Postępowanie upadłościowe będzie się toczyło pod sygnaturą XVIII GUp 85/20.

Przedmiotowym postanowieniem Sąd wezwał wierzycieli upadłej do zgłoszenia swoich wierzytelności w terminie trzydziestu dni od dnia obwieszczenia postanowienia o ogłoszeniu upadłości w Monitorze Sądowym

i Gospodarczym oraz wezwał osoby, którym przysługują prawa oraz prawa osobiste i roszczenia ciążące na nieruchomościach należących do upadłej, jeżeli nie zostały ujawnione przez wpis w księdze wieczystej, do ich zgłoszenia w terminie trzydziestu dni od dnia obwieszczenia postanowienia o ogłoszeniu upadłości w Monitorze Sądowym i Gospodarczym – pod rygorem utraty prawa powoływania się na nie w postępowaniu upadłościowym.

Ww. postanowienie w dniu publikacji niniejszej Informacji nie zostało opublikowane w Monitorze Sądowym i Gospodarczym https://ems.ms.gov.pl/msig/przegladaniemonitorow.

Z uwagi na fakt, iż bieg terminu na zgłoszenie wierzytelności rozpoczyna się od dnia obwieszczenia postanowienia o upadłości w Monitorze Sądowym i Gospodarczym śledzenie tego terminu jest niezwykle istotne.

Prezes URE poinformuje również dodatkowym Komunikatem o dacie ukazania się obwieszczenia postanowienia o ogłoszeniu upadłości przedsiębiorstwa Hermes Energy Group S.A.

W komunikacie opublikowanym przez Syndyka znajduje się pouczenie, iż zgodnie z przepisami ustawy z dnia 28 lutego 2003 r. Prawo upadłościowe (dalej „pr.u."), wszystkie należności przysługujące wierzycielom w stosunku do masy upadłości zaspokajane są w trybie przewidzianym w przedmiotowej ustawie, tj. poprzez dokonanie zgłoszenia wierzytelności w postępowaniu upadłościowym.

Wzór zgłoszenia wierzytelności określa rozporządzenie Ministra Sprawiedliwości z dnia 17 grudnia 2015 r. w sprawie określenia wzoru pisemnego zgłoszenia wierzytelności oraz zakresu danych objętych zgłoszeniem wierzytelności za pośrednictwem rejestru (Dz. U. z dnia 29.12.2015 r., poz. 2240).

Zgłoszenia wierzytelności zgodnie z art. 239-240 pr.u. należy dokonać na piśmie w dwóch jednobrzmiących egzemplarzach do Sędziego-komisarza nadzorującego postępowanie upadłościowe, tj.:

SSR Agnieszka Kraszewska Sędzia-komisarz Hermes Energy Group S.A. w upadłości Sąd Rejonowy dla m.st. Warszawy w Warszawie, XVIII Wydział Gospodarczy dla spraw upadłościowych i restrukturyzacyjnych ul. Czerniakowska 100A, 00-454 Warszawa Sygn. akt: XVIII GUp 85/20".

Zatem odbiorcy dochodzący swoich wierzytelności od Hermes Energy Group S.A. w upadłości powinni między innymi śledzić informacje na stronie internetowej Hermes Energy Group S.A., www.heg.com.pl , na stronie syndyka Tycjana Saltarskiego www.saltarski.com oraz publikacje w Monitorze Sądowym i Gospodarczym https://ems.ms.gov.pl/msig/przegladaniemonitorow (bieg terminu na zgłoszenie wierzytelności rozpoczyna się od dnia obwieszczenia postanowienia o upadłości w Monitorze Sądowym i Gospodarczym).

W indywidualnych sprawach, konsumentom bezpłatną pomoc prawną świadczą Miejscy lub Powiatowi Rzecznicy Konsumentów oraz organizacje konsumenckie. https://www.uokik.gov.pl/rzecznicy.php

Warszawa, 26 marca 2020 r.

Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 17/2020

w sprawie obowiązków gmin wynikających z ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych, w zakresie budowy ogólnodostępnych stacji ładowania i wyznaczenia operatora oraz dostawcy usług ładowania na tych stacjach

Prezes Urzędu Regulacji Energetyki przypomina, że stosownie do przepisów ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych (Dz. U. z 2019 r. poz. 1124, z po z n. zm.), dalej zwanej „ustawą o elektromobilności", na niektórych organach wykonawczych gmin (wójt, burmistrz albo prezydent miasta) spoczywają nowe obowiązki w zakresie rozwoju infrastruktury elektromobilności.

Gminom o liczbie mieszkańców w wyższej niż 100 000, w których zostało zarejestrowanych co najmniej 60 000 pojazdów samochodowych, oraz w których co najmniej 400 pojazdów samochodowych przypada na 1000 mieszkańców wyznaczono cel w postaci minimalnej liczby punktów ładowania zainstalowanych w ogólnodostępnych stacjach ładowania. Cel powinien zostać osiągnięty do dnia **31 grudnia 2020 r.**

W art. 60 ust. 1 ustawy o elektromobilności określono minimalną liczbę punktów ładowania zainstalowanych do dnia 31 grudnia 2020 r. w ogólnodostępnych stacjach ładowania, która wynosi:

a) **1000** – w gminach o liczbie mieszkańców wyższej niż 1 000 000, w których zostało zarejestrowanych co najmniej 600 000 pojazdów samochodowych i na 1000 mieszkańców przypada co najmniej 700 pojazdów samochodowych;
b) **210** – w gminach o liczbie mieszkańców wyższej niż 300 000, w których zostało zarejestrowanych co najmniej 200 000 pojazdów samochodowych i na 1000 mieszkańców przypada co najmniej 500 pojazdów samochodowych;
c) **100** – w gminach o liczbie mieszkańców wyższej niż 150 000, w których zostało zarejestrowanych co najmniej 95 000 pojazdów samochodowych i na 1000 mieszkańców przypada co najmniej 400 pojazdów samochodowych;
d) **60** – w gminach o liczbie mieszkańców wyższej niż 100 000, w których zostało zarejestrowanych co naj-

mniej 60 000 pojazdów samochodowych i na 1000 mieszkańców przypada co najmniej 400 pojazdów samochodowych.

Obowiązek sporządzenia planu budowy ogólnodostępnych stacji ładowania

Ustawa o elektromobilności określiła harmonogram prac organów wykonawczych gmin przed rozpoczęciem budowy ogólnodostępnych stacji ładowania oraz wdrożeniem programu przyłączania ogólnodostępnych stacji ładowania do systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego.

Zgodnie z tym harmonogramem:

1) w terminie do:
   15 stycznia 2020 r. – wójt, burmistrz albo prezydent miasta, na podstawie informacji zgromadzonych w Ewidencji Infrastruktury Paliw Alternatywnych oraz informacji uzyskanych od właściwego organu administracji architektoniczno-budowlanej, zobowiązany był sporządzić raport dotyczący punktów ładowania na obszarze gminy zainstalowanych w ogólnodostępnych stacjach ładowania.
   Raport zawiera informację o liczbie i lokalizacji ogólnodostępnych stacji ładowania, liczbie i lokalizacji stacji planowanych do wybudowania do dnia 31 grudnia 2020 r. oraz liczbie punktów ładowania brakującej do osiągnięcia minimalnej liczby punktów ładowania – wskazanej w art. 60 ust. 1 na dzień 31 grudnia 2020 r.
   15 marca 2020 r. – w przypadku gdy z raportu, o którym mowa powyżej wynikało, że nie została osiągnięta minimalna liczba punktów ładowania wójt, burmistrz albo prezydent miasta – opracowuje plan budowy ogólnodostępnych stacji ładowania i przeprowadza konsultacje z mieszkańcami w terminie nie krótszym niż 21 dni.
   Plan określa: (i) liczbę i lokalizację planowanych ogólnodostępnych stacji ładowania z liczbą planowanych do zainstalowania w nich punktów ładowania, z uwzględnieniem mocy każdego z tych punktów oraz (ii) proponowany harmonogram budowy ogólnodostępnych stacji ładowania.
2) projekt planu wójt, burmistrz albo prezydent miasta przekazuje operatorom systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, na obszarze działania których planowane jest rozmieszczenie ogólnodostępnych stacji ładowania do uzgodnienia. Termin na uzgodnienie projektu planu nie może być krótszy niż 30 dni.
3) operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych uzgadniają projekt planu, biorąc pod uwagę moce przyłączeniowe istniejące oraz przewidywane w planie rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię.
4) uzgodniony plan przekazywany jest radzie gminy, która przyjmuje go w drodze uchwały w terminie do 14 dni od dnia jego otrzymania.
5) wójt, burmistrz albo prezydent miasta przekazuje przyjęty plan operatorom systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, informuje o jego przyjęciu Prezesa URE oraz publikuje ten plan na stronie internetowej obsługującego go urzędu.
6) na podstawie projektu planu przekazanego operatorowi systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, operator ten opracowuje program przyłączania do systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego ogólnodostępnych stacji ładowania przewidzianych w projekcie planu. Wójt, burmistrz albo prezydent miasta wyznacza termin na opracowanie tego programu, nie krótszy niż 30 dni, licząc od dnia przekazania temu operatorowi projektu planu.
   Program przyłączania określa techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia ogólnodostępnych stacji ładowania wskazanych w projekcie planu wraz z przewidywanymi terminami przyłączenia.
7) operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, właściwy ze względu na lokalizację ogólnodostępnej stacji ładowania wskazanej w planie, buduje takie stacje.

Wyznaczenie do pełnienia funkcji operatora ogólnodostępnych stacji ładowania oraz dostawcy usług ładowania

Prezes URE wyznacza, w drodze decyzji, do pełnienia funkcji operatora ogólnodostępnych stacji ładowania oraz dostawcy usług ładowania, przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną, które dokonuje sprzedaży energii elektrycznej do największej liczby odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej na terenie gminy, w której ma pełnić funkcję operatora ogólnodostępnych stacji ładowania **na wniosek wójta, burmistrza albo prezydenta miasta** (art. 65 ust. 2 ustawy o elektromobilności).

Przepisy ustawy o elektromobilności nie wskazują wprost terminu na złożenie wniosku o wyznaczenie operatora ogólnodostępnych stacji ładowania oraz dostawcy usług ładowania. Jednakże mając na uwadze określoną w art. 62 tej ustawy procedurę dotyczącą opracowania, uzgadniania i przyjęcia planu budowy ogólnodostępnych stacji ładowania Prezes URE rekomenduje złożenie takiego wniosku równolegle z formalnym zawiadomieniem o przyjęciu planu, będącego wypełnieniem obo-

wiązku zawartego w art. 62 ust. 10, czyli po uprzednim uzgodnieniu z operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, na obszarze działania których planowane jest rozmieszczenie ogólnodostępnych stacji ładowania.

Wniosek o wyznaczenie przedsiębiorstwa energetycznego, które będzie pełnić funkcję operatora ogólnodostępnych stacji ładowania oraz dostawcy usług ładowania powinien zawierać, co najmniej:

1) wskazanie obszaru (teren gminy) i miejsc (lokalizacje stacji), w których pełnił będzie funkcję operator ogólnodostępnej stacji ładowania oraz dostawca usług ładowania;
2) informacje na temat przyjęcia przez radę gminy planu budowy ogólnodostępnych stacji ładowania (kopia uchwały), o kto rym mowa w art. 62 ustawy o elektromobilności, wraz z kopią tego planu lub wskazaniem miejsca jego publikacji oraz dokumentacją dotyczącą uzgodnienia planu z operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych;
3) kopię opracowanego przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego programu przyłączania, o którym mowa w art. 62 ustawy o elektromobilności;
4) wskazanie operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych działających na obszarze gminy, w tym na obszarze działania których planowane jest rozmieszczenie ogólnodostępnych stacji ładowania;
5) informację o przedsiębiorstwie energetycznym wykonującym działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną, które dokonuje sprzedaży energii elektrycznej do największej liczby odbiorców końcowych przyłączonych do sieci operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych na terenie danej gminy.

Złożenie wniosku nie wiąże się z koniecznością wniesienia opłaty skarbowej ze względu na objęcie jednostek samorządu terytorialnego zwolnieniem podmiotowym stosownie do art. 7 pkt 3 ustawy z dnia 16 listopada 2006 r. o opłacie skarbowej (Dz. U. z 2019 r. poz. 1000, z późn. zm.).

Przedkładane kopie dokumentów powinny być poświadczone za zgodność z oryginałem na każdej stronie kopii dokumentu. Poświadczenia zgodności z oryginałem może dokonać notariusz albo występujący w sprawie pełnomocnik strony będący adwokatem lub radcą prawnym. Natomiast wyjaśnienia i oświadczenia składane w toku tego postępowania powinny być podpisane przez osoby upoważnione do reprezentowania wnioskodawcy.

Warszawa, 30 marca 2020 r.

Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 18/2020

w sprawie średnich cen sprzedaży ciepła wytworzonego w jednostkach wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji w roku 2019

Działając na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. c ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2019 r., poz. 755 ze zm.) informuję, iż **w 2019 r.** średnia cena sprzedaży ciepła, wytworzonego w należących do przedsiębiorstw posiadających koncesje jednostkach wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji:

a) opalanych paliwami węglowymi wyniosła **46,67 zł/GJ**,
b) opalanych paliwami gazowymi wyniosła **71,94 zł/GJ**,
c) opalanych olejem opałowym wyniosła **94,29 zł/GJ**,
d) stanowiących odnawialne źródła energii wyniosła **44,85 zł/GJ**.

Podane ceny są cenami netto.

Warszawa, 30 marca 2020 r.

Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 19/2020

w sprawie średniej ceny energii elektrycznej dla odbiorcy w gospodarstwie domowym uwzględniającej opłatę za świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej, obliczonej na podstawie cen zawartych w umowach kompleksowych w roku 2019

Działając na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. d ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2019 r., poz. 755 ze zm.),

informuję,

że średnia cena energii elektrycznej dla odbiorcy w gospodarstwie domowym uwzględniająca opłatę za świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej, obliczona na podstawie cen zawartych w umowach kompleksowych w roku 2019

wyniosła 0,4862 zł/ kWh.

Cena zawiera podatek akcyzowy i nie zawiera VAT.

Warszawa, 30 marca 2020 r.

Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 20/2020

w sprawie wskaźnika referencyjnego ustalanego przez Prezesa URE zgodnie z metodologią określoną w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 22 września 2017 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło (Dz. U. z 2017 r., poz. 1988)

Działając na podstawie art. 47 ust. 2g ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2019 r., poz. 755 ze zm.) ogłaszam następujące wskaźniki referencyjne ustalone dla poszczególnych rodzajów paliw, o których mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. c ustawy:

- dla paliw węglowych – 1,0,
- dla paliw gazowych – 1,0,
- dla oleju opałowego – 1,0,
- dla paliw wykorzystywanych w odnawialnych źródłach energii – 1,0.

Warszawa, 30 marca 2020 r.

Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 21/2020

w sprawie średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w IV kwartale 2019 roku

Działając na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 18a ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2019 r. poz. 755, ze zm.), informuję, że **w IV kwartale 2019 r.** średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym wyniosła **241,41 zł/MWh**.

Algorytm obliczania *średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym* w IV kwartale 2019 r. obejmował sprzedaż energii elektrycznej (wolumen sprzedaży oraz wartość sprzedanej energii) realizowaną przez wytwórców i spółki obrotu w konkurencyjnych segmentach krajowego hurtowego rynku energii elektrycznej, tj. do:

- spółek obrotu w ramach kontraktów dwustronnych,
- na giełdę energii.

Sprzedaż energii elektrycznej na rynek bilansujący nie została uwzględniona w algorytmie wyznaczania *ceny* ze względu na techniczny charakter tego segmentu rynku.

W przypadku skonsolidowanych pionowo grup kapitałowych[1)] do wyliczenia ceny został wzięty pod uwagę wolumen sprzedaży energii elektrycznej i wartość jej sprzedaży do spółek obrotu poza grupę kapitałową oraz na giełdę energii.

Poniżej przedstawiono wzór uwzględniający poszczególne segmenty rynku, które zostały wzięte pod uwagę do obliczenia *średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym*.

$$C = \frac{\sum_{i=1}^{n} Po_i + \sum_{j=1}^{m} Pg_j}{\sum_{i=1}^{n} Eo_i + \sum_{j=1}^{m} Eg_j} \times 1000$$

gdzie:

C – średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w IV kwartale 2019 r. [zł/MWh],

Po – przychody ze sprzedaży energii elektrycznej: wytwórców[2)] do spółek obrotu poza grupę kapitałową oraz przedsiębiorstw obrotu[3)] do spółek obrotu poza grupę kapitałową w kontraktach bezpośrednich zrealizowane w IV kwartale 2019 r. [tys. zł],

Eo – wolumen sprzedanej energii elektrycznej: wytwórców[2)] do spółek obrotu poza grupę kapitałową oraz przedsiębiorstw obrotu[3)] do spółek obrotu poza grupę kapitałową w kontraktach bezpośrednich w IV kwartale 2019 r. [MWh],

n – liczba spółek objętych badaniem, składających sprawozdanie G-10.1k i G-10.4(Ob)k w IV kwartale 2019 r.,

Pg – przychody ze sprzedaży energii elektrycznej (dostarczonej w IV kwartale 2019 r.) zrealizowane przez uczestników Towarowej Giełdy Energii S.A. [tys. zł],

Eg – wolumen sprzedanej energii elektrycznej (dostarczonej w IV kwartale 2019 r.) zrealizowanej przez uczestników Towarowej Giełdy Energii S.A. [MWh],

m – liczba spółek dokonujących sprzedaży na Towarowej Giełdzie Energii S.A. w IV kwartale 2019 r.

[1)] Grupa kapitałowa – grupa kapitałowa w rozumieniu art. 3 ust. 1 pkt 44 ustawy z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości (Dz. U. z 2019 r. poz. 351, ze zm.).

[2)] Zbadano elektrownie cieplne 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 cieplnej zawodowej za IV kwartał 2019 r.*

[3)] Zbadano przedsiębiorstwa zajmujące się obrotem energią elektryczną i składające sprawozdanie G-10.4(Ob)k *Sprawozdanie przedsiębiorstwa energetycznego prowadzącego obrót energią elektryczną za IV kwartał 2019 r.*

Warszawa, 30 marca 2020 r.

Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 22/2020

w sprawie średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym za rok 2019

Działając na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b) ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2019 r. poz. 755 ze zm.), informuję, iż **w 2019 r.** średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym wyniosła **245,44 zł/MWh**.

Algorytm obliczania *średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym* w 2019 r. obejmował sprzedaż energii elektrycznej (wolumen sprzedaży oraz wartość sprzedanej energii) realizowaną przez wytwórców i spółki obrotu w konkurencyjnych segmentach krajowego hurtowego rynku energii elektrycznej, tj. do:

- spółek obrotu w ramach kontraktów dwustronnych,
- na giełdę energii.

Sprzedaż energii elektrycznej na rynek bilansujący nie została uwzględniona w algorytmie wyznaczania *ceny* ze względu na techniczny charakter tego segmentu rynku.

W przypadku skonsolidowanych pionowo grup kapitałowych[1)] do wyliczenia ceny został wzięty pod uwagę wolumen sprzedaży energii elektrycznej i wartość jej sprzedaży do spółek obrotu poza grupę kapitałową oraz na giełdę energii.

[1)] Grupa kapitałowa – grupa kapitałowa w rozumieniu art. 3 ust. 1 pkt 44 ustawy z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości (Dz. U. z 2019 r. poz. 351, ze zm.).

Poniżej przedstawiono wzór uwzględniający poszczególne segmenty rynku, które zostały wzięte pod uwagę do obliczenia średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym.

$$C = \frac{\sum_{i=1}^{n} Po_i + \sum_{j=1}^{m} Pg_j}{\sum_{i=1}^{n} Eo_i + \sum_{j=1}^{m} Eg_j} \times 1000$$

gdzie:

C – średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym [zł/MWh],

Po – przychody ze sprzedaży energii elektrycznej: wytwórców[2)] do spółek obrotu poza grupę kapitałową oraz przedsiębiorstw obrotu[3)] do spółek obrotu poza grupę kapitałową w kontraktach bezpośrednich [tys. zł],

Eo – wolumen sprzedanej energii elektrycznej: wytwórców[2)] do spółek obrotu poza grupę kapitałową oraz przedsiębiorstw obrotu[3)] do spółek obrotu poza grupę kapitałową w kontraktach bezpośrednich [MWh],

n – liczba spółek objętych badaniem, składających sprawozdanie G-10.1 k i G-10.4(Ob)k,

Pg – przychody ze sprzedaży energii elektrycznej (dostarczonej w 2019 r.) zrealizowane przez uczestników Towarowej Giełdy Energii S.A. [tys. zł],

Eg – wolumen sprzedanej energii elektrycznej (dostarczonej w 2019 r.) zrealizowanej przez uczestników Towarowej Giełdy Energii S.A. [MWh],

m – liczba spółek dokonujących sprzedaży na Towarowej Giełdzie Energii S.A.

[2)] Zbadano elektrownie cieplne 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 cieplnej zawodowej*.

[3)] Zbadano przedsiębiorstwa zajmujące się obrotem energią elektryczną i składające sprawozdanie G-10.4(Ob)k *Sprawozdanie przedsiębiorstwa energetycznego prowadzącego obrót energią elektryczną*.

Warszawa, 1 kwietnia 2020 r.

Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 23/2020

w sprawie stopy wolnej od ryzyka w II kwartale 2020 r.

Prezes URE informuje, że dla potrzeb określania wskaźnika kosztu zaangażowanego kapitału przyjmowanego do kalkulacji taryf infrastrukturalnych przedsiębiorstw sektora ciepłowniczego oraz operatorów systemów elektroenergetycznych, przedkładanych do zatwierdzenia w II kwartale 2020 r., stopa wolna od ryzyka wynosi **2,430%** i odpowiada średniej rentowności 10-letnich obligacji Skarbu Państwa o najdłuższym terminie wykupu, notowanych na Rynku Treasury BondSpot w okresie od 1 października 2018 r. do 31 marca 2020 r.

Warszawa, 1 kwietnia 2020 r.

Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 24/2020

w sprawie stopy wolnej od ryzyka w II kwartale 2020 r.

Prezes URE informuje, że dla potrzeb określania wskaźnika kosztu zaangażowanego kapitału przyjmo-

wanego do kalkulacji taryf infrastrukturalnych przedsiębiorstw sektora gazowego, przedkładanych do zatwierdzenia w II kwartale 2020 r., stopa wolna od ryzyka wynosi **2,845%** i odpowiada średniej rentowności 10-letnich obligacji Skarbu Państwa o najdłuższym terminie wykupu, notowanych na Rynku Treasury BondSpot w okresie od 1 kwietnia 2017 r. do 31 marca 2020 r.

Warszawa, 2 kwietnia 2020 r.

Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 25/2020

w sprawie wskaźników stosowanych przy ustalaniu zwrotu z kapitału w taryfach dla ciepła

Przy wykorzystaniu modelu ustalania zwrotu z kapitału w taryfach dla ciepła (ostatnia Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z dnia 12 kwietnia nr 34/2018 w sprawie zasad i sposobu ustalania oraz uwzględniania w taryfach dla ciepła zwrotu z kapitału (kosztu kapitału) na lata 2018 – 2020), zastosowanie mają następujące wskaźniki:

1) średnia jednostkowa cena wytwarzania ciepła przez koncesjonowane przedsiębiorstwa w 2019 r. **„Cs" = 40,97 zł/GJ**;
2) średnia jednostkowa stawka przesyłowa we wszystkich systemach ciepłowniczych dla przedsiębiorstw koncesjonowanych w 2019 r. **„Cs" = 18,33 zł/GJ**;
3) wskaźnik zmian jednostkowych kosztów stosowanych paliw przez przedsiębiorstwa koncesjonowane wytwarzające ciepło **„k" = 5,99%**;
4) wskaźnik zmian jednostkowych kosztów strat przesyłowych przedsiębiorstw koncesjonowanych **„k" = 6,30%**;
5) udział kosztów paliwa w kosztach wytwarzania ciepła ogółem koncesjonowanych przedsiębiorstw wytwarzających ciepło **„z" = 0,4182**;
6) udział kosztów strat ciepła w kosztach przesyłania i dystrybucji ogółem przedsiębiorstw koncesjonowanych **„z" = 0,2523**.

Warszawa, 7 kwietnia 2020 r.

Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 26/2020

w sprawie terminu zgłoszenia wierzytelności w toku postępowania upadłościowego przez byłych klientów Hermes Energy Group S.A. w upadłości

W nawiązaniu do Informacji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 16/2020 z dnia 25 marca 2020 r.[1)], dotyczącej postanowienia Sądu Rejonowego dla m.st. Warszawy w Warszawie, XIX Wydział Gospodarczy dla spraw upadłościowych i restrukturyzacyjnych w sprawie ogłoszenia upadłości Hermes Energy Group S.A. w Warszawie, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki informuje, iż Monitorze Sądowym i Gospodarczym z dnia 6 kwietnia 2020 r. nr 67 poz. 17619 zostało opublikowane obwieszczenia postanowienia o ogłoszeniu upadłości ww. spółki.

[1)] https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/aktualnosci/8782,Klienci-upadlej-Hermes-Energy-Group-moga-zglaszac-swoje-wierzytelnosci.html

Termin wyznaczony na dokonanie zgłoszenia wierzytelności do Sędziego – komisarza SSR Agnieszki Kraszewskiej to 30 dni od dnia obwieszczenia postanowienia o ogłoszeniu upadłości w Monitorze Sądowym i Gospodarczym.

Prezes URE ponownie przypomina, że byli klienci Hermes Energy Group S.A. w upadłości, którzy do dnia poprzedzającego ogłoszenie upadłości Spółki tj. przed dniem 12.03.2020 r., uregulowali na rzecz Spółki jakiekolwiek należności z tytułu sprzedaży energii elektrycznej lub paliwa gazowego za okres, w którym Spółka takich usług nie świadczyła mogą dochodzić swoich roszczeń z tego tytułu wobec Spółki w trybie przewidzianym przez przepisy ustawy Prawo upadłościowe, tj. w ramach zgłoszenia wierzytelności kierowanego do Sędziego-komisarza.

Zgłoszenia wierzytelności zgodnie z art. 239-240 pr.u. należy dokonać na piśmie w dwóch jednobrzmiących egzemplarzach do Sędziego-komisarza nadzorującego postępowanie upadłościowe, tj.:

SSR Agnieszka Kraszewska
Sędzia-komisarz Hermes Energy Group S.A. w upadłości
Sąd Rejonowy dla m.st. Warszawy w Warszawie,
XVIII Wydział Gospodarczy dla spraw upadłościowych i restrukturyzacyjnych
ul. Czerniakowska 100A, 00-454 Warszawa
Sygn. akt: XVIII GUp 85/20

Poniżej udostępniony został wzór zgłoszenia wierzytelności – do wykorzystania.

Jednocześnie Prezes URE zwraca uwagę, iż ustawa z dnia 31 marca 2020 r. o zmianie ustawy o szczególnych rozwiązaniach związanych z zapobieganiem, przeciwdziałaniem i zwalczaniem COVID-19, innych chorób zakaźnych oraz wywołanych nimi sytuacji kryzysowych

oraz niektórych innych ustaw[2)] w art. 15 ust. 1 pkt 10 stanowi, iż terminy innych postępowań nie rozpoczynają się lub rozpoczęte ulegają zawieszeniu.

W sprawie możliwości zastosowania ww. przepisu do postępowania upadłościowego Hermes Energy Group S.A. w upadłości należy zgłaszać zapytania do Sędzi-komisarz.

Wzór zgłoszenia wierzytelności dostępny na stronie https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/8807,Informacja-nr-262020.html

Warszawa, 9 kwietnia 2020 r.

Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 27/2020

w sprawie ogłoszenia ostatecznych wyników aukcji dodatkowych na I, II, III, IV kwartał roku dostaw 2021

Działając na podstawie art. 39 ust. 3 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2020 r. poz. 247) ogłaszam ostateczne wyniki aukcji dodatkowych na I, II, III, IV kwartał roku dostaw 2021 przeprowadzonych w dniu 18 marca 2020 r. przez operatora, którym w myśl art. 2 ust. 1 pkt 27 ustawy o rynku mocy są Polskie Sieci Elektroenergetyczne Spółka Akcyjna z siedzibą w Konstancinie – Jeziornie.

a) Dla I kwartału roku dostaw 2021

– Wykaz dostawców mocy, którzy wygrali aukcję dodatkową na I kwartał roku dostaw 2021:

Lp.	Kod jednostki rynku mocy	Typ jednostki rynku mocy	Wielkość obowiązku mocowego, MW	Nazwa dostawcy mocy	NIP
1.	JRM/463	istniejąca jednostka rynku mocy wytwórcza	4,500	„Energetyka" Sp. z o.o.	6921010700
2.	JRM/236	istniejąca jednostka rynku mocy wytwórcza	29,171	ENEA Ciepło Sp. z o.o.	5420201908
3.	JRM/457	istniejąca jednostka rynku mocy wytwórcza	9,000	Energetyka Cieplna Opolszczyzny S.A.	7542524950
4.	JRM/327	istniejąca jednostka rynku mocy wytwórcza	6,000	Enspirion Sp. z o.o.	5833117846
5.	JRM/456	niepotwierdzona jednostka rynku mocy redukcji zapotrzebowania	50,000	Enspirion Sp. z o.o.	5833117846
6.	JRM/184	istniejąca jednostka rynku mocy wytwórcza	27,000	PGE Energia Ciepła S.A.	6420000642
7.	JRM/185	istniejąca jednostka rynku mocy wytwórcza	16,000	PGE Energia Ciepła S.A.	6420000642
8.	JRM/265	istniejąca jednostka rynku mocy wytwórcza	14,000	PGE Energia Ciepła S.A.	6420000642
9.	JRM/270	istniejąca jednostka rynku mocy wytwórcza	15,000	PGE Energia Ciepła S.A.	6420000642
10.	JRM/274	istniejąca jednostka rynku mocy wytwórcza	7,000	PGE Energia Ciepła S.A.	6420000642
11.	JRM/275	istniejąca jednostka rynku mocy wytwórcza	7,000	PGE Energia Ciepła S.A.	6420000642
12.	JRM/133	niepotwierdzona jednostka rynku mocy redukcji zapotrzebowania	40,000	PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.	7690502495
13.	JRM/199	istniejąca jednostka rynku mocy wytwórcza	64,993	PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A.	6331005997
14.	JRM/87	istniejąca jednostka rynku mocy wytwórcza	18,000	PGNiG TERMIKA S.A.	5250000630
15.	JRM/92	istniejąca jednostka rynku mocy wytwórcza	25,000	PGNiG TERMIKA S.A.	5250000630
16.	JRM/439	istniejąca jednostka rynku mocy wytwórcza	86,000	Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.	5250008028
17.	JRM/440	istniejąca jednostka rynku mocy wytwórcza	85,000	Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.	5250008028
18.	JRM/443	istniejąca jednostka rynku mocy wytwórcza	140,000	Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.	5250008028

[2)] Dz. U. z 2020 r. poz. 568, http://dziennikustaw.gov.pl/D2020000056801.pdf

Lp.	Kod jednostki rynku mocy	Typ jednostki rynku mocy	Wielkość obowiązku mocowego, MW	Nazwa dostawcy mocy	NIP
19.	JRM/466	istniejąca jednostka rynku mocy wytwórcza	33,000	Przedsiębiorstwo Energetyczne w Siedlcach Sp. z o.o.	8210006326
20.	JRM/342	istniejąca jednostka rynku mocy wytwórcza	36,000	TAURON Ciepło Sp. z o.o.	9542732017
21.	JRM/357	istniejąca jednostka rynku mocy wytwórcza	90,000	TAURON Ciepło Sp. z o.o.	9542732017
22.	JRM/437	istniejąca jednostka rynku mocy wytwórcza	6,000	TAURON Ekoenergia Sp. z o.o.	6112502075
23.	JRM/450	istniejąca jednostka rynku mocy wytwórcza	10,017	TAURON Ekoenergia Sp. z o.o.	6112502075
24.	JRM/451	istniejąca jednostka rynku mocy wytwórcza	12,250	TAURON POLSKA ENERGIA S.A.	9542583988
25.	JRM/248	istniejąca jednostka rynku mocy wytwórcza	50,000	Veolia Energia Łódź S.A.	7280018564

- Liczba ofert, które wygrały aukcję dodatkową: 25;
- Aukcja dodatkowa zakończyła się w rundzie 1 z ceną zamknięcia równą 286,01 zł/kW/rok;
- Sumaryczna wielkość obowiązków mocowych wynikająca z zawartych umów mocowych wynosi 880,931 MW;
- Zawarte umowy mocowe obejmują obowiązek mocowy na 1 okres dostaw – I kwartał roku dostaw 2021.

b) Dla II kwartału roku dostaw 2021:

– Wykaz dostawców mocy, którzy wygrali aukcję dodatkową na II kwartał roku dostaw 2021:

Lp.	Kod jednostki rynku mocy	Typ jednostki rynku mocy	Wielkość obowiązku mocowego, MW	Nazwa dostawcy mocy	NIP
1.	JRM/456	niepotwierdzona jednostka rynku mocy redukcji zapotrzebowania	50,000	Enspirion Sp. z o.o.	5833117846
2.	JRM/199	istniejąca jednostka rynku mocy wytwórcza	64,993	PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A.	6331005997
3.	JRM/466	istniejąca jednostka rynku mocy wytwórcza	25,000	Przedsiębiorstwo Energetyczne w Siedlcach Sp. z o.o.	8210006326
4.	JRM/342	istniejąca jednostka rynku mocy wytwórcza	51,000	TAURON Ciepło Sp. z o.o.	9542732017
5.	JRM/357	istniejąca jednostka rynku mocy wytwórcza	90,000	TAURON Ciepło Sp. z o.o.	9542732017
6.	JRM/450	istniejąca jednostka rynku mocy wytwórcza	10,017	TAURON Ekoenergia Sp. z o.o.	6112502075
7.	JRM/451	istniejąca jednostka rynku mocy wytwórcza	12,250	TAURON POLSKA ENERGIA S.A.	9542583988

- Liczba ofert, które wygrały aukcję dodatkową: 7;
- Aukcja dodatkowa zakończyła się w rundzie 1 z ceną zamknięcia równą 286,01 zł/kW/rok;
- Sumaryczna wielkość obowiązków mocowych wynikająca z zawartych umów mocowych wynosi 303,260 MW;
- Zawarte umowy mocowe obejmują obowiązek mocowy na 1 okres dostaw – II kwartał roku dostaw 2021.

c) Dla III kwartału roku dostaw 2021:

– Wykaz dostawców mocy, którzy wygrali aukcję dodatkową na III kwartał roku dostaw 2021:

Lp.	Kod jednostki rynku mocy	Typ jednostki rynku mocy	Wielkość obowiązku mocowego, MW	Nazwa dostawcy mocy	NIP
1.	JRM/456	niepotwierdzona jednostka rynku mocy redukcji zapotrzebowania	50,000	Enspirion Sp. z o.o.	5833117846
2.	JRM/199	istniejąca jednostka rynku mocy wytwórcza	64,993	PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A.	6331005997
3.	JRM/466	istniejąca jednostka rynku mocy wytwórcza	25,000	Przedsiębiorstwo Energetyczne w Siedlcach Sp. z o.o.	8210006326
4.	JRM/10	istniejąca jednostka rynku mocy wytwórcza	10,000	TAURON Ciepło Sp. z o.o.	9542732017
5.	JRM/450	istniejąca jednostka rynku mocy wytwórcza	6,017	TAURON Ekoenergia Sp. z o.o.	6112502075

- Liczba ofert, które wygrały aukcję dodatkową: 5;
- Aukcja dodatkowa zakończyła się w rundzie 1 z ceną zamknięcia równą 286,01 zł/kW/rok;
- Sumaryczna wielkość obowiązków mocowych wynikająca z zawartych umów mocowych wynosi 156,010 MW;

- Zawarte umowy mocowe obejmują obowiązek mocowy na 1 okres dostaw – III kwartał roku dostaw 2021.

d) Dla IV kwartału roku dostaw 2021:

– Wykaz dostawców mocy, którzy wygrali aukcję dodatkową na IV kwartał roku dostaw 2021:

Lp.	Kod jednostki rynku mocy	Typ jednostki rynku mocy	Wielkość obowiązku mocowego, MW	Nazwa dostawcy mocy	NIP
1.	JRM/463	istniejąca jednostka rynku mocy wytwórcza	4,500	„Energetyka" Sp. z o.o.	6921010700
2.	JRM/236	istniejąca jednostka rynku mocy wytwórcza	22,000	ENEA Ciepło Sp. z o.o.	5420201908
3.	JRM/457	istniejąca jednostka rynku mocy wytwórcza	9,000	Energetyka Cieplna Opolszczyzny S.A.	7542524950
4.	JRM/327	istniejąca jednostka rynku mocy wytwórcza	4,000	Enspirion Sp. z o.o.	5833117846
5.	JRM/456	niepotwierdzona jednostka rynku mocy redukcji zapotrzebowania	50,000	Enspirion Sp. z o.o.	5833117846
6.	JRM/133	niepotwierdzona jednostka rynku mocy redukcji zapotrzebowania	8,000	PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.	7690502495
7.	JRM/199	istniejąca jednostka rynku mocy wytwórcza	64,993	PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A.	6331005997
8.	JRM/87	istniejąca jednostka rynku mocy wytwórcza	18,000	PGNiG TERMIKA S.A.	5250000630
9.	JRM/92	istniejąca jednostka rynku mocy wytwórcza	25,000	PGNiG TERMIKA S.A.	5250000630
10.	JRM/293	istniejąca jednostka rynku mocy wytwórcza	72,000	Polski Koncern Naftowy ORLEN S.A.	7740001454
11.	JRM/443	istniejąca jednostka rynku mocy wytwórcza	140,000	Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.	5250008028
12.	JRM/466	istniejąca jednostka rynku mocy wytwórcza	33,000	Przedsiębiorstwo Energetyczne w Siedlcach Sp. z o.o.	8210006326
13.	JRM/342	istniejąca jednostka rynku mocy wytwórcza	36,000	TAURON Ciepło Sp. z o.o.	9542732017
14.	JRM/357	istniejąca jednostka rynku mocy wytwórcza	90,000	TAURON Ciepło Sp. z o.o.	9542732017
15.	JRM/450	istniejąca jednostka rynku mocy wytwórcza	8,017	TAURON Ekoenergia Sp. z o.o.	6112502075
16.	JRM/451	istniejąca jednostka rynku mocy wytwórcza	12,250	TAURON POLSKA ENERGIA S.A.	9542583988
17.	JRM/248	istniejąca jednostka rynku mocy wytwórcza	20,000	Veolia Energia Łódź S.A.	7280018564

- Liczba ofert, które wygrały aukcję dodatkową: 17;
- Aukcja dodatkowa zakończyła się w rundzie 1 z ceną zamknięcia równą 286,01 zł/kW/rok;
- Sumaryczna wielkość obowiązków mocowych wynikająca z zawartych umów mocowych wynosi 616,760 MW;
- Zawarte umowy mocowe obejmują obowiązek mocowy na 1 okres dostaw – IV kwartał roku dostaw 2021.

Warszawa, 14 kwietnia 2020 r.

Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 28/2020

w sprawie średniej kwartalnej ceny energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż wynikające z art. 49a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne

Działając na podstawie art. 49a ust. 8 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2019 r. poz. 755 ze zm.) informuję, że średnia cena energii elektrycznej sprzedawanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 tej ustawy, za **I kwartał 2020 r.** wyniosła **235,44 zł/MWh**.

W obliczeniu ww. ceny uwzględniono dane z realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej wskazane w art. 49a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Cena nie uwzględnia podatków (VAT, akcyza), opłat niezwiązanych z ilością sprzedanej energii elektrycznej oraz zobowiązań związanych ze świadectwami pochodzenia. Cenę obliczono

na podstawie danych przekazanych przez wytwórców[1)] i obejmujących sprzedaż energii elektrycznej pochodzącej z własnej produkcji w I kwartale 2020 r., o łącznym wolumenie 10,12 TWh.

Jednocześnie zwracam uwagę, że istotny wpływ na poziom tej ceny miały kontrakty zawierane z dużym (rocznym, dwuletnim) wyprzedzeniem czasowym. W konsekwencji ww. przedstawiona cena może nie odzwierciedlać aktualnych warunków rynkowych.

Warszawa, 15 kwietnia 2020 r.

Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 29/2020

w sprawie prognoz przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej na okres 15 lat, o których mowa w art. 16 ust. 20 i 21 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne

Informuję, że stosownie do treści art. 16 ust. 20 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz. U. z 2019 r. poz. 755 z późn. zm., dalej „ustawa Prawo energetyczne") przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w źródłach o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 50 MW sporządza i przedkłada Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki (dalej „Prezes 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 wykorzystywanego do wytwarzania energii elektrycznej. Ponadto, zgodnie z art. 16 ust. 21 ww. ustawy, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, co 2 lata w terminie do 30 kwietnia danego roku, aktualizuje prognozy, o których mowa w ust. 20, i informuje o tych aktualizacjach Prezesa URE oraz operatorów systemów elektroenergetycznych, do których sieci jest przyłączone, z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych i innych informacji prawnie chronionych.

Aktualizacja, o której mowa powyżej, dokonywana jest w systemie kroczącym, tj. każda aktualizacja obejmuje kolejny nowy 15 letni okres, zgodnie z następującą zasadą: prognoz, które są aktualizowane do 30 kwietnia danego roku (**n**) obejmuje okres (**n+14**) lat.

W związku z powyższym, stosownie do zapisów art. 16 ust. 20 i 21 ustawy Prawo energetyczne, informacje o prognozach na okres 15 lat, obejmujących lata 2020-2034, powinny zostać złożone przez wszystkie przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w źródłach o łącznej mocy zainstalowanej nie niższej niż 50 MW – w tym zakresie nie jest zatem ważna moc zainstalowana poszczególnych jednostek wytwórczych, lecz suma tych mocy zainstalowanych w źródłach energii. W tym kontekście zastosowanie będą miały postanowienia decyzji Prezesa URE udzielającej koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej, przy czym dotyczy to przedsiębiorstw energetycznych, których działalność gospodarcza wymaga uzyskania takiej koncesji (m.in. źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej wyższej niż 50 MW).

Jednocześnie wskazać należy, że powyższe nie zwalnia z obowiązku przedstawienia ww. informacji przez przedsiębiorstwa energetyczne, których działalność gospodarcza w zakresie wytwarzania energii elektrycznej nie wymaga uzyskania koncesji, tj. w źródłach energii o łącznej mocy zainstalowanej **równej** 50 MW niezaliczanych do instalacji odnawialnego źródła energii lub do jednostek kogeneracji (art. 32 ust. 1 pkt 1 lit. b ustawy Prawo energetyczne).

Natomiast przedsiębiorstwa, które nie składały dotychczas ww. prognoz, a obecnie uzyskały warunki, które obligują je do złożenia wskazanych w art. 16 ust. 20 i 21 ustawy Prawo energetyczne informacji, tj. posiadają źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej równej lub większej niż 50 MW, obowiązane są do sporządzenia i przedłożenia Prezesowi URE ww. prognozy dla okresu obejmującego lata 2020-2034.

W celu zapewnienia porównywalności przedstawianych Prezesowi URE ww. informacji, w załączeniu do niniejszej Informacji dołączone zostały **Formularze** w formie tabel (osobne pliki Excel) oraz **Objaśnienia do Formularzy dla prognoz na okres 15 lat obejmujących lata 2020-2034** (plik pdf.).

Należy przy tym wskazać, że **Formularz Tab_A,B,C,D_Łacz.dział.wyt.** powinien zostać wypełniony przez wszystkie przedsiębiorstwa energetyczne eksploatujące źródła o łącznej mocy zainstalowanej równej lub większej niż 50 MW, przy czym informacje w tych tabelach dotyczą całkowitej działalności wytwórczej tych przedsiębiorstw niezależnie od tego czy planują wycofanie swoich źródeł z eksploatacji, budowę nowych źródeł czy

[1)] Dane przekazane przez wytwórców zgodnie z wezwaniem zamieszczonym na stronie internetowej URE pod adresem: https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/obowiazki-sprawozdawcze/energia-elektryczna/8241,Prezes-URE-wzywa-wytworcow-energii-elektrycznej-do-cyklicznego-skladania-informa.html

też nie planują inwestycji w ogóle w okresie sprawozdawczym.

W przypadku, gdy przedsiębiorstwa energetyczne uznają, iż przedstawione Prezesowi URE informacje mają charakter sensytywny i mogą stanowić tajemnicę przedsiębiorstwa w rozumieniu art. 11 ust. 4 ustawy z dnia 16 kwietnia 1993 r. o zwalczaniu nieuczciwej konkurencji (Dz. U. z 2019 r. poz. 1010 z późn. zm.) lub inne tajemnice prawnie chronione i nie powinny być ujawnione innym podmiotom, proszę o właściwe ich oznaczenie.

Powyższe informacje należy przesłać do 30 kwietnia 2020 r. na adres: Urząd Regulacji Energetyki, Departament Rozwoju Rynków i Spraw Konsumenckich, 02-222 Warszawa, Al. Jerozolimskie 181. Wypełnione Formularze w formacie Excel (w osobnych plikach), należy również przekazać w formie elektronicznej na adres e-mail: prognozy2020@ure.gov.pl. Przesłane informacje powinny być opatrzone podpisami osób upoważnionych do reprezentowania przedsiębiorstwa energetycznego.

W razie pytań lub wątpliwości, co do treści niniejszej Informacji proszę o kontakt z osobami: Agatą Opolską pod numerem tel. 22 487 57 06, Robertem Bodnerem pod numerem tel. 22 487 57 01 lub Piotrem Karasiem pod numerem tel. 22 487 57 09.

Ponadto informuję, że stosownie do treści art. 56 ust. 1 pkt 1c) ustawy Prawo energetyczne karze pieniężnej podlega ten, kto nie przedstawia informacji, o których mowa m.in. w art. 16 ust. 21 wyżej wymienionej ustawy. W tym zakresie zastosowanie mają także postanowienia art. 56 ust. 3–7a ustawy Prawo energetyczne.

Załączniki:
1. Formularz JW_Posiadane
2. Formularz Tab_A_JW_Nowe moce
3. Formularz Tab_B,C_JW_Nowe moce
4. Formularz JW_Wycofane
5. Formularz JW_Modernizacje
6. Formularz Tab_A,B,C,D_Łacz.dział.wytw.

oraz „Objaśnienia do Formularzy dla prognoz na okres 5 lat obejmujących lata 2020-2034"

Objaśnienia i formularze dostępne są na stronie:
https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/8813,Informacja-nr-292020.html

---

Warszawa, 9 czerwca 2020 r.

Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 30/2020

dla odbiorców przemysłowych zobowiązanych do przekazania informacji i oświadczeń, o których mowa w art. 54 ustawy o odnawialnych źródłach energii

Stosownie do treści przepisu art. 54 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2020 r., poz. 261 z późn. zm.); dalej: ustawa OZE, odbiorca przemysłowy (w rozumieniu art. 52 ust. 6 ww. ustawy), który złożył oświadczenie, o którym mowa w art. 52 ust. 3 ustawy OZE, jest obowiązany **do dnia 31 sierpnia 2020 r.**, przekazać Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki (dalej: Prezes URE):

1) informację o:
- a) ilości energii elektrycznej zakupionej na własny użytek w roku realizacji obowiązku,
- b) spełnianiu warunków, o których mowa w art. 53 ust. 1 ustawy OZE,
- c) spełnianiu warunków, o których mowa w art. 62 ust. 2 ustawy z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2020 r., poz. 250 z późn. zm.), zwanej dalej *„ustawą KOG"*
- d) wykonaniu obowiązku, o którym mowa w art. 52 ust. 1 ustawy OZE – w przypadku odbiorców przemysłowych, o których mowa w art. 52 ust. 2 pkt 1 ustawy OZE;

2) oświadczenie o następującej treści:

„Świadomy odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia wynikającej z art. 233 § 6 ustawy z dnia 6 czerwca 1997 r. – Kodeks karny oświadczam, że:
1) dane zawarte w informacji, o której mowa w art. 54 pkt 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, są zgodne z prawdą;
2) znane mi są i spełniam warunki określone w art. 53 ust. 1 ustawy, o której mowa w pkt 1, oraz w art. 62 ust. 2 ustawy z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji.";

klauzula ta zastępuje pouczenie organu o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych zeznań.

Informacje i oświadczenie, o których mowa w art. 54 ustawy OZE za rok 2019, składają:

1) odbiorcy przemysłowi, którzy w roku 2018 zużyli **mniej niż 100 GWh** energii elektrycznej i zostali **uwzględnieni w Tabeli 2** pn. „Pozostali odbiorcy przemysłowi" w Informacji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki **Nr 79/2019** z dnia 4 listopada 2019 r. w sprawie wykazu odbiorców przemysłowych, którzy złożyli oświadczenie, o którym mowa w art. 52 ust. 3 ustawy o odnawialnych źródłach energii (**tabela zawiera 292 pozycje**);

2) odbiorcy przemysłowi, którzy w roku 2018 zużyli **powyżej 100 GWh** energii elektrycznej i zostali **uwzględnieni w Tabeli 1** pn. „Odbiorcy przemysłowi, o których mowa w art. 52 ust. 2 pkt 1 ustawy o odnawialnych źródłach energii" w Informacji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki **Nr 79/2019** z dnia 4 listopada 2019 r. w sprawie wykazu odbiorców przemysłowych, którzy złożyli oświadczenie, o którym mowa w art. 52 ust. 3 ustawy o odnawialnych źródłach energii (**tabela zawiera 47 pozycji**).

Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki Nr 79/2019 w sprawie jednolitego wykazu odbiorców przemysłowych, którzy złożyli oświadczenie, o którym mowa w art. 52 ust. 3 ustawy OZE znajduje się na stronie BIP URE pod adresem: https://bip.ure.gov.pl/bip/wykazodbiorcow-przemys/3776,Wykaz-odbiorcow-przemyslowych-na-rok-2019.html

Dodatkowo, mając na uwadze regulacje zawarte w przepisach ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej (Dz. U. z 2020 r. poz. 708) przedsiębiorcy powinni przedstawić dane dotyczące udzielonej im pomocy publicznej.

Zauważyć należy, że ww. obowiązek ciąży również na podmiotach, które zostały uwzględnione w wykazie odbiorców przemysłowych na rok 2019 i które następnie otrzymały decyzję Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w sprawie braku możliwości skorzystania z uprawnień, o których mowa w art. 53 ust. 1 oraz w art. 96 ust. 2 ustawy OZE w latach 2019 – 2023 z uwagi na wystąpienie przesłanek o których mowa w art. 55 ust. 1 tej ustawy.

Mając na uwadze unormowania zawarte w art. 54 pkt 2 ustawy OZE, zgodnie z którymi do informacji wskazanych w tych przepisach należy dołączyć określonej treści oświadczenia, składane pod rygorem odpowiedzialności karnej wynikającej z art. 233 § 6 ustawy Kodeks karny, odnosząc się do **kręgu podmiotów uprawnionych/zobowiązanych do złożenia tych oświadczeń należy wskazać, iż oświadczenia** te – ze względu na ich charakter – kwalifikować należy jako **oświadczenie wiedzy** a nie oświadczenie woli, a zatem **nie jest możliwe podpisanie tych oświadczeń przez pełnomocnika strony**.

W przypadku osób fizycznych – oświadczenia powinny zostać złożone i podpisane przez tę osobę fizyczną. W przypadku spółek cywilnych, oświadczenia powinny zostać złożone i podpisane przez wszystkich wspólników. W przypadku spółek osobowych oświadczenia winny zostać złożone i podpisane przez wspólnika lub wspólników uprawnionych do reprezentowania spółki, a w przypadku reprezentacji mieszanej – przez wspólnika działającego wspólnie z prokurentem – zgodnie z reprezentacją ujawnioną w KRS. W przypadku osób prawnych (spółek kapitałowych) – oświadczenia składają członek zarządu – przy reprezentacji jednoosobowej – lub członkowie zarządu – w przypadku reprezentacji łącznej. W sytuacji reprezentacji mieszanej, oświadczenia mogą zostać złożone i podpisane przez członka zarządu działającego wspólnie z prokurentem – zgodnie z reprezentacją określoną w statucie lub umowie spółki – ujawnioną w KRS.

Oświadczenia nie mogą w konsekwencji zostać podpisane przez prokurenta działającego bez członków zarządu.

W załączeniu do niniejszej Informacji przedstawiono wzory informacji oraz oświadczeń, które należy przedkładać **wraz z**:

- **dowodami wniesienia opłat zastępczych uiszczonych celem realizacji obowiązków** (**UWAGA:** dotyczy tylko odbiorców przemysłowych samodzielnie realizujących obowiązki w zakresie uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia);
- **sprawozdaniem finansowym za rok 2019**.

W celu zapewnienia porównywalności przedstawianych Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki danych, do niniejszej Informacji załączono przykładowy wzór przedmiotowego oświadczenia w formacie MS Word, który winien być wypełniony przez odbiorców przemysłowych, a także formularz w formacie MS Excel, który – niezależnie od oświadczenia – prosimy wypełnić i przesłać we wskazanym powyżej terminie w formie elektronicznej na adres e-mail: odbiorcaprzemyslowyoze@ure.gov.pl oraz wim@ure.gov.pl

Informacje i oświadczenia, o których mowa w art. 54 ustawy OZE należy kierować na adres Urzędu Regulacji Energetyki w Warszawie, Departament Źródeł Odnawialnych, Al. Jerozolimskie 181, 02-222 Warszawa lub złożyć bezpośrednio w Kancelarii Urzędu.

W razie pytań lub wątpliwości, prosimy o kontakt z Departamentem Źródeł Odnawialnych pod numerem tel. 22 487 55 74.

Tabela wraz ze wzorami oświadczenia i informacji dostępne są na stronie https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/8875,Informacja-nr-302020.html

Warszawa, 15 czerwca 2020 r.

Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 31/2020

w sprawie ogłoszenia wyników aukcji na premię kogeneracyjną Nr ACHP/1/2020

Działając na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 1 ustawy z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2020 r.

poz. 250, z późn. zm.) w związku z art. 20 ust. 4 tej ustawy, ogłaszam wyniki aukcji na premię kogeneracyjną pn.: „ACHP/1/2020", która została przeprowadzona w dniach 8 czerwca 2020 r. – 10 czerwca 2020 r. na podstawie ogłoszenia o aukcji z dnia 8 maja 2020 r.:

a) Wytwórca, którego oferta wygrała Aukcję Nr ACHP/1/2020:
Miejska Energetyka Cieplna Piła Sp. z o.o.;
b) wysokość premii kogeneracyjnej, jaka została wskazana w złożonej ofercie uczestnika, który wygrał aukcję nie przekracza: 60,00 zł/MWh;
c) ilość energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji i wynikająca z tej ilości wartość premii kogeneracyjnej, jaka zostanie wypłacona uczestnikowi[1)], który wygrał aukcję w podziale na kolejne następujące po sobie lata kalendarzowe:

Rok	Ilość [MWh]	Wartość [zł]
2022	pow. 39 000,000	pow. 1 521 000,00
2023	pow. 67 000,000	pow. 2 613 000,00
2024	pow. 67 000,000	pow. 2 613 000,00
2025	pow. 67 000,000	pow. 2 613 000,00
2026	pow. 67 000,000	pow. 2 613 000,00
2027	pow. 67 000,000	pow. 2 613 000,00
2028	pow. 67 000,000	pow. 2 613 000,00
2029	pow. 67 000,000	pow. 2 613 000,00
2030	pow. 67 000,000	pow. 2 613 000,00
2031	pow. 67 000,000	pow. 2 613 000,00
2032	pow. 67 000,000	pow. 2 613 000,00
2033	pow. 67 000,000	pow. 2 613 000,00
2034	pow. 67 000,000	pow. 2 613 000,00
2035	pow. 67 000,000	pow. 2 613 000,00
2036	pow. 67 000,000	pow. 2 613 000,00
2037	pow. 28 000,000	pow. 1 092 000,00
Razem	**pow. 1 005 000,000**	**pow. 39 195 000,00**

Foto: depositphotos

[1)] Po rozstrzygnięciu aukcji wysokość premii oraz wartość premii może ulec zmianie in minus w przypadku zmiany w zakresie udzielonej Wytwórcy pomocy inwestycyjnej.